LỊCH SỬ
NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM
(Đến năm 2010)

TẬP II

TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

LỊCH SỬ NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM

(Đến năm 2010)

TẬP II

NHÀ XUẤT BẢN CHÍNH TRỊ QUỐC GIA - SỰ THẬT
HÀ NỘI - 2011

HỘI ĐỒNG BIÊN SOẠN[1]

Chủ tịch	**Trần Ngọc Cảnh**
Phó Chủ tịch	**Lê Minh Hồng (thường trực), Phan Thị Hòa**
Ủy viên	**Nguyễn Đăng Liệu (thường trực), Nguyễn Hiệp, Đinh Văn Sơn, Đỗ Chí Thanh**
Cố vấn nội dung	**Nguyễn Hòa, Phan Tử Quang, Lê Văn Cự, Phan Minh Bích**

BAN BIÊN TẬP[1]

Trưởng ban	**Lê Minh Hồng**
Phó Trưởng ban	**Nguyễn Đăng Liệu (thường trực), Nguyễn Hiệp**
Ủy viên-thư ký	**Đinh Văn Sơn**
Các ủy viên	**Đặng Đình Cần, Vũ Đình Chiến, Đào Duy Chữ, Đặng Của, Hà Duy Dĩnh, Phạm Quang Dự, Nguyễn Văn Đắc, Nguyễn Giao, Trần Văn Giao, Đỗ Văn Hà, Nguyễn Đông Hải, Lương Đức Hảo, Nguyễn Quang Hạp, Hồ Đắc Hoài, Hoàng Văn Hoan, Lê Văn Hùng, Vũ Văn Kính, Nguyễn Đức Lạc, Nguyễn Hùng Lân, Nguyễn Trí Liễn, Trương Minh, Phan Văn Ngân, Nguyễn Xuân Nhậm, Ngô Thường San, Nguyễn Sâm, Hồ Tế, Đỗ Chí Thanh, Hồ Sĩ Thoảng, Đỗ Quang Toàn, Trần Ngọc Toản, Lê Văn Trương, Nguyễn Đức Tuấn, Bỳ Văn Tứ, Lê Xuân Vệ, Trần Quốc Việt**
Thư ký	**Đào Mạnh Chung, Vũ Thành Huyên**

CƠ QUAN TƯ VẤN

Hội Khoa học Lịch sử Việt Nam

Cố vấn biên soạn	**Giáo sư Đặng Phong**
Cố vấn biên tập	**Tiến sĩ Khổng Đức Thiêm**

1. Theo Quyết định số 419/QĐ-DKVN ngày 19-2-2009 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về thành lập Hội đồng Biên soạn và Ban Biên tập và Quyết định số 2968/QĐ-DKVN ngày 27-4-2009 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về bổ sung nhân sự.

Petrovietnam

Phần thứ ba

TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM (1990-2006)

Chủ biên **Hồ Sĩ Thoảng**

Phó Chủ biên **Nguyễn Đăng Liệu**

Cố vấn **Nguyễn Trí Liễn, Nguyễn Xuân Nhậm và Ngô Thường San**

Tác giả **Trần Ngọc Cảnh, Vũ Đình Chiến, Vũ Hồng Chương, Hà Duy Dĩnh, Nguyễn Tiến Dũng, Đặng Trần Giao, Nguyễn Hiệp, Hoàng Xuân Hùng, Lê Văn Hùng, Ngô Dương Hùng, Đặng Thế Hưởng, Nguyễn Đức Huỳnh, Nguyễn Hùng Lân, Phạm Thanh Liêm, Nguyễn Đăng Liệu, Vũ Văn Mạo, Nguyễn Văn Minh, Nguyễn Xuân Nhậm, Đỗ Khang Ninh, Ngô Thường San, Hồ Sĩ Thoảng, Đỗ Quang Toàn, Trần Ngọc Toản, Bỳ Văn Tứ, Lê Xuân Vệ, Tạ Đình Vinh**

Cộng tác viên **Vũ Văn Ái, Trần Hải Bình, Hoàng Ngọc Đang, Trương Anh Đào, Phạm Văn Đoan, Trần Lê Đông, Phạm Ngọc Giản, Phạm Trường Giang, Đỗ Văn Hà, Hoàng Thị Hà, Bùi Đức Hạnh, Thái Quốc Hiệp, Trương Đình Hợi, Nguyễn Duy Hùng, Vũ Hường, Vương Tiến Khoa, Phan Thanh Liêm, Đặng Lừng, Dương Thị Nga, Nguyễn Thị Hồng Nga, Vũ Thị Bích Ngọc, Đoàn Văn Nhuộm, Nguyễn Mậu Phương, Nguyễn Chí Thành, Trịnh Việt Thắng, Vũ Thị Thúy, Nguyễn Đức Tuấn, Hoàng Thị Yến**

MỞ ĐẦU

Ngày 6-7-1990 được coi là ngày khai sinh của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, tiền thân là Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam mà danh xưng đó tồn tại cho đến khi chuyển thành Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam vào mùa thu năm 2006. Sự ra đời của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam[1] trên cơ sở Quyết định của Hội đồng Nhà nước nhằm thực hiện Nghị quyết số 03-NQ/TW, ngày 28-8-1987 của Hội nghị lần thứ ba Ban Chấp hành Trung ương Đảng (khóa VI) "Về chuyển hoạt động của các đơn vị kinh tế cơ sở quốc doanh sang hạch toán kinh doanh xã hội chủ nghĩa, đổi mới quản lý nhà nước về kinh tế"[2]. Có thể nói, đây là một sự kiện có tính bước ngoặt của ngành Dầu khí Việt Nam. Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam không phải đảm đương vai trò quản lý nhà nước mà các công việc tìm kiếm, thăm dò, khai thác, dịch vụ dầu khí được tiến hành như những hoạt động sản xuất - kinh doanh trong khuôn khổ của một tổ chức kinh tế, hạch toán kinh doanh đầy đủ. Từ thời điểm này cơ chế hoạt động của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam có những biến chuyển mạnh theo hướng tiến tới mô hình doanh nghiệp nhà nước, phi hành chính hóa. Đó là xu thế chung của sự chuyển đổi mô hình hoạt động sản xuất - kinh doanh trong cả nước sau khi đường lối đổi mới của Đại hội lần thứ VI của Đảng bắt đầu được triển khai và lan tỏa trong mọi hoạt động kinh tế - xã hội.

Ngành công nghiệp dầu khí của Nhà nước Việt Nam đã tồn tại hơn 16 năm (1990-2006) dưới tên gọi ban đầu Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam (1990-1995), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (1995-2006). Đó là một giai đoạn lịch sử tương đối dài. Trong giai đoạn đó, đất nước đã đi qua một đoạn đường đầy chông gai và thử thách, nhưng cũng rất đáng tự hào, tạo nên một hình ảnh hết sức ấn tượng đối với thế giới về tốc độ phát triển kinh tế và sự ổn định chính trị - xã hội.

1. Tên giao dịch quốc tế là Petrovietnam.
2. Đảng Cộng sản Việt Nam: *Văn kiện Đảng Toàn tập,* Nxb. Chính trị quốc gia, Hà Nội, 2006, t.48, tr.336.

Những năm đầu thập kỷ 90 của thế kỷ XX là thời kỳ đất nước còn rất nhiều khó khăn. Sau Đại hội VI, tuy đất nước đang ở trong khí thế vươn lên, nhưng trong mọi mặt đời sống xã hội vẫn còn phải đối mặt với nhiều khó khăn và thách thức vô cùng to lớn; thế cô lập về kinh tế vẫn chưa được phá vỡ, hệ thống các nước xã hội chủ nghĩa ở Đông Âu bị khủng hoảng và cuối cùng là sự sụp đổ của Liên bang Xôviết - cột trụ của cả hệ thống và là chỗ dựa của Việt Nam trên nhiều phương diện. Với vô vàn khó khăn do chiến tranh để lại và sự lạc hậu của nền kinh tế, Việt Nam đã vượt qua thách thức một cách thần kỳ, bảo đảm vững chắc an ninh chính trị và trật tự, an toàn xã hội, chủ động chuyển đổi dần nền kinh tế tập trung, bao cấp sang nền kinh tế vận hành theo cơ chế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa. Nửa đầu thập kỷ 1990, sự ổn định về chính trị, sự vươn lên về kinh tế và sự củng cố vị thế của Việt Nam trên trường quốc tế đã đạt được những thành tựu to lớn. Tháng 6-1991, Nghị quyết Đại hội lần thứ VII của Đảng đã thông qua "Cương lĩnh xây dựng đất nước trong thời kỳ quá độ lên chủ nghĩa xã hội", "Chiến lược ổn định và phát triển kinh tế - xã hội đến năm 2000". Hai văn kiện này đã cụ thể hóa một bước đường lối đổi mới đã được đề ra từ Đại hội VI, đồng thời khẳng định con đường đi lên chủ nghĩa xã hội và tiếp tục đổi mới của Việt Nam.

"Chiến lược ổn định và phát triển kinh tế - xã hội đến năm 2000" do Đại hội VII thông qua đã đề ra chủ trương "Xúc tiến mạnh việc hợp tác và liên doanh với nước ngoài thăm dò, khai thác và chế biến *dầu khí*. Xây dựng công nghiệp lọc, hóa dầu theo công nghệ hiện đại kéo theo sự phát triển một số ngành khác đi từ nguyên liệu dầu và khí"[1]. Thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí và một số loại khoáng sản được coi là một trong bốn lĩnh vực kinh tế có điều kiện và cần phải tăng trưởng mạnh trong thập kỷ 1990 để thúc đẩy và hỗ trợ các ngành khác. Tiếp theo đó, năm 1992, Quốc hội đã thông qua Hiến pháp (sửa đổi) của nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam. Những văn kiện đó đã đóng vai trò hết sức quan trọng trong việc xây dựng chủ trương, đường lối của Đảng, chính sách, pháp luật của Nhà nước, trong đó những chủ trương xây dựng và phát triển nền kinh tế nhiều thành phần yêu cầu phải có một hệ thống pháp luật đầy đủ để điều chỉnh các quan hệ phát sinh trong quá trình vận hành nền kinh tế. Đặc biệt là Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam có tác động to lớn đến hoạt động của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong việc thực hiện Nghị quyết số 15-NQ/TW ngày 7-7-1988 của Bộ Chính trị (khóa VI) về phương hướng phát triển ngành Dầu khí đến năm 2000 cũng như Nghị quyết Đại hội VII của Đảng.

1. Đảng Cộng sản Việt Nam: *Văn kiện Đảng Toàn tập, Sđd*, t.51, tr.164.

Đối với đất nước nói chung và đối với ngành Dầu khí nói riêng, chủ trương, đường lối của Đảng có tầm quan trọng hết sức lớn lao. Đảng và Chính phủ đã chỉ đạo Tổng cục Dầu khí (về sau là Bộ Công nghiệp nặng và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam) phối hợp với các bộ, ngành liên quan tiến hành đàm phán với phía Liên Xô để có được Hiệp định Liên Chính phủ về việc tiếp tục hợp tác trong lĩnh vực thăm dò địa chất và khai thác dầu khí trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đến năm 2010, bảo đảm tính công bằng cho nước chủ nhà trong hợp tác liên doanh và phù hợp với thông lệ quốc tế. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã trả lại phần lớn diện tích được giao theo Hiệp định năm 1981 và Nghị định thư năm 1985 nhưng chưa tiến hành thăm dò, khai thác để Petrovietnam hợp tác với các công ty dầu khí quốc tế tiến hành tìm kiếm, thăm dò, tiến tới khai thác dầu khí. Năm 1992, Petrovietnam đã ký được hàng chục hợp đồng thăm dò, khai thác dầu khí với các đối tác quốc tế tại các vùng do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại, trong số đó một số hợp đồng đã phát hiện ra các mỏ dầu khí có tính thương mại. Việc triển khai các hoạt động hợp tác thăm dò khai thác dầu khí của Petrovietnam trong giai đoạn này thể hiện rõ đường lối đối ngoại rộng mở của Đảng và Nhà nước ta đi đến hội nhập kinh tế sâu rộng với tất cả các quốc gia trên thế giới trên nguyên tắc bình đẳng, tôn trọng độc lập, chủ quyền và toàn vẹn lãnh thổ của nhau trên tinh thần hợp tác hai bên cùng có lợi.

Thời kỳ 1990-1995 có thể coi là thời kỳ mà đất nước bứt phá khỏi vòng vây cô lập và cấm vận để thoát ra không gian kinh tế rộng mở mà mỗi quốc gia trong thế giới ngày nay đều cần có để phát triển một cách bình thường. Năm 1992, tại Hội nghị các nước ASEAN lần thứ 25 (Manila, Philippin), Việt Nam chính thức gia nhập Hiệp ước Thân thiện và hợp tác Đông Nam Á (Hiệp ước Bali) chuẩn bị cho việc chính thức trở thành thành viên của khối ASEAN vào năm 1995. Nhằm hoàn thiện hệ thống pháp luật để thu hút đầu tư nước ngoài, cuối năm 1992 Quốc hội khóa IX đã thông qua Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam được ban hành ngày 9-1-1988 (hết hiệu lực năm 1996 - BT). Tình hình kinh tế - xã hội đất nước tiếp tục ổn định, từng bước thoát khỏi khủng hoảng.

Năm 1993, Việt Nam nối lại quan hệ với các định chế tài chính thế giới là Quỹ Tiền tệ Quốc tế (IMF), Ngân hàng Thế giới (WB), Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB). Một khoản viện trợ ODA trị giá 3.800 triệu USD từ cộng đồng tài chính quốc tế đã được cung cấp cho Việt Nam thông qua các dự án nhằm khôi phục, cải tạo và xây dựng mới các công trình thuộc cơ sở hạ tầng kinh tế - xã hội và phát triển giáo dục, đào tạo. Sản lượng lương thực năm 1993 đạt trên 25 triệu tấn,

sản lượng dầu thô gần 6 triệu tấn và mỏ Bạch Hổ khai thác tấn dầu thứ 20 triệu. Nghị quyết "Về nhiệm vụ năm 1994" được thông qua tại kỳ họp thứ tư, Quốc hội khoá IX, ngày 30-12-1993, đã nhận định: "Năm 1993, nền kinh tế nước ta tiếp tục chuyển biến tốt; các chỉ tiêu chủ yếu về kinh tế đều đạt và vượt kế hoạch; đã khắc phục được một bước rất quan trọng tình trạng khủng hoảng kinh tế - xã hội; tiếp tục giữ vững và củng cố ổn định chính trị; quan hệ đối ngoại được mở rộng, uy tín của nước ta trên thế giới nâng lên"[1].

Luật Dầu khí được Quốc hội thông qua năm 1993 đã thể hiện rõ việc Nhà nước luôn kịp thời thể chế hóa chủ trương, đường lối của Đảng bằng luật pháp. Ngay từ cuối thập kỷ 1980, Tổng cục Dầu khí đã được giao nhiệm vụ cùng các bộ, ngành liên quan học hỏi các nước có kinh nghiệm trong hoạt động dầu khí chuẩn bị cho việc soạn thảo, ban hành Luật Dầu khí. Do tính phức tạp của lĩnh vực hoạt động dầu khí, lại là một lĩnh vực hoàn toàn mới, do đó việc chuẩn bị Dự thảo Luật Dầu khí phải kéo dài nhiều năm; đến năm 1993 mới trình được Quốc hội khóa IX thông qua. Luật Dầu khí được ban hành đã tạo cơ sở pháp lý vững chắc cho cả Petrovietnam cũng như các đối tác trong việc tiến hành các hoạt động dầu khí trong đất liền cũng như trên biển, trong vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của Việt Nam, được các công ty nước ngoài hoan nghênh. Tuy vậy, sau một thời gian thực hiện Luật, qua xem xét, nghiên cứu thực tiễn hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí của Petrovietnam và các công ty dầu khí nước ngoài, Chính phủ đã đề nghị Quốc hội sửa đổi Luật Dầu khí để thích hợp với các hoạt động tìm kiếm thăm dò tại các vùng nước sâu, xa bờ, có nhiều khó khăn. Để kịp thời đáp ứng yêu cầu của tình hình thực tế, trong khi chờ Quốc hội sửa đổi Luật, ngày 7-11-1998 Thủ tướng Chính phủ ra Quyết định số 216/QĐ-TTg về khuyến khích đầu tư đối với các hoạt động dầu khí tại các vùng nước sâu, xa bờ và khu vực có điều kiện địa lý, địa chất, kinh tế, kỹ thuật đặc biệt khó khăn. Nội dung Quyết định quy định: Nhà nước có những chính sách khuyến khích ưu đãi đối với các hoạt động trên nếu bên đầu tư thực hiện hợp đồng với 1 trong 3 điều kiện: hoạt động dầu khí tại vùng biển có độ sâu lớn hơn 200 m nước; hoạt động dầu khí tại vùng biển xa bờ; hoạt động dầu khí tại khu vực có điều kiện địa lý, địa chất, kinh tế, kỹ thuật đặc biệt khó khăn. Năm 2000, Quốc hội đã thông qua Luật Dầu khí sửa đổi và đã được các nhà thầu nước ngoài hết sức hoan nghênh. Đây là một sự việc minh chứng cho sự cầu thị và phản ứng kịp thời của Nhà nước Việt Nam trong hoạt động kinh tế đối ngoại trên cơ sở tôn trọng lẫn nhau và cùng có lợi.

1. Cổng thông tin điện tử Bộ Tư pháp (www.moj.gov.vn)

Mặc dù với Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam, ngành Dầu khí đã thu hút được một số công ty tư bản nước ngoài vào cùng tham gia các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, song việc Việt Nam bị Mỹ cấm vận kinh tế là một trở ngại rất lớn trong việc thu hút công nghệ và kỹ thuật cao cho các hoạt động dầu khí. Vì vậy, việc Mỹ bãi bỏ lệnh cấm vận kinh tế đối với Việt Nam vào năm 1994 đánh dấu một thời điểm rất có ý nghĩa đối với các hoạt động dầu khí ở Việt Nam, các công ty thăm dò khai thác dầu khí ở Việt Nam không còn gặp trở ngại trong việc cung cấp những thiết bị kỹ thuật cao mà Liên Xô (về sau là Liên bang Nga) và các công ty dịch vụ kỹ thuật khác không sản xuất. Đồng thời cũng mở ra khả năng các công ty dầu khí Mỹ có thể tham gia đầu tư vào hoạt động dầu khí tại Việt Nam bình đẳng như các công ty nước ngoài khác. Sự kiện Công ty Mobil của Mỹ trúng thầu và ký kết hợp đồng PSC với Petrovietnam đối với lô 05-1A Thanh Long tháng 4-1994 là sự kiện có ý nghĩa quan trọng, mở đầu thời kỳ sau cấm vận và các công ty dầu khí Mỹ được tham gia trực tiếp vào hoạt động dầu khí ở Việt Nam. Một năm sau sự kiện bãi bỏ cấm vận (năm 1995), Mỹ và Việt Nam thiết lập quan hệ ngoại giao. Việc các công ty của Mỹ tham gia đầu tư vào các hoạt động dầu khí, trong hoạt động thăm dò, khai thác cũng như trong cung cấp dịch vụ kỹ thuật, đã không còn những trở ngại đáng kể tuy vẫn còn bị tác động của Tu chính án Jackson-Vanik.

Ngoài sự kiện quan trọng Việt Nam và Mỹ thiết lập quan hệ ngoại giao, năm 1995 còn đánh dấu bởi một sự kiện quan trọng khác là Việt Nam trở thành thành viên chính thức của Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á (ASEAN), bắt đầu thời kỳ đất nước chúng ta liên kết và hợp tác hữu nghị ngày càng có hiệu quả với các nước láng giềng trong khu vực và vị thế của Việt Nam ngày càng được nâng cao. Cũng trong năm 1995, Việt Nam ký kết Hiệp định hợp tác giữa Việt Nam và Cộng đồng châu Âu (EU). Năm 1995, lần đầu tiên khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ được đưa vào bờ bằng đường ống dài hơn 120 km cung cấp cho Nhà máy điện Bà Rịa, khai sinh ngành Công nghiệp khí của Việt Nam.

Báo cáo Chính trị tại Đại hội VIII của Đảng năm 1996, khẳng định: "Nước ta đã ra khỏi khủng hoảng kinh tế - xã hội, nhưng một số mặt còn chưa vững chắc.

Nhiệm vụ đề ra cho chặng đường đầu của thời kỳ quá độ là chuẩn bị tiền đề cho công nghiệp hoá đã cơ bản hoàn thành cho phép chuyển sang thời kỳ mới đẩy mạnh công nghiệp hoá, hiện đại hoá đất nước"[1]. Nghị quyết Đại hội VIII của

1. Đảng Cộng sản Việt Nam: *Văn kiện Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ VIII*, Nxb. Chính trị quốc gia, Hà Nội, 1996, tr. 67.

Đảng về phương hướng, nhiệm vụ kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội 5 năm 1996-2000, đã xác định: "Tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu và khí, năm 2000 đạt khoảng 20 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó khoảng 16 triệu tấn dầu thô và 4 tỷ m^3 khí. Đa dạng hóa các hình thức hợp tác, liên doanh; nâng cao năng lực công nghiệp dầu khí quốc gia cả trong thăm dò, khai thác, chế biến và dịch vụ. Xây dựng quy hoạch tổng thể sử dụng khí thiên nhiên, khí đồng hành. Hoàn thành hai công trình đường ống dẫn khí để sử dụng 4,5-5 tỷ m^3/năm.

Xây dựng nhà máy lọc dầu số 1 (6,5 triệu tấn/năm). Chuẩn bị xây dựng Nhà máy lọc dầu số 2 (hoặc mở rộng Nhà máy số 1) và xây dựng ngành công nghiệp hóa dầu"[1]... "khai thác tối đa tiềm năng và lợi thế của vùng biển, ven biển, kết hợp với an ninh, quốc phòng, tạo thế và lực để phát triển kinh tế - xã hội, bảo vệ và làm chủ vùng biển của Tổ quốc... Quy hoạch phát triển kinh tế biển trong một chương trình liên kết các ngành kinh tế quan trọng như dầu khí, hải sản, vận tải biển, công nghiệp, khoáng sản biển, đóng và sửa chữa tàu biển, giàn khoan, du lịch và dịch vụ biển, hình thành một số ngành mũi nhọn có công nghệ tiên tiến hiện đại, có giá trị xuất khẩu lớn, tạo nguồn tích lũy cao và ổn định cho nền kinh tế quốc dân"[2].

Để bảo đảm tính hợp pháp cho hoạt động kinh tế biển nói chung và hoạt động dầu khí nói riêng, Chính phủ đã tiến hành những cuộc đàm phán song phương với các quốc gia láng giềng nhằm phân định ranh giới trên biển. Kết quả là trong thập kỷ 1990, Việt Nam đã thỏa thuận với Malaixia về vùng chồng lấn cùng khai thác, phân định được ranh giới vùng biển với Thái Lan và Inđônêxia và ký với Trung Quốc hiệp định về phân định ranh giới trong vịnh Bắc Bộ.

Những năm cuối của thập kỷ 90 trong thế kỷ XX ở châu Á đã xẩy ra cuộc khủng hoảng tài chính - tiền tệ. Dấu hiệu rõ nhất do tác động của cuộc khủng hoảng này đối với Việt Nam là sự suy giảm đầu tư nước ngoài trong năm 1997 so với năm 1996 (giảm 48%, vốn đăng ký chỉ đạt 4.514 triệu USD, so với 8.661 triệu USD của năm 1996). Trong khi kinh tế các nước trong khu vực đã bắt đầu phục hồi từ cuối 1998 thì ở Việt Nam, do "hiệu ứng trễ", đến năm 2000 tăng trưởng GDP mới gia tăng trở lại.

Nhưng những năm 1997-1998 cũng ghi nhận nhiều sự kiện quan trọng đối với sự phát triển của đất nước. Năm 1997 Quốc hội khóa X thông qua Nghị quyết về 3 dự án có tầm quan trọng quốc gia, đó là Dự án xây dựng Nhà máy lọc dầu Dung Quất, Dự án khí - điện - đạm Bà Rịa - Vũng Tàu và Dự án trồng 5 triệu hecta rừng.

1, 2. Đảng Cộng sản Việt Nam: *Văn kiện Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ VIII, Sđd*, tr.182-183, 213.

Tháng 9-1998, Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố, đặt tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, là nhà máy sản xuất LPG và condensat đầu tiên ở nước ta đi vào hoạt động, hàng năm cung cấp hàng trăm ngàn tấn sản phẩm cho thị trường. Đầu năm 1998, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được khởi công xây dựng, cuối năm 1998 các mỏ dầu Ruby (do Công ty Petronas - Malaixia điều hành) và Rạng Đông (do Công ty JVPC - Nhật Bản điều hành) đã cho dòng dầu đầu tiên. Năm 1998, Việt Nam trở thành thành viên chính thức của Diễn đàn kinh tế châu Á - Thái Bình Dương. Một sự kiện rất có ý nghĩa nữa là ngày 11-3-1998, Tổng thống Mỹ Bill Clinton tuyên bố bãi bỏ Tu chính án Jackson-Vanik đối với Việt Nam - trở ngại then chốt trong việc bình thường hoá hoàn toàn quan hệ Việt - Mỹ.

Năm 2000 mở đầu thời kỳ phục hồi kinh tế, tốc độ tăng trưởng GDP trở lại nhịp độ tăng dần cho đến những năm 2005-2006 đạt bình quân trên 8%/năm. Tác động của Luật Doanh nghiệp được Quốc hội thông qua năm 1999 được thể hiện rất rõ thông qua những con số về nhịp độ tăng số lượng và sự đóng góp to lớn vào nền kinh tế quốc dân của các doanh nghiệp khu vực tư nhân. Năm 2000 cũng là năm đánh dấu những cột mốc quan trọng trong quan hệ Việt - Mỹ. Hiệp định Thương mại Việt - Mỹ được ký kết (tháng 7-2000) và Tổng thống Mỹ Bill Clinton thăm chính thức Việt Nam tháng 11-2000, đánh dấu sự bắt đầu quan hệ hoàn toàn bình thường giữa hai quốc gia sau nhiều năm ở trong tình trạng thù địch.

Đại hội IX của Đảng tháng 4-2001 đã thông qua chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2001-2010 và đề ra mục tiêu chung cho đường lối phát triển kinh tế - xã hội là *"độc lập dân tộc gắn liền với chủ nghĩa xã hội, dân giàu, nước mạnh, xã hội công bằng, dân chủ, văn minh"*. Mục tiêu *"dân chủ"* được xác định là mục tiêu phát triển. Ngày 13-2-2001, cả nước vui mừng với sự kiện Petrovietnam khai thác tấn dầu thứ 100 triệu. Bên cạnh đó, cũng trong năm 2001. đất nước đã phải gánh chịu những tổn thất to lớn do thiên tai, ảnh hưởng nghiêm trọng đến đời sống nhân dân nhiều vùng và sự phát triển kinh tế - xã hội nói chung.

Nhiệm vụ của các ngành công nghiệp Việt Nam trong Chiến lược phát triển kinh tế - xã hội 10 năm 2001-2010 như sau: xây dựng có chọn lọc một số cơ sở công nghiệp nặng: dầu khí, luyện kim, cơ khí chế tạo, hóa chất cơ bản, phân bón, vật liệu xây dựng... với bước đi hợp lý, phù hợp với điều kiện vốn, công nghệ, thị trường, phát huy được hiệu quả. Đối với các ngành dịch vụ, Chiến lược nhấn mạnh: phát triển mạnh các dịch vụ kỹ thuật. Về kinh tế biển và hải đảo nhiệm vụ được đặt ra là: xây dựng chiến lược phát triển kinh tế biển và hải đảo, phát huy thế

mạnh đặc thù của hơn 1,2 triệu km^2 thềm lục địa; tăng cường điều tra cơ bản làm cơ sở cho các quy hoạch, kế hoạch phát triển kinh tế biển; đẩy mạnh nuôi, trồng, khai thác, chế biến hải sản; thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí; phát triển đóng tàu, thuyền và vận tải biển; mở mang du lịch; bảo vệ môi trường; tiến mạnh ra biển và làm chủ vùng biển.

Trong thời kỳ 2002-2006 nền kinh tế nước ta phát triển với tốc độ tăng trưởng GDP bình quân từ trên 7% đến trên 8%, tuy nhiên, đây là giai đoạn nền kinh tế của Việt Nam đã dần được phục hồi dần sau khủng hoảng tài chính - tiền tệ khu vực. Đầu năm 2003, toàn bộ dây chuyền Dự án khí Nam Côn Sơn đi vào vận hành chính thức sau chưa đến hai năm triển khai kể từ ngày, động thổ triển khai dự án (31-5-2001), cung cấp ổn định nguồn khí thiên nhiên trên 7 triệu m^3/ngày cho Khu Công nghiệp Phú Mỹ; cuối năm 2003 Petrovietnam khai thác tấn dầu thứ 150 triệu. Năm 2004 Nhà máy điện Phú Mỹ 3 công suất trên 700 MW và Nhà máy phân đạm Phú Mỹ với công suất gần 800.000 tấn Urê đi vào hoạt động. Năm 2005 công trình thủy điện Sơn La, Nhà máy thủy điện lớn nhất Đông Nam Á được khởi công; Chính phủ quyết định thành lập Khu kinh tế Dung Quất và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất khởi công các gói thầu chính bởi Tổ hợp nhà thầu do Công ty Technip (Pháp) làm Nhà điều hành với lộ trình được khẳng định là năm 2009 sẽ có sản phẩm xuất xưởng.

Năm 2006 mở đầu kế hoạch 5 năm 2006-2010 đã ghi nhận những sự kiện có tính bước ngoặt của lịch sử đất nước. Tháng 4-2006 Đại hội X của Đảng đã thông qua nhiều nghị quyết quan trọng, trong đó có nghị quyết về việc đảng viên được làm kinh tế tư nhân.

Về đối ngoại, năm 2006 là năm đất nước ta đã đạt được những thắng lợi hết sức to lớn; đó là việc Quốc hội Mỹ thông qua Quy chế thương mại bình thường vĩnh viễn (PNTR) đối với Việt Nam. Cùng với việc Việt Nam, trở thành thành viên thứ 150 của Tổ chức Thương mại Thế giới (WTO). Sự kiện này đánh dấu bước chuyển sang giai đoạn giao thương hoàn toàn bình thường, không còn bất kỳ trở ngại pháp lý nào giữa hai quốc gia Việt Nam và Mỹ trên mọi phương diện. Năm 2006 cũng là năm Việt Nam lần đầu tiên tổ chức Hội nghị APEC và đã hết sức thành công, đưa uy tín của Việt Nam lên cao trên trường quốc tế. Nhờ những thành tựu trong phát triển kinh tế, an ninh chính trị và trật tự an toàn xã hội đã giữ được ổn định. Năm 2006 cũng ghi nhận con số kỷ lục về đăng ký vốn đầu tư FDI (trên 10 tỷ USD) và đạt được con số ODA cho năm sau gần 4,5 tỷ USD. Trước thềm Lễ kỷ niệm Quốc khánh lần thứ 61, Petrovietnam công bố đã khai thác tấn dầu thứ 200 triệu.

Để thực hiện chiến lược phát triển kinh tế đất nước, dưới sự chỉ đạo trực tiếp của Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã xây dựng "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025" được Bộ Chính trị thông qua tại Kết luận số 41-KL/TW ngày 19-1-2006 và Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải phê duyệt ngày 9-3-2006 tại Quyết định số 386/QĐ-TTg. Bản Chiến lược đã nêu rõ quan điểm và mục tiêu phát triển ngành Dầu khí, đưa ra định hướng về phát triển các lĩnh vực cụ thể: về tìm kiếm thăm dò ở trong nước và ở nước ngoài; về khai thác dầu và khí; về phát triển công nghiệp khí; về công nghiệp chế biến dầu khí (lọc dầu, hóa dầu); về phát triển hệ thống lưu trữ, vận chuyển, phân phối và kinh doanh sản phẩm dầu khí; về phát triển dịch vụ dầu khí; về phát triển khoa học và công nghệ phục vụ ngành Dầu khí. Bản Chiến lược này đóng vai trò là Cương lĩnh phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn lịch sử, khi mà Tập đoàn đang quyết tâm vươn lên ngang tầm với các công ty dầu khí hàng đầu trong khu vực.

CHƯƠNG 5

CHUYỂN ĐỔI MÔ HÌNH, ỔN ĐỊNH TỔ CHỨC

I. THÀNH LẬP TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM

Thực hiện đổi mới cơ chế quản lý kinh tế nhằm "tạo ra động lực mạnh mẽ giải phóng mọi năng lực sản xuất, thúc đẩy tiến bộ khoa học - kỹ thuật, phát triển kinh tế hàng hóa theo hướng đi lên chủ nghĩa xã hội với năng suất, chất lượng, hiệu quả ngày càng cao, trước mắt, nhằm phục vụ ba chương trình kinh tế lớn, từng bước thực hiện "bốn giảm", thiết lập trật tự kỷ cương trong mọi hoạt động kinh tế, tiến tới ổn định tình hình kinh tế - xã hội, tạo tiền đề để tiến lên"[1], Hội nghị lần ba Ban Chấp hành Trung ương Đảng họp tháng 8-1987 đã ra Nghị quyết số 3 ngày 28-8-1987 về chuyển hoạt động của các đơn vị kinh tế cơ sở quốc doanh sang hạch toán kinh doanh xã hội chủ nghĩa, đổi mới quản lý nhà nước về kinh tế. Căn cứ vào tinh thần của Nghị quyết này, Hội đồng Nhà nước đã có Nghị quyết số 244/NQ-HĐNN 8 ngày 31-3-1990 về việc thành lập, đổi tên một số bộ, ủy ban nhà nước và giải thể một số tổng cục, trong đó có nội dung liên quan đến Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt như sau: *"Đổi tên Bộ Cơ khí và Luyện kim thành Bộ Công nghiệp nặng để thống nhất quản lý nhà nước đối với các ngành cơ khí luyện kim, điện tử, mỏ, địa chất, dầu khí và hoá chất. Phê chuẩn việc giải thể Tổng cục Mỏ và Địa chất, Tổng cục Hoá chất và Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt"*. Tổng cục Dầu khí giải thể, chấm dứt vai trò quản lý nhà nước; ngành Dầu khí chuyển sang hình thức mới, cơ chế mới, "xóa bỏ dần chế độ chủ quản, cấp hành chính chủ quản"[2] trở thành đơn vị sản xuất - kinh doanh.

1. Đảng Cộng sản Việt Nam: *Văn kiện Đảng Toàn tập*, Nxb. Chính trị quốc gia, Hà Nội, 2006, t. 48, tr. 374.
2. Quyết định số 91/TTg ngày 7-3-1994 của Thủ tướng Chính phủ.

Đây là bắt đầu của giai đoạn vai trò quản lý nhà nước đối với ngành Dầu khí có sự thay đổi, đồng thời, đây cũng bắt đầu một giai đoạn "thử nghiệm" tìm tòi của Nhà nước về một mô hình tổ chức kinh doanh làm sao cho có hiệu quả.

1. Thành lập Liên đoàn Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam

Trên con đường trở thành doanh nghiệp nhà nước về dầu khí, nhiều giai đoạn chuyển tiếp trung gian đã diễn ra. Ngày 12-5-1990, Hội đồng Bộ trưởng đã ban hành Quyết định số 154-HĐBT về việc thành lập Liên đoàn Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

> **Quyết định số 154-HĐBT ngày 12-5-1990** (lược trích)
>
> Điều 1: Thành lập Liên đoàn Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam trên cơ sở hợp nhất các tổ chức làm công tác dầu khí thuộc Tổng cục Dầu khí cũ, Công ty Xuất nhập khẩu dầu khí (Petechim) và Tổng công ty Xăng dầu thuộc Bộ Thương nghiệp.
>
> Liên đoàn chịu sự quản lý nhà nước trực tiếp của Bộ Công nghiệp nặng, đồng thời chịu sự quản lý nhà nước của các bộ, uỷ ban nhà nước khác về các vấn đề có liên quan theo pháp luật hiện hành.
>
> Liên đoàn Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam là tổ chức sản xuất, kinh doanh có tư cách pháp nhân, hạch toán kinh tế, được sử dụng con dấu riêng, được mở tài khoản tại ngân hàng (kể cả Ngân hàng Ngoại thương). Trụ sở của Liên đoàn đóng tại thành phố Hà Nội, và có chi nhánh tại Thành phố Hồ Chí Minh.
>
> Điều 2: Liên đoàn Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam được tổ chức và hoạt động theo Quy chế của tổ chức sản xuất - kinh doanh quy định ở Điều lệ Liên hiệp xí nghiệp quốc doanh (ban hành kèm theo Nghị định số 27-HĐBT, ngày 22-3-1989 của Hội đồng Bộ trưởng).

Tiếp theo Quyết định này, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng đã có Quyết định bổ nhiệm ông Trương Thiên, nguyên là Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí làm Thứ trưởng Bộ Công nghiệp nặng.

Trong thời gian khoảng hai tháng (cho đến khi có Quyết định số 250-HĐBT ngày 6-7-1990 về việc thành lập Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam), hoạt động quản lý của ngành Dầu khí Việt Nam rơi vào tình trạng lúng túng. Tại cơ quan Tổng cục Dầu khí cũ, trừ một số cá nhân đã được điều động về cơ quan Bộ Công nghiệp nặng, một số rất ít cán bộ đã được cử vào bộ máy quản lý của Petrovietnam theo Quyết định số 891/DK-CB, ngày 27-8-1988, của Tổng cục Dầu khí cũ, số còn lại chờ được điều động nhận nhiệm vụ mới.

Năm 1990, Bộ Công nghiệp nặng đã quyết định điều động và/hoặc bổ nhiệm trên 20 cán bộ dầu khí chủ chốt về công tác tại cơ quan Bộ Công nghiệp nặng, cụ thể:

1. Ông Nguyễn Sâm làm Vụ trưởng Vụ Xây dựng cơ bản;
2. Ông Đỗ Quang Toàn làm Vụ phó Vụ Hợp tác quốc tế;
3. Ông Trần Ngọc Toản làm Vụ phó Vụ Khoa học - Kỹ thuật;
4. Ông Nguyễn Tiến Dũng làm Vụ phó Vụ Tài vụ;
5. Ông Nguyễn Văn Sì làm Vụ phó Vụ Kế hoạch;
6. Ông Nguyễn Đức Tuấn làm Vụ phó Vụ Tổ chức cán bộ;
7. Ông Lê Ngọc Thỉnh làm Phó chánh Thanh tra Bộ;
8. Ông Doãn Tiến Dũng làm Phó chánh Văn phòng.

Và một số chuyên viên khác được điều động làm việc tại các vụ: Tổ chức - Cán bộ, Kế hoạch - Tài vụ, Khoa học - Kỹ thuật và Hợp tác quốc tế...

Phần lớn các cán bộ nói trên, sau khi chuyển lên Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng vào tháng 5-1992 chiểu theo Quyết định số 125-HĐBT ngày 14-4-1992, đã được điều động trở lại Tổng công ty Dầu khí, trừ một số cán bộ được biên chế vào Tổ Công tác dầu khí thuộc Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng (sau là Tổ chuyên viên về dầu khí thuộc Vụ Kinh tế ngành).

Đối với các đơn vị cơ sở, trừ bốn công ty là: Công ty Petrovietnam I, Công ty Petrovietnam II, Công ty Địa vật lý và Dịch vụ kỹ thuật dầu khí (GPTS) và Công ty Dịch vụ dầu khí (PSC) được coi là trực thuộc Petrovietnam, các đơn vị khác chịu sự quản lý trực tiếp của Bộ Công nghiệp nặng.

Cũng cần làm rõ thêm rằng, Petrovietnam lúc đầu là tên gọi tắt của Công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, trực thuộc Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, được Thủ tướng Chính phủ Phạm Văn Đồng ký thành lập theo Quyết định số 251/CP ngày 9-9-1977. Theo Quyết định này, Công ty có hai chi nhánh là Chi nhánh phía Nam có tên là Petrovietnam Sud và Chi nhánh phía Bắc có tên là Petrovietnam Nord. Ban đầu để giảm thiểu thủ tục hành chính và tiết kiệm chi phí nên Công ty Petrovietnam đã không thành lập bộ máy tổ chức riêng của mình mà sử dụng bộ máy quản lý của Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt. Vì thế, trên thực tế mọi người vẫn hiểu rằng, Petrovietnam chỉ là tên đối ngoại của Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt và được sử dụng để ký kết và triển khai các hợp đồng dầu khí với nước ngoài. Cho mãi đến năm 1988, xuất phát từ nhu cầu thực tế phải triển khai nhiều hợp đồng dầu khí ký kết với các tổ chức nước ngoài, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam mới chính thức quyết định thành lập bộ máy quản lý của Công ty Petrovietnam, tuy nhiên, riêng về các chức danh lãnh đạo chủ chốt thì vẫn sử dụng hình thức kiêm nhiệm, cụ thể như trong Quyết định số 891/DK-CB, ngày 27-8-1988, của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí về việc cử các vị có tên sau vào bộ máy của Petrovietnam:

1. Đào Duy Chữ, Vụ trưởng Vụ Hợp tác quốc tế, kiêm giữ chức Giám đốc về quan hệ đối ngoại;

2. Nguyễn Quang Hạp, Vụ trưởng Vụ Kinh tế - Kế hoạch, kiêm giữ chức Giám đốc về Kinh tế - Kế hoạch;

3. Ngô Mạnh Khởi, Vụ trưởng Vụ Tổ chức cán bộ - Lao động, kiêm giữ chức Gíam đốc về nhân lực và đào tạo;

4. Nguyễn Trí Liễn, Phó Vụ trưởng phụ trách Khoa học - Kỹ thuật dầu khí, kiêm giữ chức Giám đốc về kỹ thuật;

5. Công Đức Vãng, Phó Vụ trưởng Vụ Kinh tế - Kế hoạch, kiêm giữ chức Giám đốc về tài chính.

Trong giai đoạn đầu, trên thực tế, các Chi nhánh Petrovietnam Sud và Petrovietnam Nord, không tồn tại. Tuy nhiên, trong một số trường hợp, Công ty Dầu khí II (giai đoạn đầu từ năm 1975 đến năm 1977 là Công ty Dầu khí Nam Việt Nam) được ủy quyền thực hiện một số trách nhiệm (chủ yếu là giám sát các hợp đồng dầu khí) của Chi nhánh Petrovietnam Sud. Kể từ năm 1988 trở đi, Petrovietnam I và Petrovietnam II được xác định là các Chi nhánh của Petrovietnam còn Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Kỹ thuật dầu khí (GPTS) và Công ty Dịch vụ dầu khí (PSC) là các đơn vị dịch vụ trực thuộc Petrovietnam.

Đây cũng là giai đoạn đã xảy ra, hoặc bắt nguồn cho nhiều vụ việc về dầu khí mà báo chí đã đề cập tới trong nhiều số như các vụ: vụ vi phạm nguyên tắc quản lý ngoại tệ ở Petrovietnam; các vụ mua máy tính, đĩa mềm, sơn chống rỉ, vụ đấu thầu mua xích neo, v.v. ở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

2. Thành lập Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam

Trong khi Quyết định số 154/HĐBT ngày 12-5-1990 về việc thành lập Liên đoàn Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam chưa kịp triển khai thực hiện thì chưa đầy hai tháng sau Hội đồng Bộ trưởng lại ban hành Quyết định số 250/HĐBT ngày 6-7-1990 về việc thành lập Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Quyết định số 250-HĐBT ngày 6-7-1990 (Lược trích).

Điều 1: Thành lập "Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam" trên cơ sở hợp nhất các tổ chức làm công tác dầu khí thuộc Tổng cục Dầu khí cũ, Công ty Xuất nhập khẩu dầu khí (Petechim), Tổng công ty Xăng dầu và Công ty Dầu hoả thuộc Bộ Thương nghiệp.

Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt là tổ chức sản xuất - kinh doanh có tư cách pháp nhân, hạch toán kinh tế, được sử dụng con dấu riêng, được mở tài khoản tại ngân hàng (kể cả Ngân hàng Ngoại thương).

Trụ sở của Tổng công ty đóng tại thành phố Hà Nội và có Chi nhánh tại Thành phố Hồ Chí Minh.

Điều 2: Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam được tổ chức và hoạt động theo quy chế của tổ chức sản xuất - kinh doanh quy định tại Điều lệ Liên hiệp xí nghiệp quốc doanh (ban hành kèm theo Nghị định số 27-HĐBT ngày 22-3-1989 của Hội đồng Bộ trưởng).

Các đơn vị thuộc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam là những đơn vị sản xuất, kinh doanh, có tư cách pháp nhân, hạch toán kinh tế, được sử dụng con dấu riêng, được mở tài khoản tại ngân hàng, hoạt động theo Điều lệ Xí nghiệp công nghiệp quốc doanh (ban hành kèm theo Nghị định số 50-HĐBT ngày 22-3-1988 của Hội đồng Bộ trưởng).

Điều 3: Tổng công ty có trách nhiệm nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến, xuất nhập khẩu, tổ chức tiêu thụ trên thị trường nội địa các sản phẩm dầu mỏ và khí đốt. Nhiệm vụ, quyền hạn cụ thể và quy chế hoạt động của Tổng Công ty và của các đơn vị thành viên trong Tổng Công ty được quy định trong Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tổng công ty do Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng ban hành.

Điều 4: Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam chịu sự quản lý nhà nước trực tiếp của Bộ Công nghiệp nặng, đồng thời chịu sự quản lý nhà nước của các bộ, ủy ban Nhà nước khác về các vấn đề có liên quan theo pháp luật hiện hành.

Điều 5: Đứng đầu Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam là Tổng Giám đốc do Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng bổ nhiệm, giúp việc Tổng Giám đốc có một số Phó Tổng Giám đốc do Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng bổ nhiệm và một Kế toán trưởng do Bộ trưởng Bộ Tài chính bổ nhiệm.

Điều 6: Quyết định này thay thế Quyết định số 154-HĐBT ngày 12-5-1990 của HĐBT…".

Mặc dù, Quyết định số 250-HĐBT đã xác định tên gọi mới là Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, chứ không phải là Liên đoàn Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam như trong Quyết định trước đây, nhưng về tổ chức và hoạt động của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam vẫn quy định áp dụng theo mô hình liên hiệp xí nghiệp quốc doanh.

Tuy các quyết định đã quy định rằng: Tổng công ty được thành lập trên cơ sở hợp nhất các tổ chức làm công tác dầu khí thuộc Tổng cục Dầu khí cũ, Công ty Xuất nhập khẩu dầu khí (Petechim), Tổng công ty Xăng dầu và Công ty Dầu hoả thuộc Bộ Thương nghiệp, nhưng thực tế Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam chỉ bao gồm các đơn vị của Tổng cục Dầu khí cũ, mà không có ba đơn vị

thuộc Bộ Thương nghiệp vì các công ty này không muốn sáp nhập vào Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, đồng thời Bộ Thương nghiệp cũng có ý kiến lên Hội đồng Bộ trưởng và được Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng đồng ý là các Công ty này vẫn hoạt động độc lập trực thuộc Bộ Thương nghiệp.

Để triển khai Quyết định số 250-HĐBT, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng đã ký Quyết định số 251-CT ngày 6-7-1990, về việc ông Trương Thiên thôi giữ chức Thứ trưởng Bộ Công nghiệp nặng để giữ chức Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam. Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng cũng đã ký các Quyết định nhân sự chủ chốt của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, Quyết định số 212/CNNg-TC ngày 31-8-1990 bổ nhiệm ông Nguyễn Hiệp, nguyên Phó Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí cũ làm Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam; Quyết định số 255/CNNg-TC ngày 16-11-1990 bổ nhiệm ông Bùi Hải Ninh, nguyên Phó Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí cũ làm Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Ông Trương Thiên, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam giai đoạn 1990-1992

Ngày 7-8-1990, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng đã ban hành Quyết định số 282/CNNg-TC phê duyệt cơ cấu tổ chức bộ máy quản lý của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Cơ cấu bộ máy quản lý Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam:

1. Văn phòng;
2. Phòng Tổ chức nhân sự - Đào tạo;
3. Phòng Kinh tế - Kế hoạch;
4. Phòng Tài chính - Kế toán;
5. Phòng Khoa học - Kỹ thuật;
6. Phòng Thương mại và Thị trường;
7. Phòng Kinh tế - Đối ngoại;
8. Phòng Xây dựng cơ bản;
9. Ban Thanh tra - Bảo vệ.

Đối với các đơn vị sản xuất, kinh doanh, ngày 7-8-1990, Bộ Công nghiệp nặng đã ban hành Quyết định số 283/CNNg-TC về các đơn vị thuộc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Quyết định số 283/CNNg-TC (lược trích):

Điều I: Nay chuyển các đơn vị sau đây:

1. Công ty Petrovietnam;
2. Công ty Dầu khí I;
3. Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô;
4. Xí nghiệp liên hợp Xây lắp dầu khí;
5. Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí;
6. Viện Dầu khí;
7. Trung tâm Thông tin tư liệu dầu khí;
8. Phân viện Lọc hóa dầu;
9. Ban Quản lý công trình của Văn phòng Tổng cục Dầu khí cũ;
10. Xí nghiệp Sản xuất và Dịch vụ;
11. Ban Quản lý công trình Khu liên hợp Lọc - Hóa dầu Thành Tuy Hạ;
12. Viện Điều dưỡng dầu khí Vũng Tàu;
13. Ban Quản lý công trình dầu khí Vũng Tàu.

là các đơn vị thuộc Bộ Công nghiệp nặng về Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Điều II: Các đơn vị thuộc Bộ Thương nghiệp ghi trong Quyết định số 250/HĐBT của Hội đồng Bộ trưởng sẽ được Bộ Công nghiệp nặng quyết định về Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam sau khi có quyết định bàn giao của hai bộ.

Các đơn vị được xác định trong Điều I trên đây là các đơn vị đã được Tổng cục Dầu khí quyết định thành lập trước khi giải thể theo Nghị quyết của Hội đồng Nhà nước; và trong danh sách các đơn vị được chuyển về Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam không có tên *Trường Cán bộ công nhân dầu khí*, vì theo quy định lúc đó, Trường đào tạo thuộc diện quản lý của bộ chủ quản. Ngoài ra, việc chuyển các đơn vị thuộc Bộ Thương nghiệp về Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt như quy định trong Điều I cũng không diễn ra trên thực tế.

Để bảo đảm sự thống nhất về tổ chức của bộ máy quản lý, ngày 1-10-1990 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ban hành Quyết định số 168/DK-TCNS-ĐT chuyển giao nhiệm vụ và bộ máy Petrovietnam cho Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam và chấm dứt hiệu lực của con dấu Petrovietnam.

Chuẩn bị việc triển khai đề án sử dụng khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ, theo đề nghị của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam,

ngày 20-9-1990, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng đã ban hành Quyết định số 252/CNNg-TC về việc thành lập Công ty Khí đốt (trên cơ sở Ban Quản lý công trình dầu khí Vũng Tàu). Công ty Khí đốt có trụ sở đặt tại thành phố Vũng Tàu, có Chi nhánh tại Thành phố Hồ Chí Minh. Giám đốc đầu tiên của Công ty Khí đốt là ông Nguyễn Quang Hạp, nguyên Vụ trưởng Vụ Kinh tế - Kế hoạch của Tổng cục Dầu khí Việt Nam.

Từng bước kiện toàn công tác quản lý và đưa các hoạt động sản xuất - kinh doanh dầu khí đi vào ổn định, ngày 19-1-1991 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ban hành Quyết định số 104/DK-TC về việc thành lập *Ban Bảo mật* Tổng Công ty.

Ngày 21-1-1991, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã có Báo cáo số 105/TCNS-ĐT đề xuất về cơ cấu tổ chức của Tổng công ty, theo đó các đơn vị thành viên và trực thuộc của Tổng công ty gồm:

1. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.
2. Công ty Dầu khí I.
3. Công ty Địa vật lý và Dịch vụ dầu khí (GPTS).
4. Công ty Dịch vụ dầu khí (PSC).
5. Công ty Khí đốt.
6. Công ty Petrovietnam I (PV 1).
7. Công ty Petrovietnam II (PV 2).
8. Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí.
9. Ban Quản lý công trình Khu liên hợp Lọc - Hóa dầu Thành Tuy Hạ.
10. Xí nghiệp liên hợp Xây lắp dầu khí.
11. Viện Dầu khí.
12. Phân viện Lọc - Hóa dầu tại Thành phố Hồ Chí Minh.
13. Trung tâm Thông tin và Lưu trữ (Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh).
14. Xí nghiệp Sản xuất dịch vụ Hà Nội.
15. Viện Điều dưỡng Vũng Tàu.
16. Trường Cán bộ công nhân dầu khí (cho đến thời điểm đó vẫn trực thuộc Bộ Công nghiệp nặng).

Ngày 5-2-1991, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ban hành Quyết định số 151/DK-TCNS-ĐT bổ nhiệm ông Tạ Đình Vinh, Phó Giám đốc Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí, làm Giám

đốc Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí; ngày 9-2-1991 ban hành Quyết định số 162/DK-TCNS-ĐT về việc bổ nhiệm ông Vũ Văn Mạo, Phó Giám đốc Trung tâm Thông tin và Tư liệu dầu khí, làm Giám đốc Trung tâm Thông tin và Tư liệu dầu khí.

Ngày 26-2-1991, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành Quyết định số 179/DK-TC thành lập *Công ty Lọc, hóa dầu* trên cơ sở Ban Quản lý công trình Khu liên hợp Lọc - Hóa dầu Thành Tuy Hạ, trụ sở làm việc tại Thành phố Hồ Chí Minh.

Ngày 28-2-1991, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt đã trình Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Bản *Dự thảo Điều lệ tổ chức và hoạt động* của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Trong thời gian chờ đợi quyết định phê duyệt Điều lệ của Bộ trưởng, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã:

1. Ban hành Quyết định số 395/DK-TC ngày 22-5-1991 về việc, ban hành Quy chế tạm thời về tổ chức hoạt động của bộ máy cơ quan Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

2. Thành lập Xí nghiệp dầu mỡ nhờn "VIDAMO", trụ sở đặt tại Hà Nội[1].

Ông Nguyễn Thanh Hải, nguyên Phó Giám đốc Trung tâm Phụ gia - Dầu mỡ, Viện Hóa học công nghiệp giữ chức Giám đốc Xí nghiệp dầu mỡ nhờn VIDAMO[2].

3. Quyết định kiện toàn Ban Biên tập Tạp chí *Dầu khí* và được Bộ trưởng Bộ Văn hóa - Thông tin, Thể thao và Du lịch chấp thuận[3].

Tiến sĩ Nguyễn Hiệp, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty được cử làm Tổng biên tập (thay Phó Tổng cục trưởng Lê Văn Cự chuyển công tác khác). Tiến sĩ khoa học Nguyễn Giao, Viện trưởng Viện Dầu khí được cử làm Phó Tổng Biên tập Tạp chí *Dầu khí*.

4. Thỏa thuận về việc hình thành Liên doanh PSA Co., Ltd. giữa Công ty Dịch vụ dầu khí (PSC) và Công ty Cannam Trimex Inc. (Canađa).

1. Quyết định số 470/DK-TC ngày 20-6-1991 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Quyết định số 494/DK-TCNS ngày 3-7-1991 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Công văn số 2271/BC ngày 24-12-1991 của Bộ Văn hóa - Thông tin và Thể thao.

Ngày 17-7-1991, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng đã ký Quyết định số 302/CNNg-TC ban hành *Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam* có hiệu lực từ ngày 20-7-1991. Phù hợp với bản Điều lệ này, để đáp ứng yêu cầu về phát triển các hoạt động sản xuất - kinh doanh của Tổng công ty, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng đã quyết định:

(1) Chuyển Xí nghiệp Dầu mỡ nhờn thành Công ty Dầu mỡ nhờn VIDAMO[1].

(2) Đổi tên Trường Cán bộ công nhân dầu khí Vũng Tàu thành Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam trực thuộc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam[2] (theo thỏa thuận của Bộ Giáo dục và Đào tạo[3]).

Ngày 8-10-1991, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng và các cơ quan nhà nước "Đề án tổ chức lại ngành Dầu khí"[4] theo đó kiến nghị Tổng công ty Dầu khí chịu sự quản lý nhà nước trực tiếp của Hội đồng Bộ trưởng và các ủy ban nhà nước, các bộ chức năng.

Ngày 4-12-1991, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng đã ban hành quyết định số 292/CNNg-TC, bổ nhiệm ông Ngô Thường San, Phó Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro giữ chức Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô.

Ngày 17-4-1992, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam ban hành Quyết định số 280/DK-TCNS thành lập "Xí nghiệp Dầu mỡ nhờn" tại Thành phố Hồ Chí Minh trực thuộc Công ty Dầu mỡ nhờn VIDAMO.

3. Xây dựng đề án tổ chức lại ngành Dầu khí

Liên quan đến ngành Dầu khí, "Chiến lược ổn định và phát triển kinh tế - xã hội đến năm 2000" được thông qua tại Đại hội Đảng lần thứ VII đã chỉ rõ: "Xây dựng quy hoạch tổng thể và chính sách năng lượng quốc gia, ưu tiên phát triển ngành *năng lượng*.

Thực hiện quy hoạch phát triển *điện*, cân đối nguồn thuỷ điện và nhiệt điện cùng với mạng lưới truyền tải và phân phối; chú ý đáp ứng nhu cầu điện ở miền Trung và miền Nam.

1. Quyết định số 79/QĐ-CNNg ngày 26-2-1992.
2. Quyết định số 396/CNNg-TCNS ngày 9-9-1991.
3. Công văn số 4234/TH-DN ngày 15-8-1991.
4. Công văn số 739/DK-TC ngày 8-10-1991.

Xúc tiến mạnh việc hợp tác và liên doanh với nước ngoài thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí. Xây dựng công nghiệp lọc, hoá dầu theo công nghệ hiện đại kéo theo sự phát triển một số ngành khác đi từ nguyên liệu dầu và khí"[1].

"Trong sự phát triển chung của nền kinh tế, mấy ngành và lĩnh vực dưới đây có *điều kiện và cần phải tăng trưởng mạnh* trong thập kỷ 90 để thúc đẩy và hỗ trợ các ngành khác:

- Sản xuất lương thực, thực phẩm.
- Chế biến nông, lâm, thuỷ sản và hàng công nghiệp xuất khẩu.
- Thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí và một số loại khoáng sản.
- Điện, giao thông, thuỷ lợi, thông tin liên lạc".

"*Vùng biển và hải đảo* hướng vào khai thác, nuôi trồng và chế biến thuỷ sản, khai thác chế biến dầu khí và các sa khoáng, phát triển các ngành sản xuất và dịch vụ về hàng hải, mở mang du lịch... Từng bước khai thác toàn diện các tiềm năng to lớn của kinh tế biển, phát triển kinh tế ở hải đảo, làm chủ lãnh hải và thềm lục địa, thực hiện chủ quyền đối với vùng đặc quyền kinh tế"[2].

Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam được Hội đồng Bộ trưởng xác định là đơn vị kinh tế chủ lực, cần được xây dựng để trở thành mũi nhọn của nền kinh tế. Mô hình liên hiệp xí nghiệp quốc doanh, đang được áp dụng cho Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, đã tỏ ra không còn phù hợp, cần được tổ chức lại theo mô hình của tổng công ty mạnh. Xuất phát từ yêu cầu đó, ngày 31-7-1991, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng đã ký Chỉ thị số 235-CT về việc thành lập Tổ Xây dựng Đề án tổ chức lại ngành Dầu khí.

Thực hiện Chỉ thị nói trên, ngày 27-9-1991, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã thành lập *Nhóm Nghiên cứu tổ chức ngành Dầu khí* của Tổng công ty[3]. Trên cơ sở kết quả làm việc của Nhóm Nghiên cứu, Tổng công ty đã trình Tổ Xây dựng đề án tổ chức lại ngành Dầu khí của Hội đồng Bộ trưởng, đồng thời báo cáo với Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng bản Dự thảo "Đề án tổ chức lại ngành Dầu khí"[4].

1, 2. Đảng Cộng sản Việt Nam: *Văn kiện Đảng Toàn tập,* Nxb. Chính trị quốc gia, Hà Nội, 2006, t. 51, tr. 164, 167, 168.

3. Quyết định số 560/DK-TC ngày 27-9-1991 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

4. Công văn số 648/DK-TC ngày 5-9-1991 và Công văn số 739/DK-TC ngày 8-10-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Tổ nghiên cứu đề án tổ chức lại ngành Dầu khí của Hội đồng Bộ trưởng đã trình lên Thường trực Hội đồng Bộ trưởng 3 mô hình tổ chức như sau:

(1) Thành lập Bộ Công nghiệp dầu khí, dưới Bộ có các đơn vị cơ sở liên hoàn toàn ngành Dầu mỏ, khí đốt, hóa dầu bao gồm các khâu: thăm dò, khai thác, chế biến, lưu thông (cả xuất, nhập khẩu) và dịch vụ dầu khí.

(2) Thành lập Ủy ban Dầu khí quốc gia. Ủy ban có các đơn vị cơ sở trực thuộc, vừa thực hiện quản lý nhà nước vừa tư vấn cho Chính phủ về dầu khí nhưng với bộ máy quản lý gọn nhẹ hơn Bộ.

(3) Tổng công ty Dầu khí quốc gia có Hội đồng Quản trị, trực thuộc Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng.

Ý kiến của Bộ Công nghiệp nặng: Đề nghị chưa tách ngành dầu khí ra khỏi Bộ vì quy mô dầu khí chưa lớn và mô hình Tổng công ty trực thuộc Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng e là có những việc thuộc quản lý nhà nước sẽ không có cơ quan nào đảm nhiệm. Trường hợp xét thấy tách Tổng công ty Dầu khí ra khỏi Bộ để Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng trực tiếp chỉ đạo sẽ tạo điều kiện cho ngành phát triển nhanh thì cần quyết định sớm và triển khai nhanh. Bộ Công nghiệp nặng sẽ chấp hành nghiêm chỉnh việc bàn giao

Ngày 21-10-1991, Thường trực Hội đồng Bộ trưởng, sau khi cân nhắc các ý kiến, đề xuất về việc tổ chức lại ngành Dầu khí đã kết luận cần tổ chức Tổng công ty Dầu khí Việt Nam theo hướng trực thuộc Hội đồng Bộ trưởng.

Ông Trần Văn Giao, khi đó là chuyên viên Bộ Công nghiệp nặng, và sau chuyển lên công tác tại Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng (tháng 5-1992), nhớ lại: Thường trực Hội đồng Bộ trưởng đã cân nhắc tất cả ý kiến trên và kết luận: Bộ Công nghiệp nặng phải được sắp xếp lại để tập trung hơn vào các ngành quan trọng và đang đòi hỏi phải phát triển mạnh: cơ khí, điện tử, luyện kim, hóa chất, mỏ. Dầu khí là ngành mũi nhọn, cần được phát triển mạnh, nếu để ở Bộ Công nghiệp nặng thì lãnh đạo Bộ bị chi phối nhiều trong việc quản lý và điều hành, vì vậy cần thành lập Tổng công ty Dầu khí quốc gia trực thuộc Hội đồng Bộ trưởng, vừa giảm khâu cấp trung gian, tạo điều kiện để đưa Công ty Xuất, nhập khẩu dầu khí (Petechim) vào Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thành Tổ hợp Dầu khí của nước ta, vừa giúp Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng có điều kiện trực tiếp nắm và giải quyết những vấn đề quan trọng và cấp bách của ngành Dầu khí, đồng thời bảo đảm quyền chủ động kinh doanh của Tổng công ty Dầu khí. Khi quy mô dầu khí đủ lớn, sẽ tính đến việc thành lập Bộ Dầu khí. Trước mắt Tổng công ty Dầu khí quốc gia bao gồm các đơn vị của Tổng công ty Dầu khí và Công ty Xuất, nhập khẩu dầu khí (Petechim). Tổng công ty Xăng dầu (Petrolimex) và Công ty Dầu lửa (Kerosimex) làm chức năng tiêu thụ xăng dầu trong nước vẫn để Bộ Thương mại và Du lịch trực tiếp quản lý. Sau này một vài năm sẽ đưa về một mối. Các cơ

quan hữu quan nghiên cứu xây dựng dự thảo quy chế của Tổng công ty này, kể cả cơ cấu chức năng, nhiệm vụ Hội đồng Quản trị, nhân sự của Tổng công ty, nội dung quản lý nhà nước của các bộ, các ngành và mối quan hệ giữa Tổng công ty với các cơ quan quản lý cấp trên. Quy chế này sẽ trình lên Hội đồng Bộ trưởng duyệt vào tháng 12-1991…

Với nội dung như trình bày ở trên, ngày 30-10-1991, Hội đồng Bộ trưởng đã gửi Báo cáo số 86-KTĐN/m xin ý kiến Bộ Chính trị về việc tổ chức lại ngành Dầu khí.

Đầu tháng 12-1991, "Tổ Xây dựng đề án tổ chức lại ngành Dầu khí" của Hội đồng Bộ trưởng hoàn thành hai bản dự thảo: "Nghị định thành lập Tổng công ty Dầu khí trực thuộc Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng" và "Quyết định của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về nhiệm vụ, quyền hạn và tổ chức của Hội đồng Quản trị dầu khí quốc gia". Các văn bản dự thảo này đã được Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng gửi lấy ý kiến góp ý của các bộ, ban, ngành Trung ương có liên quan và của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Đầu tháng 2-1992, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt đã đến thăm và làm việc tại một số đơn vị của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt và các đơn vị dịch vụ dầu khí khác tại phía Nam là Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Công ty Khí đốt, Công ty Petechim, Công ty Du lịch và Dịch vụ dầu khí OSC, Nhà máy Ba Son. Ngày 19-2-1992, Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng đã ký văn bản thông báo kết luận của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt về một số công việc của Tổng công ty Dầu mỏ và khí đốt.

Kết luận của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt (Thông báo ngày 19-2-1992 Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng):

• *Đối với Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô*: "Cố gắng phấn đấu khai thác 5,5 triệu tấn dầu thô, vượt mức kế hoạch được giao trong năm 1992 với điều kiện bảo đảm quy trình công nghệ khai thác và an toàn, không gây tác hại đến các giếng dầu, bảo vệ tài nguyên dầu"; "... Phải hoàn thành việc xác định trữ lượng mỏ Bạch Hổ, đặc biệt trữ lượng tầng móng để có chế độ khai thác hợp lý, đảm bảo tuổi thọ của mỏ. Áp dụng biện pháp khai thác cơ học sớm phục hồi các giếng khai thác đã hết chế độ tự phun, nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu". "... Ngoài việc tìm thêm trữ lượng dầu để đảm bảo thực hiện kế hoạch khai thác dầu, cần phải tìm kiếm và bảo đảm trữ lượng khí dẫn vào bờ cho công nghiệp sử dụng khí như điện, đạm, hóa chất, v.v..". "... Tiếp tục ký với Công ty Petechim, Công ty Dịch vụ dầu khí (PSC) về hợp đồng cung cấp vật tư, thiết bị theo chế độ ủy thác như trước đây nhằm phục vụ kịp thời cho sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh và không bị ép giá. Cần nhanh chóng thay thế công nghệ cũ, lạc hậu, đưa sớm công nghệ và kỹ thuật tiên tiến vào việc thăm dò khai thác nhằm

bảo vệ mỏ và tăng hệ số thu hồi dầu". "... Cần góp phần của mình vào quy hoạch, chỉnh trang thành phố (Vũng Tàu), trước mắt bằng động viên sự đóng góp của cán bộ, công nhân trong xí nghiệp xây tặng thành phố những công trình phúc lợi xã hội nhằm từng bước xây dựng Vũng Tàu trở thành trung tâm của các hoạt động dầu khí, kinh tế, tài chính và đầu tư của nước ngoài"; "... Giao cho Bộ Công nghiệp nặng, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt và Xí nghiệp Liên doanh thảo luận tìm biện pháp đưa nhanh mỏ Rồng vào khai thác. Việc xác định khả năng khai thác 5,5 triệu tấn năm 1992 và đưa mỏ Rồng vào khai thác nhanh phải được tính xong trong tháng 2-1992 và trình Hội đồng Bộ trưởng quyết định";

• *Về mỏ Đại Hùng*, Bộ Công nghiệp nặng, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt cần thỏa thuận sớm với Phía bạn về thời gian, nội dung, thành phần tham gia đàm phán với nước thứ ba để đưa mỏ Đại Hùng vào khai thác trong năm 1993, góp phần tăng sản lượng khai thác dầu khí trong thời kỳ 1991-1995. Bộ Công nghiệp nặng, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt tham gia chỉ đạo chặt chẽ, phản ảnh kịp thời diễn biến trong quá trình đàm phán lên thường trực Hội đồng Bộ trưởng;

• *Về công trình đường ống dẫn khí vào bờ*: "Bộ Công nghiệp nặng, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt cần triển khai ngay việc xây dựng công trình đường ống dẫn khí vào bờ theo luận chứng đã được duyệt:

- Về tiến độ thi công: thật khẩn trương.

- Về hộ tiêu thụ: tính cho các phương án sử dụng khí cho phát điện, sản xuất phân đạm. Trước mắt ưu tiên cho điện.

- Về chi phí: hết sức tiết kiệm, tận dụng mọi khả năng có trong nước.

- Về vốn: giao cho Công ty Petechim vay vốn cho công trình này theo tiến độ sử dụng. Trước mắt trong tháng 2-1992 cần 2 triệu USD và 20 tỷ đồng Việt Nam dùng cho công tác khảo sát thiết kế.

- Tiếp tục đàm phán với các công ty nước ngoài hình thức hợp tác về các công trình tiếp theo như: làm khí hóa lỏng, sử dụng khí khô sản xuất hóa chất, v.v.. Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt được phép cung cấp tài liệu gốc về khí như trữ lượng, thành phần, v.v. cho các công ty theo mức công ty muốn thật sự làm ăn với ta, nhằm ký sớm được hợp đồng.

- Tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Đồng Nai, Thành phố Hồ Chí Minh cấp sớm giấy phép khảo sát thực địa; Bộ Xây dựng cùng ngành có liên quan giải quyết về quy phạm xây dựng đường ống, hành lang tuyến ống theo điều kiện Việt Nam và thế giới tránh lãng phí đất đai, bảo đảm an toàn đường ống khí vận hành.

- Về thi công, để tiết kiệm ngoại tệ, tận dụng năng lực hiện có của Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô nên ký hợp đồng thi công đường ống phần dưới biển với Xí nghiệp Liên doanh. Với điều kiện Xí nghiệp Liên doanh phải bảo đảm tiến độ, kỹ thuật và chất lượng công trình. Cần làm sớm khâu thiết kế kỹ thuật để lập đơn hàng thiết bị vật tư".

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu của "Tổ Xây dựng đề án tổ chức lại ngành Dầu khí", theo đề nghị của Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ và các bộ, ngành có liên quan, ngày 14-4-1992 Hội đồng Bộ trưởng đã ban hành Quyết định số 125-HĐBT đặt Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam trực thuộc Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng.

> **Quyết định số 125-HĐBT ngày 14-4-1992** (lược trích):
>
> "Điều 1: Nay chuyển Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, hiện trực thuộc Bộ Công nghiệp nặng về trực thuộc Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng.
>
> Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam chịu sự quản lý và chỉ đạo toàn diện, trực tiếp của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng; đồng thời chịu sự quản lý nhà nước của các bộ, uỷ ban nhà nước về các vấn đề thuộc chức năng của bộ, uỷ ban nhà nước.
>
> Điều 2: Nhiệm vụ, quyền hạn, bộ máy và các mối liên hệ công tác của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam được tiếp tục thực hiện theo Quyết định số 250-HĐBT ngày 6-7-1990 của Hội đồng Bộ trưởng, trừ những vấn đề trước đây thuộc Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng giải quyết nay do Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng giải quyết.
>
> Điều 3: Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng có trách nhiệm tổ chức việc bàn giao theo quy định ở Điều 1, Điều 2 trên đây. Việc chuyển giao phải hoàn thành trước ngày 1-5-1992".

Để triển khai thực hiện Quyết định trên, tại Văn bản số 1641-TH ngày 24-4-1992 Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt đã ủy nhiệm cho Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Trần Xuân Giá thay mặt Chủ tịch tiếp nhận bàn giao tổ chức và nhiệm vụ công tác dầu khí.

Ngày 29-4-1992, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ban hành Quyết định số 306/DK-TCNS-ĐT thành lập Đoàn bàn giao của Tổng công ty gồm 13 người, trong đó có lãnh đạo Tổng công ty, đại diện các phòng, ban, đại diện Đảng ủy và Công đoàn, do Tổng Giám đốc Trương Thiên làm Trưởng đoàn. Ngày 2-5-1992, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum và Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Trần Xuân Giá đã ký *Biên bản Bàn giao Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam về trực thuộc Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng* với sự chứng kiến của đại diện nhiều bộ, cơ quan, đơn vị.

Một tháng sau quyết định chuyển Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam từ trực thuộc Bộ Công nghiệp nặng về trực thuộc Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, ngày 19-5-1992 Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng đã điều động và bổ nhiệm giáo sư, tiến sĩ khoa học Hồ Sĩ Thoảng, Phó Viện trưởng Viện Khoa học Việt Nam, giữ

chức vụ Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam[1] thay ông Trương Thiên được điều động lên Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng giữ chức vụ Trợ lý Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về dầu khí.

Ông Hồ Sĩ Thoảng, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và khí đốt Việt Nam 1992-1996; Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam 1996-2000

Để kiện toàn bộ máy lãnh đạo Tổng công ty, ngày 6-11-1992, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 59/TTg bổ nhiệm các ông sau đây giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam:

(1) Nguyễn Ngọc Cư, Giám đốc Sở Công nghiệp tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu;

(2) Ngô Thường San, Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (vẫn kiêm nhiệm Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro);

(3) Nguyễn Trí Liễn, chuyên viên cao cấp Tổng công ty.

Ngày 7-11-1992, Thủ tướng Chính phủ đã ký tiếp Quyết định số 64/TTg: để ông Bùi Hải Ninh thôi giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam để giữ chức Trưởng ban Quản lý công trình thu gom, vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức; điều động và bổ nhiệm bà Nguyễn Thị Ngọc Sương, Vụ trưởng Vụ Tài chính thương nghiệp Bộ Tài chính, giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Thực hiện các quyết định nói trên của Thủ tướng Chính phủ, để nhanh chóng ổn định tổ chức và kiện toàn công tác điều hành, vào tháng 11-1992, Ban lãnh đạo Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã họp tại trụ sở 69 Nguyễn Du, Hà Nội, để thống nhất phân công trách nhiệm đối với từng thành viên. Với sự tham dự và chứng kiến của Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt, các Phó Tổng Giám đốc được phân công trách nhiệm như sau[2]:

- Ông Nguyễn Ngọc Cư, phụ trách công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí mỏ Đại Hùng;

- Ông Nguyễn Hiệp, phụ trách công tác khoa học - kỹ thuật và công tác xây dựng cơ bản;

1. Quyết định số 172-CT ngày 19-5-1992.
2. Thông báo số 2029/VP ngày 20-11-1992 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam về việc phân công trách nhiệm đối với các Phó Tổng Giám đốc.

- Ông Nguyễn Trí Liễn, phụ trách công tác tìm kiếm - thăm dò và công tác dịch vụ dầu khí;

- Ông Ngô Thường San, phụ trách Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro;

- Bà Nguyễn Thị Ngọc Sương, phụ trách công tác tài chính - kế toán và công tác thương mại.

Để bảo đảm cho hoạt động của Tổng công ty Dầu khí được tiến hành bình thường, đồng thời thích ứng với điều kiện của doanh nghiệp không có bộ chủ quản, ngày 26-12-1992 Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 185/TTg uỷ quyền cho Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giải quyết một số công việc, không thuộc quyền của doanh nghiệp, cụ thể: Ký quyết định cử đoàn và cá nhân ra nước ngoài học tập, công tác, tham quan khảo sát theo kế hoạch. Riêng Tổng Giám đốc và Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty đi công tác, tham quan khảo sát ở nước ngoài vẫn do Thủ tướng Chính phủ quyết định. Ký các văn bản giao dịch trực tiếp với các bộ, ngành ở Trung ương, các uỷ ban nhân dân địa phương để thực hiện nhiệm vụ sản xuất - kinh doanh, đời sống và chính sách xã hội của Tổng công ty.

Bên cạnh các chỉ đạo về củng cố và kiện toàn về tổ chức, để tạo điều kiện cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nhanh chóng trở thành một doanh nghiệp nhà nước mạnh, ngày 4-2-1993 Chính phủ ban hành Nghị định số 09/NĐ-CP quy định về tổ chức, nhiệm vụ, quyền hạn của Tổng công ty Dầu mỏ và khí đốt Việt Nam: Là tổ chức duy nhất được quyền tiến hành các hoạt động dầu khí trên toàn lãnh thổ, lãnh hải, vùng đặc quyền kinh tế, thềm lục địa và hải đảo thuộc chủ quyền Cộng hoà xã hội chủ nghĩa Việt Nam. Mọi hoạt động dầu khí của các tổ chức kinh tế, cá nhân khác chỉ được tiến hành trên cơ sở ký kết hợp đồng với Tổng công ty Dầu khí. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có chức năng nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến, tàng trữ, vận chuyển, dịch vụ dầu khí, xuất nhập khẩu vật tư, thiết bị dầu khí và các sản phẩm dầu khí.

Để kịp thời đáp ứng yêu cầu của ngành về quản lý, giám sát và phối hợp triển khai các hoạt động dầu khí do các nhà thầu nước ngoài thực hiện, được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng đã có các quyết định về tổ chức đối với các đơn vị cơ sở sau:

(1) Sáp nhập Công ty Dịch vụ dầu khí (PSC) và Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Dầu khí (GPTS) thành Công ty Dịch vụ kỹ thuật dầu khí (PTSC) do ông Nguyễn Xuân Nhậm làm Giám đốc[1].

1. Quyết định số 131/DK-TCNS-ĐT ngày 9-2-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

(2) Đổi tên Công ty Petrovietnam II thành Công ty Thăm dò và Khai thác dầu khí (PVEP) do ông Nguyễn Ngọc Cư làm Giám đốc[1].

(3) Đổi tên Công ty Petrovietnam I thành Công ty Giám sát các hợp đồng chia sản phẩm (PVSC) do ông Đỗ Văn Đạo làm Giám đốc. Đồng thời uỷ quyền cho Công ty PVSC thay mặt Petrovietnam theo dõi giám sát toàn bộ hoạt động dầu khí của các công ty dầu khí nước ngoài thực hiện các hợp đồng chia sản phẩm đã ký với Petrovietnam (trừ mỏ Đại Hùng)[2].

(4) Thành lập Bảo hiểm Y tế dầu khí do ông Bùi Ngọc Biểu làm Giám đốc[3].

Theo đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ phê duyệt danh sách thành viên Ủy ban Quản lý Hợp đồng mỏ Đại Hùng gồm các ông/bà[4]:

(1) Nguyễn Ngọc Cư, Phó Tổng Giám đốc;

(2) Trần Ngọc Cảnh, Trưởng phòng Thăm dò - Khai thác;

(3) Lê Văn Hùng, Trưởng phòng Thương mại;

(4) Đỗ Chí Hiếu, Chuyên viên Văn phòng Chính phủ;

(5) Trương Thái Phương, Phó Vụ trưởng Bộ Tài chính.

Năm 1993, để thực sự khuyến khích người lao động làm việc có hiệu quả, khắc phục tình trạng bình quân trong việc trả lương, Tổng công ty đã chủ động xây dựng Quy chế trả lương theo hướng gắn với kết quả sản xuất - kinh doanh của đơn vị. Sau khi được Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội chấp thuận, Quy chế trả lương mới đã được áp dụng có hiệu quả trong Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

> Ông Hoàng Phổ, nguyên Trưởng ban Lao động - Tiền lương Tổng công ty nhớ lại: Để khắc phục tình trạng "bình quân" trong hệ thống tiền lương của Nhà nước, năm 1993, bộ phận lao động - tiền lương của Tổng công ty đã mạnh dạn đề xuất quy chế trả lương tương xứng hơn với đóng góp của người lao động, cụ thể là cơ cấu tiền lương bao gồm lương cơ bản (do Nhà nước quy định) là cơ sở để tính trích nộp bảo hiểm xã hội và lương bổ sung (thường gọi là lương mềm) được trả căn cứ kết quả sản xuất - kinh doanh của đơn vị theo một hệ số nhất định. Hệ số này thay đổi theo thời gian (tăng dần). Quy chế trả lương này đã được Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội chấp thuận và có tác dụng nâng cao khí thế lao động trong toàn Tổng công ty. Chỉ vài năm sau Chính phủ cũng

1. Quyết định số 328/DK-TC ngày 20-3-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Quyết định số 329/DK-TC ngày 20-3-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Quyết định số 383/DK-TC ngày 24-3-1993 của Tổng công ty dầu khí Việt Nam.
4. Công văn số 1800/KTN ngày 24-4-1993 của Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ.

đã ban hành nghị định về xây dựng quy chế trả lương trong các doanh nghiệp nhà nước với nội dung tương tự.

Ngày 29-6-1993, Bộ Chính trị đã họp "về một số vấn đề trong công tác Dầu khí". Sau khi nghe Ban Cán sự Đảng Chính phủ báo cáo một số vấn đề về công tác dầu khí, Bộ Chính trị đã kết luận:

"1- Cùng với đất đai, lương thực, dầu khí là nguồn tài nguyên và là sản phẩm quan trọng số một có tác động lớn đến sự phát triển chung của đất nước, cần được quan tâm chỉ đạo thường xuyên và chặt chẽ, bảo đảm kết hợp được yêu cầu trước mắt và lâu dài. Theo tinh thần đó, Chính phủ cần chỉ đạo sớm việc xây dựng Chiến lược phát triển dầu, khí và các nguồn năng lượng khác (điện, than…) đến thời kỳ sau 2000, xác định rõ yêu cầu và khả năng đáp ứng của từng loại để có cơ sở cho việc hoạch định chiến lược phát triển các lĩnh vực khác.

2- Phấn đấu xây dựng, hình thành được ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam hoàn chỉnh, đồng bộ các khâu từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác đến chế biến, tiêu thụ sản phẩm; tiến tới có thể làm chủ trong việc quản lý, khai thác có hiệu quả cao nguồn tài nguyên quan trọng này.

3- Giữ vững nguyên tắc độc lập, tự chủ, đồng thời thực hiện "đa phương hóa" quan hệ với các nước trong lĩnh vực dầu khí. Kết hợp các phương thức hợp đồng chia sản phẩm, hợp đồng chia sản phẩm có góp vốn cổ phần và liên doanh với các công ty nước ngoài, tiến tới vươn lên tự làm một phần.

4- Về một số chủ trương cụ thể: (i) Tập trung đẩy mạnh khai thác, bảo đảm chỉ tiêu sản lượng, đồng thời tích cực tìm các nguồn mới bổ sung để tăng thêm trữ lượng. Phấn đấu đến năm 1995 cơ bản xác định được tiềm năng dầu khí. Trước mắt phải nâng cao hiệu quả của Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô, thực hiện tốt Đề án Đại Hùng; triển khai sớm đề án Thanh Long, khẩn trương khảo sát và khoan thăm dò ở khu vực Tư Chính. (ii) Nhanh chóng thực hiện Dự án đưa khí vào bờ để sử dụng. Tán thành các phương án về sử dụng khí để xây dựng nhà máy điện, nhà máy khí hóa lỏng, nhà máy phân đạm. Thứ tự ưu tiên và trình tự xây dựng các nhà máy trên do Chính phủ tính toán quyết định. (iii) Tán thành chủ trương xây dựng các nhà máy lọc dầu. Trước mắt xây dựng nhà máy ở Khánh Hòa hợp tác với Công ty Total (Pháp); xúc tiến việc đàm phán với Brunây và các bên nước ngoài khác về xây dựng nhà máy lọc dầu thứ hai. (iv) Xúc tiến nhanh việc xây dựng ngành công nghiệp dịch vụ phục vụ dầu, khí. Coi trọng việc đào tạo, sử dụng cán bộ và lao động của Việt Nam trong

lĩnh vực dầu khí, tận dụng các phương tiện vật tư, hàng hóa của Việt Nam. (v) Khẩn trương xây dựng chương trình, phương án giải quyết dứt điểm với từng nước về tranh chấp ở các vùng chồng lấn. (vi) Có biện pháp bảo vệ môi trường và an ninh trên biển trong các hoạt động dầu, khí. (vii) Tán thành chủ trương hợp tác nhiều mặt với Brunây để tranh thủ vốn và công nghệ, nhanh chóng thực hiện các dự án lớn về dầu khí và các lĩnh vực ngoài dầu khí"[1].

Để kiện toàn hệ thống các đơn vị nghiên cứu khoa học và công nghệ dầu khí, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ban hành một số quyết định:

- Quyết định số 1242/TCCB-ĐT, ngày 7-10-1993 về việc đổi tên Phân viện Lọc - Hoá dầu thành Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí do giáo sư, tiến sĩ khoa học Phạm Quang Dự làm Giám đốc.

- Quyết định số 1399/TCCB-ĐT, ngày 18-11-1993 về việc thành lập Trung tâm Nghiên cứu và phát triển An toàn và Bảo vệ môi trường dầu khí, viết tắt là Trung tâm An toàn và Môi trường dầu khí (RDCPSE). Trưởng phòng Phân tích hóa lý Viện Dầu khí Việt Nam Nguyễn Đức Huỳnh được điều động và bổ nhiệm làm Giám đốc.

- Quyết định số 68/TCCB-ĐT, ngày 19-1-1994 về việc chuyển giao Viện Điều dưỡng dầu khí Vũng Tàu cho Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam trực tiếp quản lý, sử dụng, bao gồm toàn bộ tài sản, cơ sở vật chất, vốn và các nguồn vốn, nhân lực do Viện Điều dưỡng quản lý.

Để tăng cường năng lực quản lý công tác xây dựng cơ bản, đặc biệt đối với các công trình dầu khí biển đang được triển khai mạnh, theo đề nghị của Ban lãnh đạo Tổng công ty, Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt đã ban hành Quyết định số 31/TTg ngày 21-1-1994 bổ nhiệm ông Trần Hiển, Tổng Giám đốc Xí nghiệp liên hợp Xây lắp dầu khí, giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

II. LUẬT DẦU KHÍ VÀ SỰ HÌNH THÀNH TỔNG CÔNG TY 91

1. Công tác biên soạn và trình phê duyệt Luật Dầu khí

Nhằm quản lý chặt chẽ nguồn tài nguyên dầu khí là loại tài nguyên đặc biệt, từ

1. Văn bản số 168-BBK/BCT ngày 3-7-1993 kết luận của Bộ Chính trị Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa VII *về một số vấn đề trong công tác Dầu khí.*

năm 1988, Tổng cục Dầu khí, cơ quan quản lý nhà nước về dầu khí, đã chủ động đệ trình kế hoạch xây dựng Luật Dầu khí, được Hội đồng Bộ trưởng cho phép và công việc đã bắt đầu với những việc cụ thể:

- Tháng 8-1988, Tổng cục Dầu khí mời một đoàn cán bộ của Bộ Mỏ và Năng lượng Inđônêxia sang giúp Tổng cục Dầu khí trao đổi về kinh nghiệm và nội dung của Luật Dầu khí. Đoàn do ông Soopratone Soeleiman, Vụ Trưởng Vụ Tìm kiếm, thăm dò và Khai thác - Tổng cục Dầu khí thuộc Bộ Mỏ và Năng lượng dẫn đầu. Ông Bùi Hải Ninh, Phó Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí đã tiếp đoàn. Trong thời gian ở Hà Nội, Đoàn cán bộ dầu khí Inđônêxia đã gặp gỡ và trao đổi kinh nghiệm với phía Việt Nam, gồm đại diện: Tổng cục Dầu khí (Chánh Văn phòng Tổng cục Đỗ Quang Toàn chủ trì, các chuyên viên luật Nguyễn Hùng Lân và Phạm Liêm Chính); Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng; Bộ Tư pháp và Tổng cục Hải quan. Đây là bước chuẩn bị đầu tiên cho Dự thảo Luật Dầu khí.

> Phía Inđônêxia cho biết: Mỗi nước có luật pháp riêng của nước mình nên Luật Dầu khí cũng có đặc điểm riêng theo hệ thống luật đó. Các nước trong vùng Đông Nam Á như Philíppin, Malaixia theo hệ thống luật của Mỹ (Anglo - Saxon). Inđônêxia theo hệ thống luật Lục địa giống như của Pháp và Hà Lan. Phía Inđônêxia giới thiệu kinh nghiệm, những nội dung cơ bản phải có và nội dung Luật Dầu khí Inđônêxia để Việt Nam nghiên cứu, tham khảo. Phía Inđônêxia còn giới thiệu sơ đồ tổ chức Bộ Mỏ và Năng lượng của Inđônêxia trong đó có Tổng cục Dầu khí, Tổng cục Địa chất, Tổng cục Mỏ, Tổng cục Điện và Năng lượng mới. Đây là những kinh nghiệm rất quý báu.

- Ngày 14-10-1989, Tổng cục Dầu khí có văn bản báo cáo Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng, Bộ Tư pháp về việc xây dựng Luật Dầu khí và quyết định thành lập một Tổ nghiên cứu soạn Dự thảo Luật Dầu khí do Tổng cục trưởng trực tiếp phụ trách.

- Ngày 9-12-1989, Tổng cục Dầu khí trình Hội đồng Bộ trưởng Đề cương và kế hoạch cụ thể xây dựng Luật Dầu khí.

- Đầu năm 1990, ông Trương Thiên, nguyên Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí được bổ nhiệm làm Thứ trưởng Bộ Công nghiệp nặng, trực tiếp phụ trách Ban soạn thảo Luật Dầu khí; Vụ phó Vụ Hợp tác quốc tế Bộ Công nghiệp nặng Đỗ Quang Toàn là Phó ban; chuyên viên luật Vụ Hợp tác quốc tế Bùi Quyết là Thư ký Ban soạn thảo. Ban soạn thảo Luật Dầu khí còn bao gồm một số cán bộ khác của Bộ Công nghiệp nặng, của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam và của một số bộ có liên quan. Công việc soạn thảo Luật Dầu khí thời gian này do Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum trực tiếp chỉ đạo.

Soạn thảo Luật Dầu khí là việc mới đối với Việt Nam, Ủy ban Kế hoạch Nhà nước và Bộ Công nghiệp nặng cùng phối hợp bàn với Cơ quan UNDP (Chương trình Phát triển của Liên hợp quốc) ở Hà Nội để tài trợ cho việc thuê tư vấn quốc tế cho Dự án soạn thảo Luật Dầu khí. Dự án VIE 90/009 về việc UNDP hỗ trợ dự thảo Luật Dầu khí được hình thành và được Hội đồng Bộ trưởng phê duyệt[1].

Triển khai Dự án VIE 90/009, Cơ quan UNDP Hà Nội đã giúp dàn xếp cử các chuyên gia có kinh nghiệm, trong đó có chuyên gia chính là luật sư Townsend Gault người Na Uy, sang Việt Nam làm việc với Ban soạn thảo Luật Dầu khí của Bộ Công nghiệp nặng và phía Việt Nam (bao gồm các bộ có liên quan) để cung cấp các thông tin cơ bản về nội dung Luật Dầu khí của một số nước, về quyền lợi nước chủ tài nguyên dầu khí và về những nguyên tắc cơ bản để quản lý tài nguyên dầu khí.

Báo cáo của Bộ Công nghiệp nặng gửi Ủy ban Pháp luật của Quốc hội và Hội đồng Bộ trưởng về việc xây dựng Luật Dầu khí (Công văn số 730/CNNg-VP, ngày 26-3-1991 (Lược trích)):

(1) Việc soạn thảo Luật Dầu khí được sự giúp đỡ và tài trợ của Cơ quan UNDP thông qua Dự án VIE 90/009;

(2) Trong tháng 12-1990 luật sư Townsend Gault vào Việt Nam lần đầu tiên để triển khai Dự án. Ngày 21-12-1990 tham gia Hội thảo do Bộ Công nghiệp nặng chủ trì tại Hà Nội và để làm việc với Ban soạn thảo Luật về dự kiến nội dung và phân công viết từng phần;

(3) Tháng 2-1991 luật sư Townsend Gault vào Việt Nam lần thứ hai để trình Dự thảo lần đầu do luật sư chuẩn bị; tổ chức Hội thảo nội bộ phía Việt Nam để thảo luận Dự thảo trên; tổ chức Hội thảo với luật sư Townsend Gault để trao đổi ý kiến; luật sư Townsend Gault chỉnh lý lại và trao lại Dự thảo lần 2 cho Ban soạn thảo Luật Dầu khí; luật sư Townsend Gault soạn thảo Nghị định hướng dẫn thi hành Luật;

(4) Tháng 3-1991 họp Ban soạn thảo Luật Dầu khí; phân công các thành viên biên soạn từng phần có tham khảo nội dung Dự thảo của luật sư Townsend Gault nhưng phù hợp với khung luật pháp Việt Nam. Việc soạn thảo đã kết thúc vào 5-4-1991;

(5) Dự kiến: - Cuối tháng 4-1991 luật sư Townsend Gault sẽ cùng với các chuyên gia kinh tế và thuế sẽ vào Việt Nam để phối hợp với Ban soạn thảo tiếp tục chỉnh lý lại Dự thảo Luật; - Tháng 5-1991 tổ chức Hội thảo rộng rãi; - Tháng 6-1991 trình Hội đồng Bộ trưởng thông qua để trình Quốc hội tại kỳ họp cuối năm 1991.

1. Công văn số 730/CNNg-VP ngày 26-3-1991 của Bộ Công nghiệp nặng gửi Ủy ban Pháp luật của Quốc hội và Hội đồng Bộ trưởng về việc báo cáo xây dựng Luật Dầu khí.

Bằng kinh phí do UNDP tài trợ, ngoài luật sư Townsend Gault, các chuyên gia khác của UNDP từ Canađa và Thái Lan đã được huy động tham gia Dự án. Các chuyên gia này đã giúp rất nhiều trong việc xây dựng các nội dung của Luật Dầu khí. Ban soạn thảo đã tổ chức một số chuyến đi khảo sát ở nước ngoài (Study tour), các buổi hội thảo trong nước đồng thời có nhiều cuộc trao đổi ý kiến với các nhà thầu dầu khí đang làm việc tại Việt Nam cũng như các công ty dầu khí nước ngoài quan tâm đến Việt Nam, mong muốn đầu tư vào lĩnh vực dầu khí ở Việt Nam, lắng nghe những góp ý đề xuất của họ đối với nội dung bản Dự thảo đầu tiên.

Công ty Luật White & Case (Mỹ) và luật sư của Công ty là ông Đặng Khải Minh với chi phí của White & Case cũng đã giúp đỡ nhiều cho việc soạn thảo Luật Dầu khí.

Sau Quyết định của Hội đồng Bộ trưởng đặt Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trực thuộc Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, phụ trách công việc soạn thảo Luật Dầu khí thời điểm này là Bộ trưởng Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh. Ban soạn thảo tiếp tục tổ chức các buổi hội thảo lấy ý kiến các bộ, ngành và các nhà thầu dầu khí đang làm việc tại Việt Nam. Qua nhiều lần chỉnh sửa, Dự thảo được hoàn thành.

Ngày 19-7-1993, Luật Dầu khí đã được Chủ tịch nước ký ban hành, sau khi được Quốc hội khóa IX thông qua ngày 6-7-1993. Luật Dầu khí 1993 đã chính thức xác định vai trò chủ đạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong hoạt động dầu khí ở Việt Nam.

Dầu khí (Petroleum) là một khoáng sản, một tài nguyên, nhưng là khoáng sản, tài nguyên đặc biệt. Các quốc gia có tài nguyên đặc biệt này đều do Nhà nước quản lý bằng Luật mà thường dùng là Luật Dầu khí (Petroleum Law). Luật Dầu khí thuộc loại luật chuyên ngành, quản lý riêng một lĩnh vực, nội dung của nó phù hợp với bộ luật cơ bản của Nhà nước và không chồng chéo với các luật chuyên ngành khác do Nhà nước ban hành.

"Toàn bộ tài nguyên dầu khí trong lòng đất thuộc đất liền, hải đảo, nội thủy, lãnh hải, vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam thuộc sở hữu toàn dân, do Nhà nước Việt Nam thống nhất quản lý" (Điều 1) Đó là tuyên bố của Nhà nước Việt Nam về tài nguyên dầu khí, chính vì tầm quan trọng đó mà chỉ duy nhất có tài nguyên dầu khí có luật riêng để điều tiết.

Luật Dầu khí, ngoài phần Mở đầu, có 9 chương và 51 điều quy định về hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trong phạm vi lãnh thổ, vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

Luật Dầu khí có hiệu lực và đi vào hoạt động, tạo cơ sở pháp lý cho cơ quan quản lý nhà nước về dầu khí cũng như các bộ, ngành chỉ đạo, giải quyết các công việc liên quan đến hoạt động dầu khí. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các công ty dầu khí nước ngoài dựa vào Luật để tiến hành đầu tư triển khai hoạt động dầu khí ở Việt Nam. Luật Dầu khí được các nhà đầu tư nước ngoài rất hoan nghênh.

Về nhiệm vụ và quyền hạn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Luật Dầu khí 1993 đã quy định tại Điều 14: "Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (tên giao dịch quốc tế là PETROVIETNAM) là doanh nghiệp nhà nước do Chính phủ Việt Nam thành lập để tiến hành các hoạt động dầu khí và ký kết hợp đồng dầu khí với các tổ chức, cá nhân tiến hành các hoạt động dầu khí theo quy định của Luật này".

Về cơ quan quản lý nhà nước về dầu khí, Luật Dầu khí 1993 cũng đã quy định tại Điều 39: "Chính phủ thống nhất quản lý nhà nước về hoạt động dầu khí. Cơ quan quản lý nhà nước về dầu khí được thành lập theo Luật Tổ chức Chính phủ để thực hiện chức năng quản lý nhà nước về hoạt động dầu khí. Các bộ và các cơ quan nhà nước khác thực hiện chức năng quản lý nhà nước về hoạt động dầu khí theo nhiệm vụ, quyền hạn của mình".

Triển khai Điều 14 và Điều 39 của Luật Dầu khí 1993, Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ (về sau là Bộ Nội vụ) đã tổ chức soạn thảo và thông qua Vụ Tổ chức Văn phòng Chính phủ vào tháng 1-1994, gửi lấy ý kiến các bộ, ngành có liên quan hai văn bản Dự thảo Nghị định của Chính phủ về việc thành lập Uỷ ban Dầu khí quốc gia; và Dự thảo Nghị định của Chính phủ về tổ chức, nhiệm vụ, quyền hạn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1]. Đề xuất của Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ "về việc thành lập Ủy ban Dầu khí quốc gia" đã không trở thành hiện thực. Thủ tướng Chính phủ vẫn trực tiếp hoặc ủy quyền cho các bộ, ngành liên quan thực hiện các nội dung quản lý nhà nước về dầu khí, quy định tại Điều 38 của Luật Dầu khí 1993. Còn đề xuất của Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ về "*… tổ chức, nhiệm vụ, quyền hạn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam*" đã được Chính phủ xem xét và ban hành tại Nghị định số 38/CP ngày 30-5-1995 về việc phê chuẩn "Điều lệ Tổ chức và Hoạt động của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam". Trước đấy Nhà nước đã ban hành hai văn bản pháp lý quan trọng là: (i) Quyết định số 91/TTg ngày 7-3-1994 của Thủ tướng Chính phủ về việc thí điểm thành lập Tập đoàn kinh doanh; và (ii) Luật Doanh nghiệp nhà nước được Quốc hội khóa IX kỳ họp thứ 7 thông qua ngày 20-4-1995 và ban hành ngày 30-4-1995.

1. Công văn số 82/DK-VP-TCCB ngày 24-1-1994 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Văn phòng Chính phủ, Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ về việc lập Uỷ ban Dầu khí.

Để giúp Thủ tướng quản lý, nắm bắt nhanh; chỉ đạo và giải quyết kịp thời công tác dầu khí có hiệu quả, nhằm đẩy nhanh việc xây dựng ngành Dầu khí, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 159/TTg ngày 6-4-1994, thành lập Vụ Dầu khí trên cơ sở Tổ Chuyên viên về dầu khí của Vụ Kinh tế ngành thuộc Văn phòng Chính phủ.

Vụ Dầu khí thuộc Văn phòng Chính phủ là đầu mối nắm bắt các vấn đề, xử lý các văn bản trình từ Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam để giúp Bộ trưởng Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ báo cáo Thủ tướng Chính phủ giải quyết, quyết định. Vụ Dầu khí ra đời đã đóng vai trò tích cực trong việc truyền đạt các văn bản, các ý kiến của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đến Bộ trưởng Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ, đến Thủ tướng Chính phủ một cách nhanh nhất, Thủ tướng có những quyết sách kịp thời, giúp ngành Dầu khí đẩy nhanh được công việc của mình.

Ông Đỗ Quang Toàn được cử làm Vụ trưởng đầu tiên của Vụ Dầu khí cùng với trên mười thành viên khác của Vụ từ Tổng cục Dầu khí cũ chuyển lên. Sau khi ông Đỗ Quang Toàn được điều động trở về Tổng công ty Dầu khí làm Giám đốc Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm dầu, ông Trần Văn Giao - Anh hùng lao động, được bổ nhiệm làm Quyền Vụ trưởng.

Luật Dầu khí đi vào thực thi đã có tác dụng quan trọng trong lĩnh vực đầu tư nước ngoài vào dầu khí góp phần đẩy nhanh tiến độ tìm kiếm, thăm dò, gia tăng sản lượng khai thác dầu, tăng nguồn thu cho ngân sách nhà nước. Tuy nhiên, vào cuối thập kỷ 1990, các số liệu khảo sát cho thấy, tiềm năng dầu khí của nước ta tại các lô còn lại phần lớn ở vùng nước sâu, xa bờ, có cấu trúc địa chất phức tạp, khả năng tìm thấy mỏ khí nhiều hơn là tìm thấy mỏ dầu, tính hấp dẫn không còn như các lô đã ký hợp đồng trong nửa đầu thập kỷ 1990, cho nên sự hấp dẫn đối với các nhà đầu tư tìm kiếm, thăm dò có chiều hướng giảm. Đối với những vùng triển vọng thấp, vùng nước sâu, xa bờ, phức tạp về địa lý và địa chất thì một số điều khoản của Luật Dầu khí 1993, nhất là các điều khoản về kinh tế, về thuế không còn phù hợp. Nhiều nước trên thế giới cũng như trong khu vực đã có những điều chỉnh về chính sách đầu tư, đặc biệt là về thuế và một số thủ tục theo hướng thông thoáng cho các nhà đầu tư.

Sau khi rà soát lại toàn bộ các điều khoản của Luật Dầu khí, qua thực tiễn thi hành Luật và ý kiến phản hồi của các nhà thầu thông qua các cuộc hội thảo cũng như trong các cuộc tiếp xúc, đồng thời thông qua khảo sát thông lệ quốc tế, Petrovietnam nhận thấy cần phải sửa đổi bổ sung một số điều cụ thể liên quan đến các nội dung như:

- Định nghĩa bổ sung thêm về người điều hành trong hợp đồng dầu khí;

- Khuyến khích những dự án dầu khí tại những vùng nước sâu, xa bờ, có điều kiện địa lý, địa chất phức tạp;

- Quy định chi tiết và rõ hơn về thời hạn của hợp đồng trong các trường hợp gặp mỏ khí, cần thời gian tìm/chờ thị trường tiêu thụ;

- Tùy trường hợp cụ thể, Chính phủ có thể cho phép giao nhiều hơn hai lô cho nhà thầu trong mỗi hợp đồng;

- Quy định chi tiết thêm về mức thu hồi chi phí tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ;

- Quy định thêm về thuế đối với các khu vực khuyến khích đầu tư.

Và một số vấn đề khác nữa theo hướng thông thoáng hơn để thu hút đầu tư, đặc biệt cho vùng nước sâu, xa bờ…

Ngày 14-6-1999, Thủ tướng Chính phủ ra Quyết định số 141/1999/QĐ-TTg thành lập Ban soạn thảo Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí gồm các vị: Nguyễn Tôn - Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ, Trưởng ban; Hà Hùng Cường - Thứ trưởng Bộ Tư pháp, Phó Trưởng ban; Vũ Huy Hoàng - Thứ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư; Lê Thị Băng Tâm - Thứ trưởng Bộ Tài chính; Hồ Sĩ Thoảng - Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam; Ngô Thường San - Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam; Trần Văn Giao - Quyền Vụ trưởng Vụ Dầu khí Văn phòng Chính phủ, Tổng thư ký kiêm Tổ trưởng Tổ Biên tập liên ngành. Tổ Biên tập liên ngành gồm các ông bà: Trần Văn Giao - Ủy viên, Tổng thư ký Ban soạn thảo, Tổ trưởng; Ngô Văn Sáng - Phó Vụ trưởng Vụ Dầu khí Văn phòng Chính phủ, Tổ phó; Bùi Quyết - luật sư Vụ Dầu khí, Thư ký; Nguyễn Quỳnh Mai - Vụ Dầu khí Văn phòng Chính phủ, thư ký; Đinh Dũng Sỹ và Trần Văn Bình - luật sư Văn phòng Chính phủ; Nguyễn Phước Hiệp - Phó Vụ trưởng Vụ Luật pháp quốc tế và Hợp tác quốc tế Bộ Tư pháp; Vũ Tuyết Mai - Vụ Pháp chế và Xúc tiến đầu tư, Bộ Kế hoạch và Đầu tư; Phan Văn Hiển - Trưởng phòng Đầu tư nước ngoài, Bộ Tài chính; Nguyễn Hùng Lân - luật sư, Phó phòng Hợp tác quốc tế; Đỗ Chí Hiếu - Tổng công ty Dầu khí Việt Nam; và các ông: Phan Ngọc Cừ - phó giáo sư, tiến sĩ; Nguyễn Quang Hinh - tiến sĩ Địa chất; Lê Quang Vinh - Vụ Dầu khí Văn phòng Chính phủ.

Dự thảo Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí được trình Chính phủ xem xét sau đó Chính phủ trình Quốc hội và cuối cùng đã được Quốc hội khóa X, kỳ họp thứ 7 thông qua ngày 9-6-2000. Chủ tịch nước Trần Đức Lương ký Lệnh công bố ngày 22-6-2000. Luật có hiệu lực thi hành từ ngày 1-7-2000. Nghị định số 48/2000/NĐ-CP quy định chi tiết thi hành Luật này được Chính phủ ban hành ngày 12-9-2000.

Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí được công bố đã được các nhà đầu tư nước ngoài rất hoan nghênh.

2. Xây dựng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam theo mô hình mới, thành tổng công ty nhà nước mạnh

Trong quá trình từng bước hình thành các doanh nghiệp nhà nước mạnh, trở thành động lực phát triển nền kinh tế đất nước, theo kinh nghiệm của các nước trong khu vực, Chính phủ đã có chủ trương thí điểm thành lập các tập đoàn kinh tế trong số các doanh nghiệp mạnh của Việt Nam. Ngày 7-3-1994 Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 91/TTg về việc thí điểm thành lập tập đoàn kinh doanh.

Về tiêu chuẩn lựa chọn các đơn vị thí điểm được quy định tại Điều 1 là: "Việc chọn đơn vị làm thí điểm phải dựa vào một số tổng công ty, công ty lớn có mối quan hệ theo ngành và vùng lãnh thổ, không phân biệt doanh nghiệp do Trung ương hay địa phương quản lý, có vị trí quan trọng trong nền kinh tế quốc dân, đảm bảo những yêu cầu cần thiết cho thị trường trong nước và có triển vọng mở rộng quan hệ kinh doanh ra ngoài nước. Mỗi tập đoàn có tên giao dịch riêng, nên giữ những tên giao dịch có uy tín đã quen thuộc trên thị trường trong nước và thế giới".

Về tổ chức và hoạt động của "tập đoàn kinh doanh", Điều 2 của Quyết định đã xác định một số nguyên tắc chủ yếu:

"1- Tập đoàn là pháp nhân kinh tế do Nhà nước thành lập gồm nhiều doanh nghiệp thành viên có quan hệ với nhau về tài chính và các dịch vụ liên quan và có quy mô tương đối lớn;

2- Việc thành lập tập đoàn phải bảo đảm vừa hạn chế độc quyền vừa hạn chế cạnh tranh bừa bãi. Có thể tổ chức theo ba loại:

- Tập đoàn toàn quốc;

- Tập đoàn khu vực;

- Tập đoàn vùng (ở những thành phố lớn);

3- Tập đoàn phải có 7 doanh nghiệp thành viên trở lên và có vốn pháp định ít nhất là 1.000 tỷ đồng;

4- Về nguyên tắc, tập đoàn có thể hoạt động kinh doanh đa ngành, song nhất thiết phải có định hướng ngành chủ đạo, mỗi tập đoàn được tổ chức công ty tài chính để huy động vốn, điều hoà vốn phục vụ cho yêu cầu phát triển của nội bộ tập đoàn hoặc liên doanh với các đơn vị kinh tế khác;

5- Hội đồng Quản lý của tập đoàn gồm 7-9 thành viên do Thủ tướng Chính phủ bổ nhiệm. Hội đồng có trách nhiệm:

Thực hiện quyền sử dụng và quản lý các nguồn vốn của Nhà nước, phân giao và điều hoà vốn chung trong nội bộ tập đoàn; quyết định chiến lược phát triển và các phương án kinh doanh của tập đoàn;

Quyết định phương án tổ chức bộ máy điều hành tập đoàn và đề nghị Thủ tướng Chính phủ bổ nhiệm hoặc miễn nhiệm Tổng Giám đốc, Phó Tổng Giám đốc và Kế toán trưởng của tập đoàn;

6- Tổng Giám đốc là đại diện pháp nhân của tập đoàn trong quan hệ kinh doanh trước bạn hàng và trước pháp luật. Tổng Giám đốc có trách nhiệm tổ chức xây dựng kế hoạch và điều hành toàn bộ hoạt động của tập đoàn theo quyết định của Hội đồng Quản lý;

7- Ban kiểm soát được thành lập theo quy chế tổ chức của hệ thống kiểm tra, kiểm soát Nhà nước để thực hiện nhiệm vụ kiểm soát hoạt động của Hội đồng quản lý, bộ máy điều hành tập đoàn và các doanh nghiệp thành viên;

8- Nhiệm vụ và quyền hạn các doanh nghiệp thành viên:

- Thực hiện quyền hạn và trách nhiệm theo Điều lệ của Tập đoàn;

- Chấp hành luật pháp, chính sách theo quy định của Nhà nước và chịu sự kiểm tra của cơ quan chức năng có thẩm quyền"[1].

Ngày 19-4-1994 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kiến nghị Thủ tướng Chính phủ: "Căn cứ Quyết định số 91/TTg ngày 7-3-1994 của Thủ tướng Chính phủ về thí điểm thành lập tập đoàn kinh doanh, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam xét thấy đủ điều kiện để đăng ký vào danh sách các Tổng công ty được thí điểm thành lập tập đoàn kinh doanh của Nhà nước".

Kiến nghị này của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được Thường trực Chính phủ xem xét và giao cho Bộ trưởng Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ lấy ý kiến các bộ, ngành có liên quan[2]. Trên cơ sở ý kiến đóng góp của các bộ, ngành liên quan, ngày 22-6-1994, Bộ trưởng Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh đã có công văn trả lời như sau: "Xét đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Công văn số 469/DK-TCCB-ĐT, ngày 7-5-1994, về việc thí điểm thành

1. Quyết định số 91/TTg ngày 7-3-1994 của Thủ tướng Chính phủ về việc thí điểm thành lập tập đoàn kinh doanh.
2. Công văn số 2282/DK ngày 29-4-1994 của Bộ trưởng Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh gửi các Bộ trưởng: Trưởng ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ, Chủ nhiệm Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước, Phó Chủ nhiệm Hội đồng Tiền tệ quốc gia về: "Góp ý kiến để thành lập tập đoàn kinh doanh dầu khí nhà nước".

> lập Tập đoàn Dầu khí, Phó Thủ tướng Trần Đức Lương thay mặt Thủ tướng Chính phủ có ý kiến như sau: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các cơ quan hữu quan tiếp tục nghiên cứu và xem xét để thực hiện theo đúng các thủ tục quy định tại Quyết định số 91/TTg ngày 7-3-1994 của Thủ tướng Chính phủ về việc thí điểm thành lập Tập đoàn kinh doanh"[1].

Ngày 29-10-1994, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 1389/DK-TCNS, trình Thủ tướng Chính phủ về tình hình tổ chức, hoạt động và phương án hoàn thiện tổ chức, cơ chế quản lý cùng với một số kiến nghị, như sau:

(1) Về cơ chế quản lý của Tổng công ty Dầu khí: Hiện nay các công trình xây dựng của Tổng công ty đều phải trình lên Ủy ban Kế hoạch Nhà nước, Bộ Xây dựng và Văn phòng Chính phủ, nhưng việc thẩm định và phê duyệt vẫn bị chậm trễ. Vì vậy Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thấy rằng chức năng quản lý này nên giao cho bộ chuyên ngành quản lý là Bộ Xây dựng; đồng thời cần có phân cấp để Tổng công ty Dầu khí chủ động và chịu trách nhiệm đối với một số công trình xây dựng tiến hành bằng vốn của Tổng công ty, để đảm bảo tiến độ và yêu cầu của sản xuất kinh doanh;

(2) Về phương án hoàn thiện tổ chức và cơ chế quản lý: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cho rằng, trong giai đoạn hiện nay, chưa nên đặt vấn đề thành lập Hội đồng quản lý ở Tổng công ty Dầu khí và đề nghị Thủ tướng cho phép tiếp tục hoạt động theo cơ chế hiện nay để rút kinh nghiệm, bổ sung và hoàn thiện song trùng với các doanh nghiệp khác có Hội đồng quản lý nhằm tìm ra một mô hình quản lý tối ưu;

(3) Về chiến lược tạo vốn đến năm 2010: Cơ chế tài chính tạm thời vừa được Chính phủ phê duyệt (tháng 10-1994) cho Tổng công ty Dầu khí chỉ tạo được phần vốn nhỏ bé, chưa thể coi đó là nguồn vốn bảo đảm cho sự phát triển ngành dầu khí và càng chưa đủ gây uy tín để vay vốn. Một trong những hình thức tạo uy tín vay vốn có hiệu quả là Chính phủ cho phép Tổng công ty Dầu khí xác định vốn của phía Việt Nam góp vào Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và lợi nhuận thu được từ Xí nghiệp Liên doanh là vốn của Tổng công ty Dầu khí.

Tuy nhiên, ngày 31-12-1994 Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 839/TTg, thành lập Hội đồng Quản lý và cho phép Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam được tổ chức lại theo Quyết định số 91/TTg của Thủ tướng Chính

1. Công văn số 3451/DK ngày 22-6-1994 của Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh về việc "Thí điểm thành lập Tập đoàn Dầu khí".

phủ, bổ nhiệm và bổ nhiệm lại Ban lãnh đạo Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam:

Các thành viên *Hội đồng Quản lý* gồm các ông:

(1) Hồ Tế, Bộ trưởng Bộ Tài chính kiêm Chủ tịch Hội đồng Quản lý.

(2) Tiến sĩ Trương Thiên, nguyên Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí, chuyên viên cao cấp Văn phòng Chính phủ[1].

Ông Hồ Tế, Chủ tịch Hội đồng Quản lý Tổng công ty Dầu khí Việt Nam 1994-1996

(3) Giáo sư - Tiến sĩ khoa học Hồ Sĩ Thoảng, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

(4) Hồ Đắc Hoài, chuyên viên cao cấp Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Các thành viên *Ban Tổng Giám đốc Tổng công ty dầu khí Việt Nam:*

(1) Bổ nhiệm lại Tổng Giám đốc Hồ Sĩ Thoảng.

(2) Bổ nhiệm lại các Phó Tổng Giám đốc đối với các ông/bà: (i) Nguyễn Trí Liễn; (ii) Nguyễn Hiệp; (iii) Nguyễn Thị Ngọc Sương; và (iv) Trần Hiển.

Ngày 8-4-1994, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã quyết định thành lập Công ty Thương mại dầu khí Việt Nam (PVTC)[2] và cử ông Phạm Hồng Minh, Phó Tổng Giám đốc phụ trách thương mại của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, làm Giám đốc. Ngày 17-9-1994, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định chuyển giao tổ chức, nhiệm vụ xuất nhập khẩu vật tư, thiết bị dầu khí và xuất khẩu dầu thô từ Công ty Xuất khẩu dầu khí (Petechim) thuộc Bộ Thương mại sang Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam[3].

Thực hiện Quyết định trên, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ban hành Quyết định thành lập Công ty Thương mại dầu khí "PETECHIM" là doanh nghiệp nhà nước theo Nghị định 388-HĐBT; xác định các nhiệm vụ chính của Công ty là: xuất nhập khẩu dầu thô; xuất nhập khẩu thiết bị, vật tư và sản phẩm

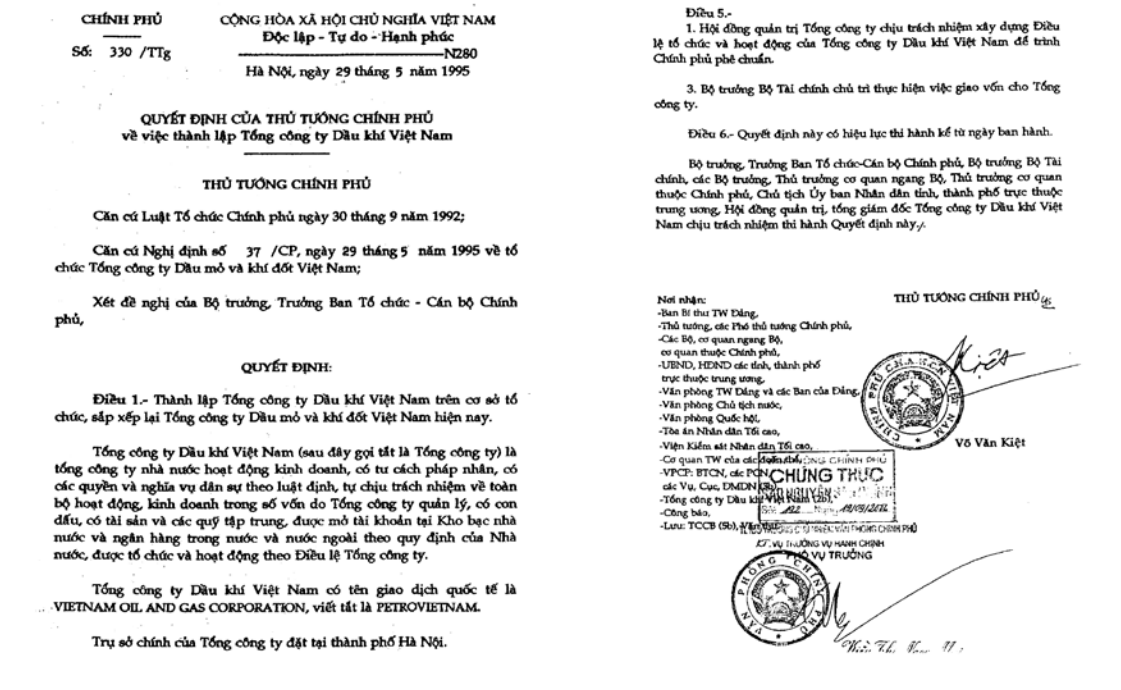
1. Chức vụ công tác của ông Trương Thiên đã được đính chính lại theo Công văn số 52/TCCB, ngày 04-1-1995 của Văn phòng Chính phủ là: "Phó tiến sỹ, nguyên Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam, Trợ lý Thủ tướng về Công nghiệp Dầu khí, chuyên gia cao cấp Văn phòng Chính phủ".
2. Quyết định số 346/TCCB-ĐT ngày 8-4-1994.
3. Quyết định số 506/TTg ngày 17-9-1994.

Nhà số 22 Ngô Quyền, quận Hoàn Kiếm, Hà Nội,
Trụ sở Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giai đoạn 1995-2007

dầu khí; dịch vụ cho các nhà thầu dầu khí; giới thiệu và tư vấn các hoạt động thương mại phục vụ hoạt động dầu khí tại Việt Nam; ký các hợp đồng ủy thác bởi các đơn vị trong ngành; được phép liên doanh liên kết với các công ty và các tổ chức thương mại quốc tế để triển khai các dự án về dầu khí trong và ngoài nước theo ủy quyền của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam[1]. Việc thành lập Công ty Thương mại dầu khí và chuyển giao các nhiệm vụ xuất nhập khẩu từ Công ty "Petechim" của Bộ Thương mại về Công ty "Petechim" của Petrovietnam (tức chuyển cả thương hiệu) là một sự kiện rất có ý nghĩa, mở ra thời kỳ Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam tự tổ chức hoạt động xuất nhập khẩu, đặc biệt là xuất khẩu dầu thô, giảm được các giao dịch trung gian gây tốn kém không cần thiết cũng như tiêu tốn thời gian do cơ chế cũ để lại.

Cuối năm 1994, Dự án sửa chữa nhà số 22, Ngô Quyền, quận Hoàn Kiếm, Hà Nội, do Xí nghiệp Liên hợp xây lắp dầu khí thi công, đã hoàn thành. Ngày 5-1-1995, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã chính thức chuyển trụ sở làm việc từ nhà số 69 Nguyễn Du về nhà số 22 Ngô Quyền.

1. Quyết định số 1212/DK-TCNS ngày 5-10-1994 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.



CHÍNH PHỦ

Số: 330 /TTg

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc
N280

Hà Nội, ngày 29 tháng 5 năm 1995

QUYẾT ĐỊNH CỦA THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ
về việc thành lập Tổng công ty Dầu khí Việt Nam

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ

Căn cứ Luật Tổ chức Chính phủ ngày 30 tháng 9 năm 1992;

Căn cứ Nghị định số 37 /CP, ngày 29 tháng 5 năm 1995 về tổ chức Tổng công ty Dầu mỏ và khí đốt Việt Nam;

Xét đề nghị của Bộ trưởng, Trưởng Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ,

QUYẾT ĐỊNH:

Điều 1.- Thành lập Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trên cơ sở tổ chức, sắp xếp lại Tổng công ty Dầu mỏ và khí đốt Việt Nam hiện nay.

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau đây gọi tắt là Tổng công ty) là tổng công ty nhà nước hoạt động kinh doanh, có tư cách pháp nhân, có các quyền và nghĩa vụ dân sự theo luật định, tự chịu trách nhiệm về toàn bộ hoạt động, kinh doanh trong số vốn do Tổng công ty quản lý, có con dấu, có tài sản và các quỹ tập trung, được mở tài khoản tại Kho bạc nhà nước và ngân hàng trong nước và nước ngoài theo quy định của Nhà nước, được tổ chức và hoạt động theo Điều lệ Tổng công ty.

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có tên giao dịch quốc tế là VIETNAM OIL AND GAS CORPORATION, viết tắt là PETROVIETNAM.

Trụ sở chính của Tổng công ty đặt tại thành phố Hà Nội.

Điều 5.-
1. Hội đồng quản trị Tổng công ty chịu trách nhiệm xây dựng Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam để trình Chính phủ phê chuẩn.

3. Bộ trưởng Bộ Tài chính chủ trì thực hiện việc giao vốn cho Tổng công ty.

Điều 6.- Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ban hành.

Bộ trưởng, Trưởng Ban Tổ chức-Cán bộ Chính phủ, Bộ trưởng Bộ Tài chính, các Bộ trưởng, Thủ trưởng cơ quan ngang Bộ, Thủ trưởng cơ quan thuộc Chính phủ, Chủ tịch Ủy ban Nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, Hội đồng quản trị, tổng giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chịu trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

Nơi nhận:
-Ban Bí thư TW Đảng,
-Thủ tướng, các Phó thủ tướng Chính phủ,
-Các Bộ, cơ quan ngang Bộ,
cơ quan thuộc Chính phủ,
-UBND, HĐND các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương,
-Văn phòng TW Đảng và các Ban của Đảng,
-Văn phòng Chủ tịch nước,
-Văn phòng Quốc hội,
-Tòa án Nhân dân Tối cao,
-Viện Kiểm sát Nhân dân Tối cao,
-Cơ quan TW của các đoàn thể,
-VPCP: BTCN, các PCN, các Vụ, Cục, ĐMDN,
-Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (20),
-Công báo,
-Lưu: TCCB (5b), VT.

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ

Võ Văn Kiệt

CHỨNG THỰC

KT. VỤ TRƯỞNG VỤ HÀNH CHÍNH
PHÓ VỤ TRƯỞNG

Trang đầu và trang cuối Quyết định số 330/TTg ngày 29-5-1995 của Thủ tướng Chính phủ

Ngày 29-5-1995, Thủ tướng Chính phủ đã ký Quyết định số 330/TTg *"Thành lập Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trên cơ sở tổ chức, sắp xếp lại Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam hiện nay"*.

Ngày 30-5-1995 Chính phủ ban hành Nghị định số 38/CP, phê chuẩn Điều lệ Tổ chức và hoạt động của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau đây gọi là Điều lệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam).

Điều lệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam theo Nghị định 38/CP (Lược trích):

Điều 1: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là Tổng công ty Nhà nước do Thủ tướng Chính phủ quyết định thành lập gồm các thành viên là doanh nghiệp hạch toán độc lập, đơn vị hạch toán phụ thuộc và đơn vị sự nghiệp có quan hệ mật thiết về lợi ích kinh tế, tài chính, công nghệ, cung ứng, tiêu thụ, dịch vụ, thông tin, đào tạo, nghiên cứu, tiếp thị, hoạt động trong ngành dầu khí.

Điều 2: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau đây gọi tắt là Tổng công ty) có nhiệm vụ nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến, tàng trữ, vận chuyển, làm dịch vụ về dầu khí; xuất nhập khẩu vật tư, thiết bị dầu khí, dầu thô, các sản phẩm dầu khí; lưu thông các sản phẩm dầu khí; tiến hành các hoạt động kinh doanh khác theo pháp luật và thực hiện các nhiệm vụ khác do Nhà nước giao.

Tổng công ty được tiến hành các hoạt động dầu khí trên toàn bộ lãnh thổ, lãnh hải, vùng đặc quyền kinh tế, thềm lục địa và hải đảo thuộc chủ quyền nước

Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và được tiến hành các hoạt động dầu khí ở nước ngoài khi Chính phủ cho phép. Mọi hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí của các tổ chức, cá nhân khác tại Việt Nam chỉ được tiến hành trên cơ sở ký kết hợp đồng với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

.....

Điều 4: Tổng công ty có tên giao dịch quốc tế là VIETNAM OIL AND GAS CORPORATION, viết tắt là PETROVIETNAM.

Trụ sở chính của Tổng công ty đặt tại thành phố Hà Nội.

Điều 5: Tổng công ty được quản lý bởi Hội đồng Quản trị và được điều hành bởi Tổng Giám đốc.

Điều 6: Tổ chức Đảng Cộng sản Việt Nam trong Tổng công ty hoạt động theo Hiến pháp, pháp luật của Nhà nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và các quy định của Đảng Cộng sản Việt Nam.

Tổ chức Công đoàn và các tổ chức chính trị - xã hội khác trong Tổng công ty hoạt động theo Hiến pháp và pháp luật.

.....

Nhân dịp kỷ niệm 20 năm ngày thành lập ngành Dầu khí Việt Nam (3-9-1975 - 3-9-1995) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã vinh dự được Nhà nước quyết định tặng Huân chương Độc lập hạng Nhất. Phần thưởng cao quý này đã được Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương trao tại buổi lễ kỷ niệm 20 năm Ngày thành lập Ngành tại Hà Nội.

Để kiện toàn tổ chức và triển khai công tác xây dựng cơ bản trong toàn Tổng công ty, ngày 19-9-1995 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có quyết định thành lập Công ty Thiết kế và Xây dựng dầu khí (PVECC) trên cơ sở Xí nghiệp liên hợp Xây lắp dầu khí (đã được Tổng cục Dầu khí thành lập ngày 14-9-1983). Ông Nguyễn Trọng Nhưng, nguyên Giám đốc Xí nghiệp Xây dựng công trình biển của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sau khi được điều động và bổ nhiệm làm Tổng Giám đốc Xí nghiệp liên hiệp Xây lắp dầu khí, được bổ nhiệm lại làm Giám đốc Công ty.

Trong quá trình triển khai thực hiện Quyết định số 330/TTg và Nghị định 38/CP, ngày 23-9-1995 Tổng công ty đã gửi Thường trực Ban Chỉ đạo đổi mới doanh nghiệp Trung ương *Báo cáo tình hình thực hiện quyết định của Thủ tướng Chính phủ thành lập Tổng công ty Dầu khí Việt Nam theo mô hình Quyết định số 91/TTg*. Bên cạnh việc trình bày về những việc đã làm để kiện toàn tổ chức Tổng công ty cũng

Chủ tịch Hội đồng Quản trị Hồ Tế và Tổng Giám đốc Hồ Sĩ Thoảng đón nhận Huân chương Độc lập do Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương trao tặng

như của các đơn vị thành viên theo quy định trong Điều lệ mới, về mối quan hệ trong nội bộ giữa Hội đồng quản trị và Tổng Giám đốc, Báo cáo đã khẳng định: *Sau khi Hội đồng Quản trị được thành lập và đi vào hoạt động, Hội đồng Quản trị đã thực hiện đúng các chức năng nhiệm vụ và quyền hạn quy định trong Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tổng công ty. Hội đồng Quản trị đã họp thường kỳ và đột xuất để xem xét và quyết định các vấn đề lớn như: Quy chế tài chính dự thảo của Tổng công ty để trình Chính phủ và Bộ Tài chính, về việc ban hành Điều lệ mẫu cho các công ty hạch toán độc lập, việc đổi tên, thành lập mới các đơn vị thành viên, việc cử cán bộ tham gia các liên doanh, hình thức hợp tác tại các lô gọi thầu mới, đề án khí Nam Côn Sơn, thăm dò khai thác vùng giáp ranh, về Đề án cải tiến công tác quản lý ở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, về nhân sự Hội đồng Quản trị... Các nghị quyết và quyết định của Hội đồng Quản trị đã được Tổng Giám đốc Tổng công ty triển khai thực hiện nghiêm túc. Hoạt động hiện tại nói chung là thuận lợi, chưa có gì vướng mắc lớn.*

Thực hiện quy định tại khoản 3 Điều 14 Điều lệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam: "Hội đồng Quản trị gồm một số thành viên chuyên trách, trong đó có Chủ tịch Hội đồng Quản trị", ngày 18-1-1996 Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt đã

ban hành Quyết định số 30/TTg, quyết định Bộ trưởng Bộ Tài chính Hồ Tế thôi kiêm giữ chức Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Phù hợp với quy định tại Điều 40 và 42 Điều lệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, áp dụng Điều 27 của Luật Doanh nghiệp nhà nước, Thủ tướng Chính phủ quy định thẩm quyền ký quyết định về tổ chức và nhân sự của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam như sau:

(1) Về tổ chức, bao gồm: thành lập, tách, nhập, giải thể… các đơn vị thành viên của Tổng công ty do Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ ký quyết định. Bãi bỏ điểm 2 trong Thông báo số 01/TB, ngày 3-1-1996 của Văn phòng Chính phủ.

(2) Về nhân sự, bao gồm: bổ nhiệm, miễn nhiệm, điều động, khen thưởng, kỷ luật… đối với Phó Tổng Giám đốc và Kế toán trưởng của Tổng công ty do Bộ trưởng, Trưởng ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ ký quyết định[1].

Thực hiện ủy quyền của Thủ tướng Chính phủ tại Công văn số 296/TCCB nói trên, theo đề nghị của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc thành lập và thành lập lại các đơn vị thành viên (hạch toán độc lập) của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh đã ký quyết định:

(1) Thành lập Công ty Bảo hiểm dầu khí[2] có tên giao dịch quốc tế là PETROVIETNAM INSURANCE COMPANY viết tắt là PVIC (về sau đổi là PV Insurance) do ông Bùi Ngọc Biểu làm Phó Giám đốc phụ trách.

(2) Thành lập Công ty Chế biến và kinh doanh sản phẩm dầu mỏ[3] có tên giao dịch quốc tế là PETROVIETNAM OIL PROCESSING AND DISTRIBUTION COMPANY viết tắt là PVPDC (hoặc PDC) do ông Đỗ Quang Toàn làm Giám đốc.

(3) Thành lập Công ty Chế biến và kinh doanh sản phẩm khí[4] có tên giao dịch quốc tế là PETROVIETNAM GAS COMPANY viết tắt là PVGC (về sau đổi là PV Gas) do ông Nguyễn Quang Hạp làm Giám đốc.

1. Công văn số 296/TCCB ngày 18-1-1996 của Thủ tướng Chính phủ, ủy quyền ký quyết định về tổ chức và nhân sự của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Quyết định số 12/BT ngày 23-1-1996.
3. Quyết định số 196/BT ngày 16-2-1996.
4. Quyết định số 198/BT ngày 12-6-1996.

(4) Thành lập Công ty Dịch vụ kỹ thuật dầu khí[1] có tên giao dịch quốc tế là PETROLEUM TECHNICAL SERVICES COMPANY viết tắt là PTSC do ông Nguyễn Xuân Nhậm làm Giám đốc.

(5) Thành lập Công ty Dung dịch khoan và hóa phẩm dầu khí[2] có tên giao dịch quốc tế là DRILLING MUD COMPANY viết tắt là DMC do ông Tạ Đình Vinh làm Giám đốc.

(6) Thành lập Công ty Dịch vụ - Du lịch dầu khí[3] có tên giao dịch quốc tế là PETROVIETNAM TOURISM AND SERVICES COMPANY viết tắt là PVTSC (về sau đổi là Petrosetco) do ông Trần Công Tào làm Giám đốc.

Theo đề nghị của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, phù hợp với quy định tại Điều 42 của Điều lệ Tổng công ty; và theo ủy quyền của Thủ tướng Chính phủ tại Công văn số 296/TCCB, Bộ trưởng, Trưởng Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ Phan Ngọc Tường đã ký các quyết định:

(1) Bổ nhiệm ông Trần Ngọc Cảnh, Trưởng phòng Thăm dò - Khai thác, và ông Nguyễn Xuân Nhậm, Giám đốc Công ty Dịch vụ kỹ thuật dầu khí, giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[4].

(2) Điều động và bổ nhiệm ông Hoàng Văn Hoan, chuyên viên Văn phòng Chính phủ, giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[5].

Để kiện toàn Hội đồng Quản trị, phù hợp với khoản 3 Điều 14 Điều lệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định bổ nhiệm bổ sung thành viên Hội đồng Quản trị[6] đối với: bà Nguyễn Thị Ngọc Sương, thôi giữ chức Phó Tổng Giám đốc, để giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị kiêm Trưởng Ban Kiểm soát Tổng công ty; và ông Nguyễn Đức Tuấn giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị Tổng công ty.

Cùng ngày, Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt đã quyết định ông Hồ Sĩ Thoảng thôi giữ chức Tổng Giám đốc[7] để giữ chức Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

---

1. Quyết định số 199/BT ngày 16-2-1996.
2. Quyết định số 197/BT ngày 12-6-1996.
3. Quyết định số 284/BT ngày 20-6-1996.
4. Quyết định số 196/TCCP-CCVC ngày 12-9-1996 của Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ.
5. Quyết định số 197/TCCP-CCVC ngày 12-9-1996 của Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ.
6. Quyết định số 658/TTg ngày 13-9-1996.
7. Quyết định số 660/QĐ-TTg ngày 13-9-1996.

Đồng thời, Thủ tướng Chính phủ cũng đã quyết định bổ nhiệm ông Ngô Thường San, Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, giữ chức Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1] thay ông Hồ Sĩ Thoảng.

Ông Ngô Thường San, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (1996-2000)

Tiếp tục kiện toàn Hội đồng Quản trị, ngày 8-11-1996 Thủ tướng Chính phủ đã quyết định bổ nhiệm bổ sung thành viên Hội đồng Quản trị[2] đối với các ông: Ngô Thường San, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam; và Phạm Quang Dự, Giám đốc Trung tâm Nghiên cứu và phát triển chế biến dầu khí thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (kiêm nhiệm).

Thực hiện Chỉ thị của Thủ tướng Chính phủ về việc xây dựng Quy chế làm việc của Hội đồng Quản trị, căn cứ Biên bản họp Hội đồng Quản trị ngày 26-3-1997, để phân định rõ quyền hạn và trách nhiệm của Hội đồng Quản trị và Tổng Giám đốc Tổng công ty, ngày 7-4-1997 thay mặt Hội đồng Quản trị, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Hồ Sĩ Thoảng đã ký ban hành "Quy chế làm việc của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam"[3]. Ngoài ra, Tổng công ty cũng đã xây dựng và ban hành Quy chế hoạt động của bộ máy giúp việc của Tổng công ty; Hội đồng Quản trị và Tổng Giám đốc cùng sử dụng chung bộ máy giúp việc này, không tổ chức bộ máy giúp việc riêng. Để khắc phục khó khăn do địa điểm làm việc của Hội đồng Quản trị và Ban Tổng Giám đốc Tổng công ty ở hai nơi khác nhau (22 Ngô Quyền và 69 Nguyễn Du), Tổng công ty đã tổ chức bộ phận thư ký giúp việc cho các Ủy viên Hội đồng Quản trị, trong đó có một thư ký là Phó Chánh Văn phòng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Về công tác quản lý cán bộ: Thực hiện chỉ đạo của Ban Cán sự Đảng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về công tác quy hoạch cán bộ, phù hợp với Hướng dẫn của Ban Tổ chức Trung ương Đảng[4], Tổng công ty đã tổ chức thống kê, phân loại, đánh giá toàn bộ số cán bộ lãnh đạo khung của Tổng công ty trên tất cả các mặt: trình độ, năng lực, phẩm chất chính trị, độ tuổi, khả năng phát triển. Trên cơ sở kết quả thống kê, phân loại và đánh giá cán bộ, danh sách cán bộ nguồn đối với từng chức danh chủ chốt của Tổng công ty đã được Ban Cán sự Đảng Tổng công ty xem xét thông qua hoặc trình Ban Tổ chức Trung ương Đảng thông qua. Căn

1. Quyết định số 662/QĐ-TTg ngày 13-9-1996.
2. Quyết định số 828/TTg ngày 8-11-1996.
3. Quyết định số 1078/HĐQT ngày 7-4-1997.
4. Hướng dẫn số 11-HD/TCTW ngày 5-11-1997 của Ban Tổ chức Trung ương Đảng.

cứ kết quả quy hoạch cán bộ đã được phê duyệt, nhằm đáp ứng nhu cầu phát triển nhanh của ngành Dầu khí, đồng thời nâng cao trình độ nghề nghiệp và năng lực điều hành của đội ngũ cán bộ nguồn, bên cạnh việc chú trọng công tác đào tạo nâng cao trình độ chuyên môn, nghiệp vụ, Tổng công ty đã thường xuyên tiến hành việc điều động và luân chuyển cán bộ[1].

Công tác bổ nhiệm, bổ nhiệm lại và miễn nhiệm cán bộ chủ chốt của Tổng công ty được thực hiện theo "Quy chế quản lý cán bộ trong Tổng công ty Dầu khí Việt Nam"[2] của Ban Cán sự Đảng Tổng công ty. Sau khi Thủ tướng Chính phủ có quyết định ban hành "Quy chế bổ nhiệm, bổ nhiệm lại, luân chuyển, từ chức, miễn nhiệm cán bộ, công chức lãnh đạo"[3], việc bổ nhiệm, bổ nhiệm lại, luân chuyển, miễn nhiệm cán bộ trong Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiếp tục được thực thi nghiêm chỉnh.

Về tổ chức: Ngày 10-4-1998, Bộ trưởng - Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lại Văn Cử đã quyết định thành lập Công ty Tư vấn đầu tư xây dựng dầu khí[4] có tên giao dịch quốc tế là Petrovietnam Investment Consultancy Construction Company (viết tắt là PVICCC, sau đổi là PV Engineering). Ông Đặng Hữu Quý được cử làm Phó Giám đốc phụ trách Công ty. Nhân lực ban đầu của Công ty được điều động chủ yếu từ bộ phận Thiết kế của Công ty Thiết kế và Xây dựng dầu khí - PVECC.

Về chế độ tuần làm việc 5 ngày: Thực hiện chủ trương của Chính phủ về cải cách hành chính, đổi mới lề lối làm việc, năm 1999 Tổng công ty Dầu khí đã áp dụng thí điểm chế độ tuần làm việc 5 ngày rưỡi (nghỉ chiều thứ bảy) tại cơ quan Tổng công ty; đồng thời cho phép các đơn vị trực thuộc vận dụng với điều kiện không gây ảnh hưởng đến kết quả sản xuất - kinh doanh của đơn vị.

> Ông Hoàng Phổ, nguyên Trưởng ban Lao động - Tiền lương Tổng công ty nhớ lại (lược trích): Năm 1999, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là doanh nghiệp đi đầu trong việc thực hiện chế độ làm việc 5 ngày trong tuần. Lúc đó, hoạt động sản xuất, kinh doanh của ngành phát triển nhanh, khối lượng công việc nhiều thêm, cường độ lao động của cán bộ công nhân viên tăng, áp lực công việc ngày càng căng thẳng, với trách nhiệm là Trưởng ban Lao động - Tiền lương, tôi đã suy nghĩ nhiều và trình bày với lãnh đạo phương án giảm bớt giờ làm việc. Các

1. Công văn số 2354/BC-HĐQT ngày 25-10-2002 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Nội vụ, "Báo cáo về tình hình số lượng và chất lượng đội ngũ cán bộ chủ chốt của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam".
2. Quyết định số 118/QĐ-BCS ngày 19-4-2000 của Ban Cán sự Đảng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Quyết định số 27/2003/QĐ-TTg ngày 19-2-2003.
4. Quyết định số 03/1998/QĐ-VPCP ngày 10-4-1998.

anh Ngô Thường San (Tổng Giám đốc) và Hồ Sĩ Thoảng (Chủ tịch Hội đồng Quản trị) ủng hộ ý tưởng nhưng còn phân vân về tính pháp lý, ngại có thể tăng quỹ lương, tăng biên chế. Chúng tôi đã ngồi viết dự thảo bản quy định để lãnh đạo Tổng công ty ban hành tạm thời, thực hiện thí điểm ở cơ quan Tổng công ty (nghỉ nửa ngày hoặc cả ngày thứ bảy, không tăng quỹ lương, không tăng biên chế) đồng thời gửi Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội để xin ý kiến. Không thấy Bộ phản đối, Tổng công ty cho phép các đơn vị tùy tình hình cụ thể mà áp dụng quy định này. Hai năm sau, Quốc hội thông qua Nghị quyết về tuần làm việc 5 ngày áp dụng cho cả nước.

Về nhân sự Hội đồng Quản trị và lãnh đạo Tổng công ty

Từ 1-1-2000, ông Hồ Sĩ Thoảng, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, có quyết định nghỉ hưu theo chế độ[1].

Ông Hồ Sĩ Thoảng tiếp tục đảm nhiệm cương vị Bí thư Ban Cán sự Đảng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đến tháng 9-2000, khi Ban Bí thư Trung ương Đảng chỉ định ông Nguyễn Xuân Nhậm giữ chức vụ Quyền Bí thư Ban Cán sự Đảng Tổng công ty.

Ông Nguyễn Xuân Nhậm, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (2000-2003)

Ngày 4-8-2000, Thủ tướng Chính phủ quyết định để ông Ngô Thường San thôi giữ chức Tổng Giám đốc để làm Ủy viên Thường trực Hội đồng Quản trị[2] (vì không có Chủ tịch, ông San thực tế là người điều hành công việc của Hội đồng Quản trị) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Cùng ngày, Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã quyết định bổ nhiệm ông Nguyễn Xuân Nhậm, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giữ chức Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[3].

Sau một số năm tìm tòi phương thức và mô hình hoạt động tài chính, một lĩnh vực hoạt động hết sức cần thiết và quan trọng trong hoạt động sản xuất - kinh doanh của một doanh nghiệp, đặc biệt là trong doanh nghiệp dầu khí với những khoản đầu tư rất lớn, rủi ro cao, lợi nhuận lớn, năm 2000 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã hình thành được một đơn vị thành

1. Quyết định số 1038/QĐ-TTg ngày 10-11-1999 của Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải.
2. Quyết định số 703/QĐ-TTg ngày 4-8-2000.
3. Quyết định số 704/QĐ-TTg ngày 4-8-2000.

viên đảm đương chức năng đó là Công ty Tài chính dầu khí. Được sự chấp thuận của Bộ trưởng - Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ[1], Công ty Tài chính dầu khí (Petrovietnam Finance Company - PVFC), một định chế tài chính chuyên ngành dầu khí, đã được thành lập theo Quyết định số 903/QĐ-HĐQT ngày 19-6-2000 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Đây là doanh nghiệp nhà nước được phép thành lập theo Nghị định số 38/CP ngày 30-5-1995 của Chính phủ. Sau khi có Quyết định thành lập, trong tháng 7-2000 Ban lãnh đạo Công ty PVFC đã hoàn thành các thủ tục, hồ sơ (theo quy định tại Nghị định số 50/CP, ngày 28-8-1996 về thành lập doanh nghiệp nhà nước), trình Thống đốc Ngân hàng Nhà nước Việt Nam xin được cấp phép hoạt động. Tuy vậy, phải đến ngày 25-10-2000, sau khi có Công văn số 4272/VPCP-DK ngày 4-10-2000 của Văn phòng Chính phủ đề nghị Ngân hàng Nhà nước Việt Nam xem xét cấp giấy phép hoạt động cho Công ty Tài chính dầu khí, Công ty mới được cấp phép hoạt động.

Các văn bản của Thống đốc Ngân hàng Nhà nước Việt Nam ký ngày 25-10-2000:

(1) Quyết định số 454/2000/QĐ-NHNN5 của Thống đốc Ngân hàng Nhà nước Việt Nam về việc phê chuẩn Điều lệ Công ty Tài chính dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ban hành theo Quyết định số 1067/QĐ-HĐQT, ngày 13-7-2000.

(2) Quyết định số 455/2000/QĐ-NHNN5 của Thống đốc Ngân hàng Nhà nước Việt Nam về việc chuẩn y chức danh Giám đốc Công ty Tài chính dầu khí thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam của ông Nguyễn Tiến Dũng.

(3) Quyết định số 456/2000/QĐ-NHNN5 của Thống đốc Ngân hàng Nhà nước Việt Nam về việc cấp Giấy phép hoạt động số 12/GP-NHNN ngày 25-10-2000 của Thống đốc Ngân hàng Nhà nước Việt Nam cho Công ty Tài chính dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Nhân dịp kỷ niệm 25 năm Ngày thành lập ngành Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được Nhà nước tặng thưởng Huân chương Hồ Chí Minh.

Tại Lễ kỷ niệm và đón nhận phần thưởng cao quý này ở Trung tâm Hội nghị Quốc tế, 11 Lê Hồng Phong, Hà Nội, ngày 27-9-2000, đồng chí Nông Đức Mạnh Uỷ viên Thường vụ Bộ Chính trị, Chủ tịch Quốc hội khóa IX, trong lời phát biểu, đã nhấn mạnh: *Hai mươi lăm năm xây dựng, phát triển và trưởng thành của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, mà tiền thân là Tổng cục Dầu khí Việt Nam, là một khoảng thời gian không dài, đặc biệt là so với bề dày phát triển hàng chục, thậm chí hàng trăm năm của các công ty dầu khí quốc tế. Tuy nhiên, trong 25 năm qua, chúng*

1. Quyết định số 04/2000/QĐ-VPCP ngày 30-3-2000 của Bộ trưởng - Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ.

Ủy viên Thường trực Hội đồng Quản trị Ngô Thường San, Tổng Giám đốc Nguyễn Xuân Nhậm và Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Nguyễn Đức Tuấn, thay mặt Tổng công ty, đón nhận Huân chương Hồ Chí Minh do Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Bình trao tặng

ta ghi nhận những bước tiến vượt bậc của ngành Dầu khí, đưa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trở thành một trong những doanh nghiệp mạnh hàng đầu của Việt Nam, có những đóng góp đáng kể vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc Việt Nam xã hội chủ nghĩa… Sự phát triển của ngành Dầu khí đã tạo tiền đề cho sự phát triển của nhiều ngành kinh tế khác của đất nước, góp phần quan trọng đưa nền kinh tế nước ta vượt qua những thời điểm khó khăn, đóng góp không nhỏ vào sự nghiệp đổi mới đất nước nói chung, cũng như sự nghiệp công nghiệp hoá, hiện đại hoá do Đảng ta khởi xướng và lãnh đạo.

Ngày 14-12-2000, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định thành lập Công ty Đầu tư - Phát triển dầu khí[1] (viết tắt là PIDC) trên cơ sở Công ty Giám sát các hợp đồng dầu khí (PVSC). Ông Đỗ Văn Đạo, Giám đốc Công ty PVSC được bổ nhiệm làm Giám đốc Công ty PIDC.

1. Quyết định số 2171/QĐ-HĐQT ngày 14-12-2000.

Anh hùng Lao động Ngô Thường San (người đứng thứ 4 từ bên phải) và Anh hùng Lao động Nguyễn Giao (người đứng thứ 5 từ bên phải)

Ngày 14-12-2000, Bộ trưởng, Trưởng ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ Đỗ Quang Trung đã quyết định bổ nhiệm các ông Nguyễn Đăng Liệu và Đinh Văn Ngà giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1].

Ngày 16-1-2001, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Lễ đón nhận Danh hiệu Anh hùng Lao động thời kỳ đổi mới cho hai cá nhân điển hình trong các phong trào thi đua của ngành Dầu khí là Ủy viên Thường trực Hội đồng Quản trị, nguyên Tổng Giám đốc (1996-2000) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San và Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro Nguyễn Giao.

Tháng 8-2001, Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã quyết định để ông Ngô Thường San thôi giữ chức Ủy viên Thường trực Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam để nghỉ hưu theo chế độ.

Ngày 14-8-2001, Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã bổ nhiệm ông Phạm Quang Dự, Ủy viên Hội đồng Quản trị kiêm Giám đốc Trung tâm Nghiên cứu

1. Quyết định số 574/QĐ-BTCCBCP ngày 14-12-2000.

Ông Phạm Quang Dự, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí (2001-2006)

phát triển chế biến dầu khí, giữ chức Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1].

Ngày 7-9-2001, Bộ trưởng, Trưởng Ban Tổ chức - Cán bộ Chính phủ đã quyết định bổ nhiệm ông Nguyễn Quang Thường, Giám đốc Công ty Dịch vụ kỹ thuật dầu khí PTSC, giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[2]. (Ông Nguyễn Quang Thường thôi đảm nhiệm chức vụ này từ ngày 4-6-2004, theo Quyết định số 1311/QĐ-HĐQT của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do liên quan (trước đó) đến vụ việc của Công ty PTSC xây dựng khối nhà ở và sửa chữa bể chứa nước dằn giàn khai thác cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro).

Ngày 24-9-2001, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định bổ nhiệm bà Phan Thị Hòa, Trưởng ban Kiểm toán nội bộ, giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị - Trưởng ban Kiểm soát Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[3]; và bổ nhiệm ông Đỗ Văn Đạo, Giám đốc Công ty PIDC, giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[4]. Ông Đỗ Văn Hậu được cử làm Giám đốc Công ty PIDC.

Ngày 26-11-2001, Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ quyết định thành lập Công ty Khoan và Dịch vụ khoan dầu khí[5] có tên giao dịch quốc tế là Petrovietnam Drilling Company (viết tắt là PV Drilling). Ông Đỗ Văn Khạnh được cử làm Giám đốc Công ty. Để tạo điều kiện về cơ sở vật chất ban đầu của Công ty PV Drilling, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định chuyển Xí nghiệp Dịch vụ dầu khí biển trực thuộc Công ty PTSC sang Công ty PV Drilling.

Ngày 27-5-2002, Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ quyết định thành lập Công ty Vận tải dầu khí[6] có tên giao dịch quốc tế là Petrovietnam Transportation Company (viết tắt là PV Trans Co). Ông Bùi Thọ Mạnh được cử làm Giám đốc Công ty.

Ngày 28-3-2003, Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ quyết định thành lập Công ty Phân đạm và Hóa chất dầu khí[7] có tên giao dịch quốc tế là

1. Quyết định số 1032/QĐ-TTg ngày 14-8-2001.
2. Quyết định số 546/QĐ-BTCCBCP ngày 7-9-2001.
3. Quyết định số 1253/QĐ-TTg ngày 24-9-2001.
4. Quyết định số 1254/QĐ-TTg ngày 24-9-2001.
5. Quyết định số 647/QĐ-VPCP ngày 26-11-2001.
6. Quyết định số 358/QĐ-VPCD ngày 27-5-2002.
7. Quyết định số 02/2003/QĐ-VPCD ngày 28-3-2002.

Petrovietnam Fertilizer and Chemicals Company (viết tắt là PVFCCo.). Ông Đinh Hữu Lộc được cử làm Giám đốc Công ty.

Ngày 9-5-2003, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định miễn nhiệm Ủy viên Hội đồng Quản trị - Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đối với ông Nguyễn Xuân Nhậm.

Được phép của Thủ tướng Chính phủ, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã giao nhiệm vụ Phó Tổng Giám đốc điều hành Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cho Phó Tổng Giám đốc Trần Ngọc Cảnh.

Ngày 15-5-2003, Bí thư Ban Cán sự Đảng - Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Phạm Quang Dự, Phó Tổng Giám đốc điều hành Tổng công ty Trần Ngọc Cảnh và Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Đức Tuấn đã ký Văn bản liên tịch gửi tới các cơ quan lãnh đạo của Đảng và Nhà nước đề xuất về công tác quản lý nhà nước đối với ngành Dầu khí[1].

Ông Trần Ngọc Cảnh, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí (2003-2006), Tổng Giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (2006-2009)

Ngày 28-8-2003, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định bổ nhiệm ông Trần Ngọc Cảnh, Phó Tổng Giám đốc Tổng Công ty, giữ chức Uỷ viên Hội đồng Quản trị - Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[2].

Để tăng cường năng lực quản lý đối với các dự án trọng điểm nhà nước về dầu khí, theo đề nghị của Bộ trưởng Bộ Xây dựng và Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ đã cho phép điều động và bổ nhiệm các cán bộ quản lý từ Bộ Xây dựng về phụ trách các ban quản lý dự án dầu khí như sau:

(1) Ngày 27-11-2003, Hội đồng Quản trị đã quyết định tiếp nhận và bổ nhiệm ông Phạm Văn Định, Vụ phó Vụ Xây lắp - Bộ Xây dựng, giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phụ trách Ban Quản lý Cụm dự án khí - điện - đạm Cà Mau[3].

(2) Cùng ngày, Hội đồng Quản trị đã quyết định tiếp nhận và bổ nhiệm ông Trương Văn Tuyến, Giám đốc Công ty Lắp máy Lilama

1. Công văn số 15/CV-TCCB ngày 15-5-2003 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc quản lý nhà nước đối với ngành Dầu khí.
2. Quyết định số 979/QĐ-TTg ngày 28-8-2003 của Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải.
3. Quyết định số 2917/QĐ-HĐQT ngày 27-11-2003 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

45-1, giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phụ trách Ban Quản lý dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất[1].

Các dự án lớn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (dự án khí - điện - đạm, các dự án lọc dầu), luôn cần có sự chỉ đạo sát sao của Chính phủ. Tháng 10-2002 Thủ tướng Chính phủ đã thành lập 2 Ban Chỉ đạo nhà nước cho Dự án lọc dầu Dung Quất và Cụm dự án khí - điện - đạm Cà Mau. Ngày 26-9-2003, Thủ tướng Chính phủ quyết định thành lập Ban Chỉ đạo nhà nước các dự án trọng điểm về dầu khí[2] (Nhà máy lọc dầu Dung Quất, Cụm dự án khí - điện - đạm Cà Mau, Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn) do Phó Thủ tướng thường trực Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng làm Trưởng ban. Tham gia Ban Chỉ đạo còn có lãnh đạo các bộ, ngành như: Bộ Xây dựng, Bộ Công nghiệp, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, v.v..

Danh sách các thành viên[3] Ban Chỉ đạo Nhà nước các dự án trọng điểm về dầu khí theo Thông báo số 6065/VPCP-DK, ngày 5-12-2003 của Văn phòng Chính phủ (lược trích):

1. Trưởng ban: Phó Thủ tướng Thường trực Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng.

2. Phó Trưởng ban Thường trực: Bộ trưởng Bộ Xây dựng Nguyễn Hồng Quân.

3. Phó Trưởng ban: Bộ trưởng Bộ Công nghiệp Hoàng Trung Hải.

4. Các ủy viên: Thứ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Trần Đình Khiển; Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Nguyễn Công Sự; Thứ trưởng Bộ Xây dựng Nguyễn Văn Liên; Thứ trưởng Bộ Công nghiệp Nguyễn Xuân Thúy; Thứ trưởng Bộ Tài chính Nguyễn Công Nghiệp; Trưởng ban Quản lý Khu công nghiệp Dung Quất Trần Lê Trung; Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự; Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh.

Ngày 12-1-2004, căn cứ quyết nghị trong cuộc họp liên tịch Ban Cán sự Đảng - Hội đồng Quản trị và Ban Tổng Giám đốc, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty phê duyệt cơ cấu tổ chức bộ máy cơ quan Tổng công ty Dầu khí[4]. Theo quyết định này, bộ máy giúp việc lãnh đạo Tổng công ty có chức năng tham mưu, giúp việc cho Hội đồng Quản trị và Tổng Giám đốc Tổng Công ty quản lý, điều hành hoạt động của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Cơ cấu tổ chức của bộ máy giúp việc lãnh đạo Tổng công ty gồm: (1) Văn phòng; (2) Ban Tài chính - Kế toán;

1. Quyết định số 2918/QĐ-HĐQT ngày 27-11-2003 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Quyết định số 1071/QĐ-TTg ngày 26-9-2003.
3. Theo thời gian, danh sách trên đây đã có thay đổi nhân sự do một số thành viên chuyển vị trí công tác hoặc nghỉ hưu theo chế độ.
4. Quyết định số 80/QĐ -HĐQT ngày 12-1-2004.

(3) Ban Kiểm toán nội bộ; (4) Ban Thanh tra - Bảo vệ; (5) Ban Hợp tác quốc tế; (6) Ban Luật; (7) Ban Kế hoạch và Đầu tư; (8) Ban Thương mại - Thị trường; (9) Ban Phát triển dịch vụ; (10) Ban Xây dựng; (11) Ban Tìm kiếm - Thăm dò dầu khí; (12) Ban Khai thác dầu khí; (13) Ban Khí - Điện; (14) Ban Chế biến dầu khí; (15) Ban Tiền lương và Chế độ chính sách; (16) Ban Nhân sự và Đào tạo; (17) Ban Đổi mới doanh nghiệp; (18) Văn phòng Thẩm định thầu; (19) Ban Khoa học - Công nghệ; và (20) Ban An toàn - Sức khỏe - Môi trường.

Ngày 5-2-2004, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định đổi tên (i) Ban Tiền lương và Chế độ chính sách thành Ban Lao động - Tiền lương và Chế độ chính sách; (ii) Ban Nhân sự và Đào tạo thành Ban Tổ chức - Nhân sự và Đào tạo. Đồng thời quyết định điều chỉnh nhiệm vụ giữa hai ban: Tổ chức - Nhân sự và đào tạo và Ban Đổi mới doanh nghiệp.

Ông Đinh La Thăng, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, từ tháng 01-2006 (sau là Ủy viên Ban Chấp hành Trung ương Đảng, Chủ tịch Hội đồng Quản trị/ Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam)

Triển khai hai quyết định trên đây của Hội đồng Quản trị, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định kiện toàn cơ cấu tổ chức của bộ máy giúp việc lãnh đạo Tổng công ty[1]; và ban hành Bản quy định chức năng, nhiệm vụ của bộ máy giúp việc Tổng công ty dầu khí Việt Nam[2]. Sau đó, ngày 28-4-2004, theo ủy quyền của Hội đồng Quản trị[3], Tổng Giám đốc Tổng công ty Trần Ngọc Cảnh đã ban hành "Quy chế làm việc của bộ máy điều hành Tổng công ty Dầu khí Việt Nam"[4]. Về định biên lao động của bộ máy cơ quan Tổng công ty Dầu khí Việt Nam năm 2004, Hội đồng Quản trị đã phê duyệt tổng biên chế là 472 người[5].

Ngày 2-7-2004, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định bổ nhiệm ông Nguyễn Hữu Tuyến, Phó Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[6].

1. Quyết định số 200/QĐ-TCNS ngày 5-2-2004.
2. Quyết định số 645/QĐ-TCNS ngày 30-3-2004.
3. Công văn số 1913/CV -HĐQT ngày 21-4-2004 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
4. Quyết định số 973/QĐ-TCNSĐT ngày 28-4-2004.
5. Quyết định số 1306/QĐ-HĐQT ngày 4-6-2004 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
6. Quyết định số 1572/QĐ-HĐQT ngày 2-7-2004 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Ngày 5-1-2006, Thủ tướng Chính phủ quyết định bổ nhiệm ông Đinh La Thăng, Phó Bí thư Tỉnh ủy Thừa Thiên - Huế, giữ chức Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1] thay ông Phạm Quang Dự đã có quyết định nghỉ hưu.

Tiếp tục kiện toàn Ban lãnh đạo Tổng công ty, ngày 12-5-2006 Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định bổ nhiệm ông Đỗ Văn Hậu[2], Giám đốc Công ty PIDC, và ông Phùng Đình Thực[3], Giám đốc Công ty PVEP giữ chức vụ Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Ngày 12-9-2006, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định bổ nhiệm bổ sung Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty đối với: ông Vũ Quang Nam[4], Trưởng ban Kế hoạch và Đầu tư Tổng công ty; bà Trần Thị Bình, Phó trưởng Ban Chế biến dầu khí Tổng công ty[5]; ông Lê Minh Hồng, Hiệu trưởng Trường cao đẳng nghề dầu khí[6].

Ngày 15-8-2006, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành văn bản Quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của bộ máy giúp việc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (các Ban, Văn phòng), theo đó, bên cạnh chức năng, nhiệm vụ và quyền hạn của các Ban, Tổng Giám đốc Tổng công ty còn xác định rõ cơ cấu tổ chức (các phòng, đơn vị trực thuộc) của từng ban và nhiệm vụ, trách nhiệm, quyền hạn cụ thể của các Trưởng ban.

III. QUÁ TRÌNH TRIỂN KHAI CÁC ĐỀ ÁN CHIẾN LƯỢC

1. Đề án xây dựng "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng phát triển đến năm 2025"

Thực hiện Kết luận số 168-BBK/BCT, ngày 3-7-1993 của Bộ Chính trị khóa VII về việc *"Chính phủ cần chỉ đạo sớm việc xây dựng chiến lược phát triển dầu khí và các nguồn năng lượng khác (điện, than...) đến thời kỳ sau năm 2000, xác định rõ yêu cầu và khả năng đáp ứng của từng loại để làm cơ sở cho việc hoạch định chiến lược phát triển các lĩnh vực khác"*; theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành tổng

1. Quyết định số 19/QĐ-TTg ngày 5-1-2006.
2. Quyết định số 1204/QĐ-HĐQT ngày 12-5-2006 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Quyết định số 1205/QĐ-HĐQT ngày 12-5-2006 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam
4. Quyết định số 2570/QĐ-HĐQT ngày 12-9-2006 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
5. Quyết định số 2571/QĐ-DKVN ngày 12-9-2006 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
6. Quyết định số 2572/QĐ-DKVN ngày 12-9-2006 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

kết việc thực hiện Nghị quyết 15-NQ/TW ngày 7-7-1988 của Bộ Chính trị về "Phương hướng phát triển ngành Dầu khí đến năm 2000" và tổ chức soạn thảo "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến năm 2010 và định hướng phát triển đến năm 2020".

Trong năm 1997, Tổng Giám đốc Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San giao cho Tổng thư ký Hội đồng Khoa học và Công nghệ - Trưởng phòng Khoa học - Công nghệ và Môi trường Nguyễn Đăng Liệu tổ chức công việc soạn thảo, với sự phối hợp của Trưởng phòng Kế hoạch Đinh Văn Ngà, Trưởng phòng Thăm dò - Khai thác dầu khí Nguyễn Văn Đắc, Trưởng phòng Tài chính Nguyễn Tiến Dũng, Trưởng phòng Chế biến dầu khí Hoàng Xuân Hùng, Trưởng phòng Vận chuyển, xử lý và phân phối khí Nguyễn Trọng Hạnh, Trưởng phòng Hợp tác quốc tế Đỗ Văn Hà và một số cán bộ, chuyên viên kinh tế - kỹ thuật khác. Các dự thảo "Báo cáo tổng kết việc thực hiện Nghị quyết số 15-NQ/TW ngày 7-7-1988 của Bộ Chính trị khóa VI" và "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến năm 2010 và định hướng chiến lược đến năm 2020" đã được trình bày và xin ý kiến Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam; và sau khi chỉnh lý đã được Tổng Giám đốc trình Hội đồng Quản trị Tổng công ty.

Ngày 6-1-1998, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trình Thủ tướng Chính phủ[1] Báo cáo về việc thực hiện Nghị quyết số 15-NQ/TW của Bộ Chính trị và các kiến nghị về "Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến năm 2020".

Ngày 9-4-1998, Văn phòng Chính phủ đã gửi để lấy ý kiến của các bộ, ngành: Kế hoạch và Đầu tư, Tài chính, Tư pháp, Ban Biên giới Chính phủ để xin ý kiến về "Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến năm 2020" trước khi trình Thủ tướng Chính phủ xem xét phê duyệt.

Các bộ, ngành đều cho rằng, ngành Dầu khí là một trong những ngành mũi nhọn và quan trọng nhất đối với nền kinh tế nước ta, nên cần được tập trung mọi nỗ lực, có sự phối hợp chặt chẽ của tất cả các ngành với sự chỉ đạo thường xuyên của Thủ tướng Chính phủ và sự hỗ trợ về cơ chế đầu tư của Nhà nước theo tinh thần vừa duy trì có hiệu quả hoạt động quản lý nhà nước của các cơ quan chức năng, vừa tạo thêm quyền chủ động cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[2]. Thủ tướng Chính phủ đã giao cho Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc chỉ đạo việc thẩm định dự thảo "Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến

1. Công văn số 01/DK-KHCNMT ngày 6-1-1998 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Công văn số 7196/ BKH-CN ngày 19-10-1998, của Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư gửi Thủ tướng Chính phủ về Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí.

năm 2020" để báo cáo Thường trực Chính phủ. Phó Thủ tướng Chính phủ đề nghị Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo tình hình chuẩn bị dự thảo và kiểm tra, đôn đốc hoàn chỉnh dự thảo trình Chính phủ vào tháng 3-1999[1].

Ngày 26-5-1999, Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải và Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc đã chủ trì Hội nghị xem xét Báo cáo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về "Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2020". Tham dự Hội nghị có lãnh đạo các bộ: Kế hoạch và Đầu tư; Tài chính; Công nghiệp; Khoa học, Công nghệ và Môi trường; Ngân hàng Nhà nước; Văn phòng Chính phủ và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Sau khi nghe lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo, ý kiến phát biểu của Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc và của lãnh đạo các bộ, ngành, Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã có ý kiến chỉ đạo về nhiều vấn đề quan trọng, trong đó:

1) Về kiểm điểm tình hình thực hiện Nghị quyết 15-NQ/TW của Bộ Chính trị đối với phương hướng phát triển ngành Dầu khí đến năm 2000, yêu cầu làm rõ những mục tiêu đã thực hiện được, những mục tiêu và nội dung chưa đạt được theo Nghị quyết 15-NQ/TW, nguyên nhân chủ quan và khách quan.

2) Về Định hướng chiến lược phát triển đến năm 2020, cần xác định phương hướng phát triển lâu dài của ngành Dầu khí Việt Nam là phải vươn lên xây dựng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thành một Tập đoàn mạnh, có đủ năng lực cạnh tranh, kinh doanh đa ngành (năng lượng, hóa chất…), đa dạng hóa sản phẩm, dịch vụ, và vươn lên tự điều hành các dự án dầu khí trong nước và một số dự án dầu khí có chọn lọc ở nước ngòai[2].

Trên cơ sở Kết luận của Thủ tướng Chính phủ, sau khi dự thảo "Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến năm 2020" đã được chỉnh lý và bổ sung, Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc đã thay mặt Ban Cán sự Đảng Chính phủ ký Tờ trình gửi Bộ Chính trị dự thảo "Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2020".

Ngày 19-8-1999, Văn phòng Trung ương Đảng đã gửi các ban của Đảng yêu cầu góp ý kiến tham gia vào dự thảo "Định hướng chiến lược phát triển ngành

1. Công văn số 903/VPCP-DK ngày 6-3-1999 của Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ gửi Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc trình duyệt dự án Định hướng Chiến lược phát triển ngành Dầu khí.
2. Thông báo số 106/TB-VPCP ngày 8-6-1999 của Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ, thông báo ý kiến của Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải tại cuộc họp ngày 26-5-1999 về Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2020.

Dầu khí Việt Nam đến năm 2020". Cuối năm 1999, trên cơ sở ý kiến các ban của Đảng, Văn phòng Trung ương Đảng đã phối hợp với Văn phòng Chính phủ hoàn thiện dự thảo "Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2020". Tuy nhiên, sau đó bản dự thảo này đã không được Bộ Chính trị Trung ương Đảng khóa VIII xem xét.

Sau Đại hội Đảng lần thứ IX, trên cơ sở nội dung "Định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2020" đã được Thủ tướng Chính phủ thông qua, Tổng công ty Dầu khí đã tổ chức bổ sung, cập nhật để xây dựng "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí đến năm 2010 và định hướng đến năm 2020".

Ngày 11-2-2003, tại cuộc họp của Thường trực Chính phủ với sự tham gia của lãnh đạo các bộ: Kế hoạch và Đầu tư, Khoa học và Công nghệ, Công nghiệp, Tài chính, Ngân hàng Nhà nước, Văn phòng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trình bày về nội dung bản dự thảo "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2010 và định hướng đến năm 2020".

Ngày 17-2-2003, Văn phòng Chính phủ đã có Thông báo ý kiến của Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải[1] về bản dự thảo "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2010 và định hướng đến năm 2020".

Ý kiến kết luận của Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải:

1. Về đánh giá tình hình

a) Thành tựu: Khẳng định sau 15 năm thực hiện Nghị quyết số 15/NQ-TW ngày 7-7-1988 của Bộ Chính trị, ngành Dầu khí đã đạt được những thành tựu to lớn: trữ lượng dầu khí được phát hiện gia tăng một cách đáng kể, sản lượng khai thác dầu thô và doanh số tăng nhanh, nộp ngân sách nhà nước lớn, lợi nhuận tích lũy cao, tài sản hiện nay trên 3 tỷ USD...; hiện tại cũng như trong tương lai, ngành Dầu khí là một trong những ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng bậc nhất của nước ta.

b) Tồn tại: Chưa xác định được rõ tiềm năng, trữ lượng dầu khí, nhất là ở các vùng nước sâu, xa bờ. Việc sử dụng nguồn tài nguyên dầu khí hiệu quả chưa cao, do tiến hành chậm việc xây dựng nhà máy lọc dầu, hoá dầu. Ngành dịch vụ kỹ thuật dầu khí phát triển khá nhanh, tuy nhiên một số loại hình dịch vụ có thể làm nhanh hơn, nhưng chưa làm được, như vận tải dầu thô chủ yếu vẫn phải thuê nước ngoài, cơ khí chế tạo, sửa chữa….

2. Về dự báo nhu cầu sản phẩm dầu và hoá dầu

Cần tính toán kỹ hơn nhu cầu các sản phẩm dầu cũng như các sản phẩm hoá dầu,

1. Thông báo số 13/TB-VPCP ngày 17-2-2003 của Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ.

phù hợp với mức tăng trưởng của nền kinh tế, trên cơ sở đó có định hướng và biện pháp cụ thể triển khai nhanh việc xây dựng các nhà máy lọc dầu và hoá dầu.

3. Về chiến lược phát triển

a) Quan điểm: (i) Ngành Dầu khí có vai trò rất quan trọng trong việc phát triển kinh tế - xã hội và thực hiện công nghiệp hoá, hiện đại hoá đất nước, do vậy phải tập trung chỉ đạo phát triển nhanh, đồng bộ và hiệu quả. Ngoài việc đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, phải đẩy nhanh việc xây dựng các nhà máy lọc dầu, hoá dầu và phát triển dịch vụ dầu khí nhằm đáp ứng các nhu cầu của nền kinh tế và gia tăng giá trị của dầu khí. (ii) Trong Chiến lược phải xác định được tiềm năng, trữ lượng dầu khí của nước ta làm cơ sở cho việc hoạch định kế hoạch phát triển kinh tế quốc dân nói chung và phát triển ngành Dầu khí nói riêng. (iii) Tiềm năng về khí của ta lớn hơn tiềm năng về dầu, do vậy cần đẩy mạnh nghiên cứu để sử dụng nhiên liệu khí thay thế cho nhiên liệu dầu nhập khẩu, nhằm phát huy hiệu quả việc sử dụng nguồn tài nguyên trong nước, tiết kiệm ngoại tệ. (iv) Khẳng định quan điểm phát triển ngành Dầu khí Việt Nam trên cơ sở phát huy nội lực kết hợp với mở rộng hợp tác quốc tế. Cần xác định rõ các khu vực và mức độ thu hút đầu tư nước ngoài theo phương án có lợi nhất cả trước mắt và lâu dài. (v) Chủ trương đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực dầu khí đã được xác định. Tuy nhiên, do còn hạn chế về vốn, việc lựa chọn dự án đầu tư ra nước ngoài cần được tính toán cân nhắc kỹ. (vi) Đồng ý chủ trương đa dạng hoá sở hữu trong hoạt động dầu khí, nhưng Tổng công ty Dầu khí của Nhà nước phải đóng vai trò chủ đạo. Trong khâu tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí có thể liên doanh hoặc vay vốn để triển khai; đối với công nghiệp lọc dầu, Nhà nước đầu tư là chính, có thể liên doanh với nước ngoài, nhưng Nhà nước Việt Nam phải chiếm cổ phần chi phối; đối với các lĩnh vực khác như hoá dầu, thương mại dầu khí, có thể cho phép các thành phần kinh tế khác tham gia.

b) Mục tiêu: (i) Cần đẩy mạnh khâu tìm kiếm, thăm dò để chuẩn xác các con số trữ lượng và sản lượng dầu khí khai thác; có chính sách khuyến khích đầu tư vào tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, nhất là đối với các vùng nước sâu - xa bờ. (ii) Phát triển công nghiệp lọc dầu trong nước, làm cơ sở để phát triển công nghiệp hoá dầu sản xuất các sản phẩm khác từ dầu. (iii) Việc xuất khẩu khí thiên nhiên không mang lại hiệu quả kinh tế cao, hơn nữa tài nguyên dầu khí của nước ta có hạn, ta đang có nhu cầu lớn về năng lượng, do vậy không đặt vấn đề kết nối đường ống dẫn khí khu vực để xuất khẩu khí.

c) Các định hướng triển khai: (i) Về tìm kiếm, thăm dò dầu khí: trong thời gian tới phải xác định rõ các khu vực cần tập trung tìm kiếm, thăm dò, khu vực nào có thể kêu gọi đầu tư nước ngoài, khu vực nào ta tự triển khai. (ii) Về khai thác dầu khí: ngoài việc đưa các mỏ mới vào khai thác, cần nghiên cứu, áp dụng các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu khí ở các mỏ đang khai thác, đặc biệt là mỏ Bạch Hổ, xem đây là một ưu tiên đầu tư để đem lại hiệu quả nhanh nhất. (iii) Phấn đấu giảm chi phí ở tất cả các khâu, từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác đến vận chuyển và chế

biến dầu khí nhằm nâng cao sức cạnh tranh trong khu vực cũng như trên thế giới, làm sao để khi có biến động về giá dầu ngành Dầu khí nước ta vẫn có thể ổn định và phát triển được. (iv) Về phát triển thị trường khí: ngoài việc sử dụng khí cho phát điện, sản xuất phân bón, cần nghiên cứu sử dụng khí cho ngành giao thông vận tải và các lĩnh vực công nghiệp khác. Cần nghiên cứu kỹ hơn các dự án khí - điện - nhôm tại khu vực miền Trung vì hiệu quả kinh tế có thể không cao. (v) Về chế biến dầu khí: khẳng định sẽ xây dựng 4 khu (hay cụm) chế biến dầu khí: Dung Quất, Bà Rịa - Vũng Tàu, Nghi Sơn, và Tây Nam, xác định rõ thành phần của từng khu; cần thực hiện các biện pháp nhằm đẩy nhanh tiến độ xây dựng các dự án tại các khu chế biến dầu khí nêu trên, góp phần thúc đẩy tăng trưởng kinh tế. Các nhà máy lọc dầu, hoá dầu phải có công nghệ tiên tiến, thiết bị hiện đại, sản phẩm phù hợp với nhu cầu của thị trường và cạnh tranh được với các nhà máy lọc dầu, hoá dầu trong khu vực. Trước mắt, tập trung chỉ đạo tốt tiến độ xây dựng nhà máy lọc dầu tại Dung Quất. (vi) Về hệ thống tàng trữ, vận chuyển, phân phối sản phẩm dầu khí: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam bàn với Bộ Thương mại theo hướng Tổng công ty thực hiện việc bán buôn các sản phẩm dầu là chính, việc bán lẻ chủ yếu do các doanh nghiệp thuộc Bộ Thương mại thực hiện, tránh chồng chéo, gây lãng phí trong đầu tư kho tàng và hệ thống phân phối. Cần phát triển nhanh đội tàu vận tải dầu thô và dầu tinh, trên tinh thần phát huy tối đa năng lực của công nghiệp đóng tàu trong nước, đảm bảo tự vận chuyển dầu thô, dầu tinh cho tiêu dùng trong nước và cho các nhà máy lọc dầu trong tương lai, tiến tới tham gia thị trường vận tải dầu trong khu vực và trên thế giới.

d) Về các kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam: (i) Trước mắt, Chính phủ duy trì chế độ quản lý nhà nước về dầu khí như hiện nay, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Thủ tướng Chính phủ trực tiếp chỉ đạo. Việc xây dựng Tập đoàn Dầu khí mạnh đã có chủ trương của Đảng và Chính phủ. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cần khẩn trương thực hiện; đồng ý Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được xây dựng theo hướng là một Tập đoàn Công nghiệp - Thương mại - Tài chính, hoạt động đa ngành, trong nước và quốc tế. (ii) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phải phối hợp với các cơ quan có liên quan, nghiên cứu, đề xuất các chính sách ưu đãi đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí ở các vùng nước sâu, xa bờ tại thềm lục địa Việt Nam và các cơ chế, chính sách để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đầu tư ra nước ngoài về dầu khí, trình Thủ tướng Chính phủ xem xét quyết định. (iii) Về cơ chế tài chính: Giao Bộ Tài chính xem xét cụ thể các đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nhằm tạo sự chủ động về vốn cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong triển khai công việc, trình Thủ tướng Chính phủ quyết định. Trước mắt, việc thu xếp tài chính cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Công ty Tài chính dầu khí thực hiện, chưa thành lập Ngân hàng Dầu khí.

4. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam căn cứ ý kiến kết luận trên đây của Thủ tướng Chính phủ và các ý kiến tại cuộc họp này, hoàn thiện Đề án "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2010 và định hướng đến năm 2020", trình Thủ tướng Chính phủ thông qua vào đầu tháng 3 năm 2003 để báo cáo Bộ Chính trị.

Việc hoàn thiện văn bản "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí…" theo kết luận của Thủ tướng Chính phủ tại cuộc họp ngày 11-2-2003 đã được Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trực tiếp chỉ đạo Trưởng phòng Kế hoạch thực hiện. Giám đốc Công ty PIDC được giao nhiệm vụ tổ chức soạn thảo và đề xuất Chiến lược đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí ra nước ngoài.

Do đang ở những năm cuối của Kế hoạch 5 năm 2001-2005, đồng thời ngành Dầu khí cũng đang chuẩn bị nhiệm vụ cho Kế hoạch 5 năm 2006-2010, theo gợi ý của Ban Kinh tế Trung ương và các bộ, ngành, trong quá trình hoàn thiện văn bản trình Bộ Chính trị, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có những bổ sung để xây dựng thành "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng phát triển đến năm 2025".

Ngày 19-1-2006, thay mặt Bộ Chính trị Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa IX, Ủy viên thường trực Phan Diễn đã ký Kết luận số 41-KL/TW về "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng phát triển đến năm 2025".

Ngày 9-3-2006, Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã ký Quyết định số 386/QĐ-TTg phê duyệt "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng phát triển đến năm 2025".

Quyết định của Thủ tướng Chính phủ về phê duyệt "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng phát triển đến năm 2025" (Lược trích):

I. Quan điểm

Phát triển ngành Dầu khí đồng bộ, mang tính đa ngành và liên ngành, trở thành một ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, dựa trên tiềm năng dầu khí trong nước và ở nước ngoài; sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên trong nước, đồng thời phải tích cực đầu tư tìm kiếm, thăm dò ra nước ngoài, khai thác nhanh nguồn tài nguyên nước ngoài để bổ sung sự thiếu hụt từ khai thác trong nước, trên cơ sở đó phát triển ngành Dầu khí bền vững, có khả năng cạnh tranh và bảo đảm an ninh năng lượng cho sự phát triển của đất nước.

Phát huy nội lực, kết hợp với mở rộng hợp tác quốc tế, thu hút đầu tư nước ngoài để thăm dò, gia tăng nhanh trữ lượng dầu khí có thể khai thác; ưu tiên tìm kiếm, thăm dò, khai thác trước những vùng nước sâu, xa bờ, những vùng chồng lấn, tranh chấp. Khuyến khích sự tham gia của các thành phần kinh tế trong các lĩnh vực dịch vụ, chế biến, phân phối sản phẩm…

Phát triển ngành Dầu khí đi đôi với bảo vệ môi trường sinh thái, bảo đảm an ninh, quốc phòng, tăng cường sức mạnh bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển.

II. Mục tiêu

a) Mục tiêu tổng quát: Phát triển ngành Dầu khí trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, đồng bộ, bao gồm: tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối, dịch vụ và xuất, nhập khẩu. Xây dựng Tập đoàn Dầu khí mạnh, kinh doanh đa ngành trong nước và quốc tế.

b) Các mục tiêu cụ thể:

- *Về tìm kiếm, thăm dò dầu khí*: Đẩy mạnh việc tìm kiếm, thăm dò, gia tăng trữ lượng có thể khai thác; ưu tiên phát triển những vùng nước sâu, xa bờ, những vùng chồng lấn, tranh chấp; tích cực triển khai hoạt động đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí ra nước ngoài. Phấn đấu gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 35-40 triệu tấn quy dầu/năm.

- *Về khai thác dầu khí*: Khai thác và sử dụng hợp lý, hiệu quả, tiết kiệm nguồn tài nguyên dầu khí trong nước để sử dụng lâu dài; đồng thời tích cực mở rộng hoạt động khai thác dầu khí ở nước ngoài để bổ sung phần thiếu hụt từ khai thác trong nước. Phấn đấu khai thác 25-38 triệu tấn quy dầu/năm, trong đó khai thác dầu thô giữ ổn định ở mức 18-20 triệu tấn/năm và khai thác khí 6-17 tỷ m^3/năm.

- *Về phát triển công nghiệp khí:* Tích cực phát triển thị trường tiêu thụ khí trong nước, sử dụng khí tiết kiệm, hiệu quả kinh tế cao thông qua sản xuất điện, phân bón, hoá chất, phục vụ các ngành công nghiệp khác, giao thông vận tải và tiêu dùng gia đình. Xây dựng và vận hành an toàn, hiệu quả hệ thống đường ống dẫn khí quốc gia, sẵn sàng kết nối với đường ống dẫn khí khu vực Đông Nam Á phục vụ cho nhu cầu xuất nhập khẩu khí. Riêng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sản xuất 10-15% tổng sản lượng điện của cả nước.

- *Về công nghiệp chế biến dầu khí:* Tích cực thu hút vốn đầu tư của mọi thành phần kinh tế, đặc biệt là đầu tư từ nước ngoài để phát triển nhanh công nghiệp chế biến dầu khí. Kết hợp có hiệu quả giữa các công trình lọc, hoá dầu, chế biến khí để tạo ra được các sản phẩm cần thiết phục vụ nhu cầu của thị trường ở trong nước và làm nguyên liệu cho các ngành công nghiệp khác.

- *Về phát triển dịch vụ dầu khí:* Thu hút tối đa các thành phần kinh tế tham gia phát triển dịch vụ để tăng nhanh tỷ trọng doanh thu dịch vụ trong tổng doanh thu của toàn ngành. Phấn đấu đến năm 2010, doanh thu dịch vụ kỹ thuật dầu khí đạt 20-25%, đến năm 2015 đạt 25-30% tổng doanh thu của ngành và ổn định đến năm 2025.

- *Về phát triển khoa học - công nghệ:* Tăng cường phát triển tiềm lực khoa học - công nghệ, đầu tư trang thiết bị hiện đại để hiện đại hoá nhanh ngành Dầu khí; xây dựng lực lượng cán bộ, công nhân dầu khí mạnh cả về chất và lượng để có thể tự điều hành được các hoạt động dầu khí cả ở trong nước và ở nước ngoài.

III. Định hướng phát triển các lĩnh vực cụ thể

1. Về tìm kiếm, thăm dò dầu khí

a) Tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở trong nước

Đẩy mạnh công tác khảo sát ở những vùng còn ít được nghiên cứu và các lô có phát hiện/triển vọng dầu khí để tự đầu tư và kêu gọi đầu tư. Đẩy mạnh thăm dò ở bể Sông Hồng, triển khai tìm kiếm, thăm dò ở bể Phú Khánh nhằm gia tăng trữ lượng, làm cơ sở cho việc xây dựng các khu công nghiệp sử dụng khí ở phía Bắc và miền Trung. Lựa chọn một số vùng có triển vọng dầu khí cao ở các lô còn mở và vùng/bể trầm tích mới để tự đầu tư và điều hành tìm kiếm, thăm dò. Tăng cường quảng bá, hoàn thiện chính sách thu hút đầu tư nước ngoài vào tìm kiếm, thăm dò dầu khí dưới các hình thức hợp tác khác nhau.

...

b) Tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở nước ngoài

Lựa chọn các khu vực có tiềm năng dầu khí cao, thuận lợi về quan hệ chính trị ở Trung Đông, châu Phi, Đông Nam Á, Nam Mỹ (Vênêzuêla), Nga và các nước thuộc Liên Xô (cũ) để tiến hành đầu tư. Triển khai đa dạng các hình thức đầu tư:

- Ưu tiên mua tài sản mỏ hoặc mua cổ phần các mỏ đang phát triển hoặc đang khai thác.

- Chọn các đối tác tin cậy, hình thành các liên minh tham gia đấu thầu các dự án thăm dò và khai thác dầu khí.

- Tham gia đầu tư hoặc tự đầu tư (tự điều hành) các đề án tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở các khu vực thích hợp.

Gia tăng trữ lượng: Phấn đấu đến năm 2015 đưa tổng trữ lượng dầu khí đã phát hiện có thể khai thác khoảng 1.380-1.510 triệu tấn quy dầu, đến năm 2025 đưa tổng trữ lượng dầu khí đã phát hiện có thể khai thác khoảng 1.760-1.950 triệu tấn quy dầu.

2. Về khai thác dầu khí

Phát triển và đưa vào khai thác các phát hiện dầu khí mới một cách linh hoạt với sản lượng khai thác hợp lý và ổn định cho từng mỏ. Ưu tiên đầu tư phát triển trước các mỏ ở xa bờ, các vùng tranh chấp; đầu tư nghiên cứu và áp dụng các giải pháp công nghệ mới nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu tại các mỏ hiện có và phát triển đưa vào khai thác các mỏ nhỏ, các mỏ có giá trị kinh tế tới hạn và các mỏ khí có hàm lượng CO_2 cao… Tăng cường công tác tìm kiếm cơ hội để mua thêm cổ phần tại các mỏ đang phát triển và khai thác ở trong nước và nước ngoài. Phấn đấu tự đầu tư, điều hành công tác phát triển và khai thác các mỏ dầu khí ở trong nước khi điều kiện cho phép. Kiểm soát chặt chẽ quy trình công nghệ khai thác, thiết bị, bảo vệ tài nguyên và môi trường. Phấn đấu đạt sản lượng khai thác:

- Giai đoạn 2006-2010: 18-20 triệu tấn dầu và 6-10 tỷ m^3 khí/năm.

- Giai đoạn 2011-2015: 19-20 triệu tấn dầu và 11-15 tỷ m^3 khí/năm.

- Giai đoạn 2016-2020: 20-21 triệu tấn dầu và 15-16 tỷ m^3 khí/năm.

- Giai đoạn 2021-2025: 20-21 triệu tấn dầu và 16-17 tỷ m^3 khí/năm.

3. Về phát triển công nghiệp khí

Tích cực phát triển thị trường tiêu thụ khí; đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án đường ống dẫn khí đã được phê duyệt; mở rộng sử dụng khí cho công nghiệp, giao thông vận tải, dân sinh ở các thành phố lớn…; đầu tư nối mạng đường ống dẫn khí miền Nam, nhằm từng bước hình thành hệ thống đường ống dẫn khí quốc gia và xem xét khả năng kết nối với đường ống dẫn khí khu vực. Đầu tư xây dựng ba khu công nghiệp sử dụng khí thiên nhiên:

- Khu Đông Nam Bộ, công suất 6-9 tỷ m^3/năm (2000-2010).

- Khu Tây Nam Bộ, công suất 5-8 tỷ m^3/năm (2006-2010).

- Khu Đồng bằng Bắc Bộ, công suất 1-2 tỷ m^3/năm (2010-2015).

4. Về công nghiệp chế biến dầu khí

a) Về lọc dầu

- *Giai đoạn 2006-2010*: Đưa Nhà máy lọc dầu Dung Quất vào hoạt động (năm 2009).

- Giai đoạn 2011-2015: Đưa Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn, Thanh Hóa hoặc Nhà máy lọc dầu phía Nam vào hoạt động.

- Giai đoạn 2016-2025: Đưa Nhà máy lọc dầu số 3 vào hoạt động.

b) Về hóa dầu: Đầu tư xây dựng ba cụm hóa dầu:

- Cụm hóa dầu số 1 gắn với nguyên liệu từ Nhà máy lọc dầu Dung Quất.

- Cụm hóa dầu số 2 gắn với Liên hợp Lọc - Hóa dầu Nghi Sơn.

- Cụm hóa dầu số 3 gắn với Nhà máy lọc dầu số 3 và khí ở khu vực Đông Nam Bộ.

5. Về phát triển hệ thống tàng trữ, vận chuyển, phân phối và kinh doanh các sản phẩm dầu khí

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiếp tục củng cố, phát triển mạng lưới và mở rộng các hình thức kinh doanh phân phối sản phẩm dầu khí cả ở trong nước và ở nước ngoài. Mở rộng và nâng cấp hệ thống cảng tiếp nhận, các tổng kho đã có và xây dựng các tổng kho xăng dầu mới để đến năm 2010 đạt tổng sức chứa là 2,0 triệu m^3, năm 2015 là 2,7 triệu m^3 và năm 2025 là 4,0 triệu m^3. Đầu tư đội tàu vận chuyển dầu thô và các sản phẩm dầu khí, các xe bồn chở xăng dầu và khí hóa lỏng, các trạm nạp khí nén đáp ứng nhu cầu của các nhà máy lọc dầu

và thị trường trong nước, tham gia thị trường vận chuyển dầu thô khu vực và trên thế giới.

6. Về phát triển dịch vụ dầu khí

Tiếp tục đầu tư nâng cao năng lực để chiếm lĩnh tối đa các dịch vụ kỹ thuật chuyên ngành công nghệ cao: khảo sát địa chấn, khoan tìm kiếm, thăm dò, chế tạo và xây lắp công trình biển, dịch vụ khai thác, bảo dưỡng, vận hành, xuất khẩu lao động có nghề,… Đầu tư đội tàu khảo sát địa chấn, 2-3 giàn khoan tự nâng, v.v.. Hợp tác, thu hút và hỗ trợ các tổ chức kinh tế trong nước tham gia dịch vụ dầu khí.

7. Về phát triển khoa học - công nghệ

Tăng cường phát triển tiềm lực khoa học - công nghệ. Xây dựng lực lượng cán bộ, công nhân dầu khí mạnh cả về chất và lượng để có thể tự điều hành được các hoạt động dầu khí cả ở trong nước và ở nước ngoài.

2. Chương trình sắp xếp và đổi mới doanh nghiệp nhà nước về dầu khí

2.1. Về quá trình xây dựng và trình phê duyệt Phương án

Tiếp tục triển khai thực hiện Nghị quyết Hội nghị lần thứ tư (tháng 12-1997) Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa VIII về đẩy mạnh đổi mới, phát triển và quản lý có hiệu quả các loại hình doanh nghiệp, ngày 21-4-1998 Thủ tướng Chính phủ có Chỉ thị số 20/1998/CT-TTg, yêu cầu các tổng công ty nhà nước cần tập trung chỉ đạo kiện toàn về tổ chức, cán bộ, tài chính; ưu tiên bổ sung tối thiểu cho được 30% nhu cầu vốn lưu động định mức, tạo điều kiện chủ động vốn và bảo toàn vốn để không ngừng đổi mới thiết bị công nghệ, mở rộng quy mô sản xuất và nâng cao hiệu quả hoạt động kinh doanh.

Ngày 28-4-1998, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định thành lập Tổ công tác nghiên cứu triển khai Chỉ thị của Thủ tướng Chính phủ về đẩy mạnh sắp xếp và đổi mới doanh nghiệp nhà nước.

Thành phần Tổ công tác về đẩy mạnh sắp xếp và đổi mới doanh nghiệp nhà nước:

1. Ngô Thường San, Tổng Giám đốc Tổng công ty, Tổ trưởng;
2. Nguyễn Xuân Nhậm, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty, Tổ phó;
3. Hoàng Văn Hoan, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty, Tổ phó;
4. Đinh Văn Ngà, Trưởng phòng Kế hoạch, Ủy viên;
5. Vũ Văn Kính, Trưởng phòng Tổ chức - Cán bộ, Ủy viên;
6. Nguyễn Tiến Dũng, Trưởng phòng Tài chính, Ủy viên;

7. Hoàng Phổ, Trưởng phòng Lao động - Tiền lương, Ủy viên;

8. Trịnh Dũng, chuyên viên Phòng Tổ chức - Cán bộ, Thư ký.

Để hướng dẫn việc triển khai thực hiện Chỉ thị số 20/1998/CT-TTg, ngày 29-4-1998 Phó Trưởng Ban Chỉ đạo đổi mới doanh nghiệp Trung ương, Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Trần Xuân Giá đã ký văn bản hướng dẫn Đề cương xây dựng Phương án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước. Đồng thời, ngày 30-7-1998 Trưởng Ban Đổi mới doanh nghiệp Trung ương, Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc cũng đã ký văn bản hướng dẫn về thành phần Ban Đổi mới quản lý doanh nghiệp, theo đó thành phần Ban Đổi mới quản lý doanh nghiệp của các Tổng công ty 91 gồm: (i) Chủ tịch Hội đồng Quản trị (Trưởng ban); (ii) Một vị lãnh đạo trong Ban Tổng Giám đốc (Phó Ban); (iii) Một thành viên Hội đồng Quản trị, các Trưởng (hoặc Phó) phòng Tổ chức - Cán bộ, Tài chính - Kế toán (ủy viên), trong đó 2-3 ủy viên chuyên trách; (iv) Mời Chủ tịch Công đoàn Tổng công ty làm ủy viên.

Ngày 4-8-1998, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đề nghị Danh sách doanh nghiệp nhà nước cổ phần hóa năm 1998-1999 thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, đồng thời đề xuất một số kiến nghị.

Kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (lược trích):

a) Các doanh nghiệp thành viên của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam hoạt động trong các lĩnh vực chủ yếu như: tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là các doanh nghiệp nhà nước quan trọng cần duy trì 100% vốn nhà nước trong thời gian tới, ít nhất là đến năm 2000, cụ thể:

- Công ty Thăm dò và Khai thác dầu khí (PVEP);
- Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm khí (PVGC);
- Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim);
- Công ty Giám sát các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PVSC).

b) Một số doanh nghiệp của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đang hoạt động kinh doanh có hiệu quả, nhưng chưa hội đủ điều kiện cổ phần hóa trong giai đoạn 1998-1999, vì: (i) lĩnh vực sản xuất - kinh doanh của các đơn vị này đa dạng; (ii) hoạt động trên nhiều địa bàn trong phạm vi cả nước; (iii) việc cổ phần hóa toàn bộ doanh nghiệp chưa thể làm sớm được, mà chỉ có thể tiến hành cho từng bộ phận và theo từng giai đoạn khác nhau sau khi đã tiến hành sắp xếp lại tổ chức theo từng lĩnh vực: sản xuất, kinh doanh sản phẩm và/hay dịch vụ. Đó là các đơn vị thành viên:

- Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí (PVICCC);
- Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí (PVECC);
- Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC);

- Công ty Chế biến và kinh doanh sản phẩm dầu (PVPDC);

- Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí (PVTSC).

Trong đó, ngoại trừ Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí (vì mới được thành lập), 4 đơn vị còn lại có thể được xem xét tiến hành sắp xếp lại để có thể cổ phần hóa một số đơn vị trực thuộc trước năm 2000.

c) Một số doanh nghiệp đang thực hiện có hiệu quả các hoạt động dịch vụ hay sản xuất các sản phẩm dầu khí, với quy mô vừa và nhỏ, hoạt động theo hướng chuyên môn hóa có thể xem xét để tiến hành cổ phần hóa ngay từ năm 1998-1999. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp tục nắm cổ phần chi phối của các doanh nghiệp này… Cuộc họp Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ngày 1-8-1998 đã xem xét và thống nhất kiến nghị Chính phủ cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được tiến hành làm các thủ tục để cổ phần hóa ngay từ năm 1998-1999 đối với 2 doanh nghiệp:

- Công ty Hóa phẩm và Dung dịch khoan (DMC);

- Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PVIC)[1].

Kiến nghị của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí về cổ phần hóa năm 1998-1999 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt[2], nhưng việc cổ phần hóa đối với 2 công ty thành viên và đối với một bộ phận của các công ty thành viên khác của Tổng công ty đã không được thực hiện trong thời gian 1998-1999. Nguyên nhân là do công tác chuẩn bị, đặc biệt là về tư tưởng, chưa được tiến hành chu đáo. Trong báo cáo gửi kèm Công văn số 2128/BC-TCNSĐT ngày 30-9-2002, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh, do tính chất đặc thù của ngành Dầu khí, hầu hết các doanh nghiệp đang trong quá trình đầu tư lớn, mở rộng sản xuất - kinh doanh, dẫn tới các phương án cổ phần hóa của đơn vị luôn bị thay đổi.

Thực hiện Nghị quyết Hội nghị lần thứ ba của Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa IX (tháng 9-2001), nhằm đẩy mạnh việc triển khai thực hiện Chỉ thị 20/1998/CT-TTg ngày 21-4-1998 về tiếp tục sắp xếp, đổi mới, phát triển và nâng cao hiệu quả doanh nghiệp nhà nước, ngày 7-7-2000 Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 80/2000/QĐ-TTg không giao kế hoạch mới cho Tổng công ty Dầu khí, mà yêu cầu thực hiện cổ phần hóa 06 doanh nghiệp tồn của năm 1999 (đã giao trong kế hoạch năm 1999 nhưng chưa thực hiện).

Cũng tại Công văn số 2128/BC-TCNSĐT ngày 30-9-2002, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trình Thủ tướng Chính phủ "Báo cáo thực hiện Nghị quyết Trung

1. Công văn số 1163/BC-HĐQT ngày 4-8-1998, của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, về: Báo cáo danh sách doanh nghiệp nhà nước ngành Dầu khí cổ phần hóa năm 1998-1999.
2. Công văn số 55/QĐ-TTg ngày 29-3-1999 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt danh sách doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cổ phần hóa năm 1999.

ương 3 khóa IX về sắp xếp, đổi mới, phát triển và nâng cao hiệu quả doanh nghiệp nhà nước của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam". Ngày 15-10-2002, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình Thủ tướng Chính phủ "Báo cáo đánh giá tình hình thực hiện Chỉ thị 20/1998/CT-TTg ngày 21-4-1998 của Thủ tướng Chính phủ về sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp nhà nước và Đề án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2002-2005"[1].

Trong phần đánh giá về tình hình thực hiện Chỉ thị 20/1998/CT-TTg, Hội đồng Quản trị Tổng công ty đã tự rút ra bài học là: Việc sắp xếp, đổi mới và phát triển doanh nghiệp nhà nước là công việc lâu dài, khó khăn, đòi hỏi phải có sự chỉ đạo chặt chẽ, đặc biệt, để thực hiện được kế hoạch cổ phần hóa, đa dạng hóa sở hữu đòi hỏi công tác tuyên truyền giáo dục phải được chú trọng hơn nữa để bản thân các doanh nghiệp, người lao động trong doanh nghiệp phải thấy được lợi ích thực sự của doanh nghiệp sau khi cổ phần hóa. Mặt khác, để thực hiện chiến lược phát triển chung của toàn Tổng công ty một khi phương án sắp xếp đã được thông qua cần phải được thực hiện một cách kiên quyết hơn, triệt để hơn thì tiến trình sắp xếp, đổi mới và phát triển doanh nghiệp nhà nước mới thực sự mang lại hiệu quả.

Trong phần Đề án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2002-2005, Hội đồng Quản trị Tổng công ty đã kiến nghị với Thủ tướng Chính phủ "Phương án sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam từ năm 2002 đến 2005".

Phương án sắp xếp doanh nghiệp nhà nước theo đề nghị tại Công văn số 2287/CV-HĐQT ngày 15-10-2002 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam:

1. Số doanh nghiệp nhà nước cần giữ nguyên 100% vốn nhà nước:

STT	Đơn vị	Số vốn nhà nước hiện có (tỷ đồng)
1	Công ty Thăm dò và Khai thác dầu khí (PVEP)	2.753,423
2	Công ty Đầu tư và Phát triển Dầu khí (PIDC)	62,106
3	Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm khí (PVGC)	2.877,491
4	Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim)	491,787
5	Công ty Tài chính Dầu khí (PVFC)	100,000
6	Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PV Insurance)	50,025

1. Công văn số 2287/CV-HĐQT ngày 15-10-2002 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Hội đồng Quản trị Tổng công ty cho rằng, đây là các doanh nghiệp đang thực hiện nhiệm vụ sản xuất, kinh doanh đặc thù của ngành Dầu khí và mang lại hiệu quả kinh tế cao cần được tiếp tục duy trì 100% vốn nhà nước để làm nòng cốt cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

2. Thành lập mới:

STT	Đơn vị	Thời gian dự kiến thành lập
1	Công ty Phân đạm và Hóa chất dầu khí (Đề án đã trình Thủ tướng Chính phủ xin phép thành lập)	Cuối năm 2002
2	Công ty Chứng khoán Dầu khí	Năm 2005
3	Ngân hàng Dầu khí	Năm 2004

3. Các đơn vị sẽ cổ phần hóa bộ phận:

STT	Đơn vị	Số vốn nhà nước hiện có (tỷ đồng)
1	Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí (Petrosetco)	193,093
2	Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC)	379,678
3	Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu mỏ (PVPDC)	183,410
4	Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí (DMC)	78,045
5	Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí (PVECC)	210,59
6	Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí (PV Eng)	33,273
7	Công ty Khoan và Dịch vụ khoan dầu khí (PV Drilling)	100,000
8	Công ty Vận tải Dầu khí (PV Trans)	100,000

Sau khi các bộ phận của những doanh nghiệp này được tách ra để cổ phần hóa, các doanh nghiệp sẽ được chuyển thành công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên hoặc tiếp tục nghiên cứu việc cổ phần hóa toàn bộ.

Cũng trong đề án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2002-2005, Hội đồng Quản trị đã đề nghị với Thủ tướng Chính phủ phương án sắp xếp Tổng công ty theo mô hình công ty mẹ - công ty con.

Phương án sắp xếp Tổng công ty theo mô hình công ty mẹ - công ty con:

1. Đối với công ty mẹ: Trong Đề án xây dựng Tập đoàn Dầu khí, Tổng công ty sẽ xem xét khả năng đưa các doanh nghiệp nhà nước sản xuất kinh doanh chủ yếu của Tổng công ty về bộ phận cấu thành công ty mẹ để công ty mẹ thực sự trở thành công ty mẹ sản xuất, kinh doanh, là xương sống của Tập đoàn Dầu khí. Dự kiến các doanh nghiệp này sẽ là: Công ty Tài chính Dầu khí; Công ty Chế

biến và Kinh doanh sản phẩm khí; Công ty Thương mại Dầu khí; Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí; Công ty Đầu tư và Phát triển dầu khí. Đối với các đơn vị nghiên cứu khoa học và đào tạo sẽ được xem xét, tổ chức lại theo hướng tập trung thống nhất khi đủ điều kiện. Trước mắt, giai đoạn 2002-2003 sẽ thành lập Viện Kinh tế Dầu khí (đã trình Chính phủ Đề án xin phép thành lập).

2. Dự kiến các công ty con sẽ gồm: (i) Các doanh nghiệp còn lại sau khi cổ phần hóa bộ phận và chuyển thành công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên; (ii). Các công ty liên doanh mà Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nắm giữ bằng hoặc lớn hơn 50% vốn góp.

Kiến nghị của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được Văn phòng Chính phủ gửi Công văn số 6003/VPCP-ĐMDN ngày 25-10-2002 lấy ý kiến góp ý của các bộ: Kế hoạch và Đầu tư, Tài chính, Nội vụ, Lao động - Thương binh và Xã hội, và Ban Kinh tế Trung ương.

Phúc đáp Công văn số 1331/VPCP-ĐMDN ngày 21-3-2003 của Văn phòng Chính phủ về "Đề án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam", ngày 4-4-2003 Hội đồng Quản trị Tổng công ty đã gửi Công văn số 543/CV-HĐQT trình "Báo cáo bổ sung Đề án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam".

Theo "Báo cáo bổ sung" tại Công văn này, đề xuất của Hội đồng Quản trị Tổng công ty có sự thay đổi.

Báo cáo bổ sung ngày 4-4-2003 của Tổng công ty Dầu khí (lược trích):

1. Các doanh nghiệp nhà nước cần giữ nguyên 100% vốn nhà nước, gồm:

STT	Đơn vị	Số vốn nhà nước hiện có (tỷ đồng)
1	Công ty Thăm dò và Khai thác dầu khí (PVEP)	2.753,423
2	Công ty Đầu tư và Phát triển dầu khí (PIDC)	62,106
3	Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm khí (PVGC)	2.877,491
4	Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim)	491,787
5	Công ty Tài chính Dầu khí (PVFC)	100,000
6	Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC)	379,678
7	Công ty Khoan và Dịch vụ khoan dầu khí (PV Drilling)	100,000
8	Công ty Vận tải Dầu khí (PV Trans)	100,000
9	Công ty Phân đạm và Hóa chất dầu khí (PVFCCo)	3.240,000

Trong số các doanh nghiệp này, các đơn vị sau đây được thí điểm chuyển thành công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên:

STT	Đơn vị	Thời gian thực hiện
1	Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC)	2003
2	Công ty Vận tải Dầu khí (PV Trans)	2004

2. Thành lập mới:

STT	Đơn vị	Thời gian thực hiện
1	Công ty Chứng khoán Dầu khí	2005
2	Viện Kinh tế Dầu khí	2004

3. Các đơn vị sẽ cổ phần hóa bộ phận:

STT	Đơn vị/vốn (tỷ đồng)	Các bộ phận sẽ cổ phần hóa	Cổ phần Nhà nước nắm giữ (%)	Thời gian tiến hành
1	Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí (Petrosetco)/193,093	1. Khách sạn Dầu khí Vũng Tàu 2. Trung tâm Dịch vụ dầu khí Thanh Đa	0 60	2003 2004
2	Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí (PVECC)/210,59	1. Xí nghiệp Sửa chữa các công trình dầu khí	70	2004
3	Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu (PVPDC)/183,410	1. Xí nghiệp Xăng dầu Dầu khí Vũng Tàu 2. Xí nghiệp Xăng dầu Dầu khí Thành phố Hồ Chí Minh	70 70	2004 2005
4	Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí (DMC)/78,045	1. Xí nghiệp Dầu khí Quảng Ngãi	70	2004
5	Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí (PV Eng)/33,273	1. Xí nghiệp Khảo sát	70	2005

4. Các công ty cổ phần hóa toàn bộ:

STT	Đơn vị	Vốn (tỷ đồng)	Tỷ lệ cổ phần Nhà nước nắm giữ (%)	Thời gian tiến hành
1	Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PV Insurance)	50,025	70	2004

Về nâng cao hiệu quả và sức cạnh tranh của doanh nghiệp nhà nước, tại Văn bản số 08/2003/CT-TTg ngày 4-4-2003, Thủ tướng Chính phủ đã chỉ thị: *Đẩy mạnh sắp xếp, đổi mới, phát triển và nâng cao hiệu quả doanh nghiệp nhà nước; phê duyệt và triển khai thực hiện khẩn trương phương án tổng thể sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp nhà nước; tập trung chỉ đạo, kiện toàn nâng cao hiệu quả hoạt động của các Tổng công ty, đẩy mạnh thực hiện cổ phần hóa các doanh nghiệp nhà nước đã được phê duyệt.*

Kiên quyết thực hiện sáp nhập, giải thể, phá sản theo quy định của pháp luật đối với những doanh nghiệp kinh doanh thua lỗ kéo dài; đẩy mạnh việc xử lý nợ tồn đọng, lao động dôi dư nhằm lành mạnh hóa, minh bạch hóa tài chính, tạo điều kiện thuận lợi cho chuyển đổi sở hữu doanh nghiệp nhà nước. Đối với những doanh nghiệp đủ điều kiện duy trì là doanh nghiệp nhà nước nắm giữ 100% vốn, phải tập trung kiện toàn tổ chức quản lý, đẩy mạnh đầu tư phát triển theo chiến lược, quy hoạch, kế hoạch đã được phê duyệt; sửa đổi bổ sung cơ chế, chính sách, mô hình tổ chức quản lý, để nâng cao tính tự chủ, năng động, có hiệu quả và tự chịu trách nhiệm của các doanh nghiệp nhà nước trong cơ chế thị trường.

Thực hiện Chỉ thị của Thủ tướng Chính phủ, trên cơ sở Kết luận tại cuộc họp ngày 28-8-2003 của Ban Chỉ đạo đổi mới và phát triển doanh nghiệp của Chính phủ về "Đề án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam", ngày 15-9-2003, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã gửi Công văn số 2444/CV-HĐQT trình Thủ tướng Chính phủ "Báo cáo bổ sung, sửa đổi Đề án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2003-2005".

Phương án đề xuất ngày 15-9-2003 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam:

1. Các doanh nghiệp nhà nước cần giữ nguyên 100% vốn nhà nước, gồm:

STT	Đơn vị	Số vốn nhà nước hiện có (tỷ đồng)
1	Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP)	2.753,423
2	Công ty Đầu tư Phát triển Dầu khí (PIDC)	62,106
3	Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm khí (PV Gas)	2.877,491
4	Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim)	491,787
5	Công ty Tài chính Dầu khí (PVFC)	100,000
6	Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PV Insurance)	54,025
7	Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC)	379,678
8	Công ty Phân đạm và Hóa chất dầu khí (PVFC Co)	3.240,000

Trong số các doanh nghiệp này, đơn vị sau đây được thí điểm chuyển thành Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên:

STT	Đơn vị	Thời gian tiến hành
1	Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PV Insurance)	2003, đầu năm 2004

Đối với các công ty còn lại, Tổng công ty sẽ nghiên cứu, xem xét và quyết định chuyển đổi thành Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên vào các năm tiếp theo.

2. Các công ty sẽ cổ phần hóa:

Căn cứ tình hình thực tế của các doanh nghiệp, Tổng công ty sẽ tiến hành cổ phần hóa từng bộ phận và tiến tới cổ phần hóa toàn bộ các đơn vị sau:

STT	Đơn vị/Vốn (tỷ đồng)	Số cổ phần Nhà nước nắm giữ (%)	Thời gian tiến hành
1	Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí (PVECC)/210,590	Chi phối	2004
2	Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí (PV Eng)/33,273	Chi phối	2004
3	Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu mỏ (PVPDC)/183,410	Chi phối	2004
4	Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí (Petrosetco)/193,093	Chi phối	2005
5	Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC)/78,045	Chi phối	2005
6	Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC)/379,678	Chi phối	Sau 2005
7	Công ty Khoan và Dịch vụ khoan dầu khí (PVD)/100,000	Chi phối	Sau 2005
8	Công ty Vận tải Dầu khí (PV Trans)/100,000	Chi phối	Sau 2005

Ngày 16-9-2003, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trình Thủ tướng Chính phủ "Báo cáo sơ kết hai năm thực hiện Nghị quyết Trung ương ba khóa IX về tiếp tục sắp xếp, đổi mới, phát triển và nâng cao hiệu quả doanh nghiệp nhà nước của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam". Sau khi đã giải trình chi tiết về tình hình triển khai thực hiện "Đề án tổng thể sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp nhà nước thuộc

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam", một lần nữa Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ: sớm phê duyệt Đề án tổng thể sắp xếp doanh nghiệp nhà nước tại Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2002-2005 để Tổng công ty có cơ sở triển khai thực hiện.

Ngày 18-11-2003, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt "Phương án tổng thể sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp nhà nước trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đến năm 2005".

Quyết định số 246/2003/QĐ-TTg ngày 18-11-2003 của Thủ tướng Chính phủ (Lược trích):

Điều 1: Phê duyệt "Phương án tổng thể sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp nhà nước trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đến năm 2005" như sau:

I. Doanh nghiệp mà Nhà nước tiếp tục nắm giữ 100% vốn:

1. Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí;
2. Công ty Đầu tư Phát triển Dầu khí;
3. Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm khí;
4. Công ty Thương mại Dầu khí;
5. Công ty Tài chính Dầu khí;
6. Công ty Vận tải Dầu khí;
7. Công ty Phân đạm và Hóa chất dầu khí;
8. Công ty Bảo hiểm Dầu khí.

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam lựa chọn một số doanh nghiệp trên đã có đủ điều kiện để chuyển thành công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên.

II. Doanh nghiệp nhà nước thực hiện cổ phần hóa, Nhà nước giữ trên 50% tổng số cổ phần của doanh nghiệp:

Thực hiện năm 2004:

1. Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí;
2. Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí;
3. Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu mỏ.

Thực hiện năm 2005:

1. Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí;
2. Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí;
3. Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí;
4. Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí.

Để triển khai Quyết định của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thành lập Ban Đổi mới doanh nghiệp (năm 2003) để tham mưu cho lãnh đạo Tổng công ty thực hiện cổ phần hóa các đơn vị thành viên. Đồng thời để chuẩn bị tiến hành cổ phần hóa giai đoạn tiếp theo (sau năm 2005), ngày 4-12-2003 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành Công văn số 3011/CV-TCNSĐT đề nghị Thủ tướng Chính phủ cho phép cổ phần hóa Công ty Bảo hiểm Dầu khí sau năm 2005 (vào thời điểm năm 2003, theo Quyết định số 58/2002/QĐ-TTg về tiêu chí, danh mục phân loại sắp xếp doanh nghiệp nhà nước thì các công ty bảo hiểm chưa thuộc diện cổ phần hóa).

2.2. Tiến hành cổ phần hóa đợt đầu tiên (2004-2005)

Triển khai Quyết định số 246/2003/QĐ-TTg ngày 18-11-2003 của Thủ tướng Chính phủ, với tinh thần tích cực, trong giai đoạn 2004-2005 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành cổ phần hóa 5 đơn vị thành viên, bao gồm:

(i) Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí (PVICCC);

(ii) Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí (PVECC);

(iii) Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC);

(iv) Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling);

(v) Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí (Petrosetco).

Đặc điểm của giai đoạn này là:

- Công tác cổ phần hóa mới bắt đầu triển khai, còn nhiều lúng túng, chưa có kinh nghiệm thực tế, trong khi các văn bản hướng dẫn lại chưa đầy đủ do chuyển tiếp từ việc thực hiện Nghị định 64/2002/NĐ-CP sang thực hiện theo Nghị định số 187/2004/NĐ-CP;

- Các đơn vị đầu tiên tiến hành cổ phần hóa đều là những đơn vị đang gặp nhiều khó khăn trong hoạt động sản xuất, kinh doanh. Các đơn vị xây dựng thì bị tồn đọng nhiều công trình chưa đủ điều kiện thanh toán; còn các đơn vị dịch vụ chuyên ngành thì đang trong giai đoạn đầu tư vốn nên chưa đạt hiệu quả kinh doanh cao;

- Thị trường chứng khoán chưa phát triển nên chưa thu hút được sự quan tâm của các nhà đầu tư mua cổ phần của các doanh nghiệp này.

Để hỗ trợ các đơn vị triển khai phương án cổ phần hoá, từ ngày 9-4-2004 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành Quyết định số 1637/QĐ-

DKVN giao cho Công ty Tài chính Dầu khí làm nhiệm vụ tư vấn, tham gia vào tiến trình đổi mới doanh nghiệp và triển khai các nghiệp vụ cổ phần hoá thông qua việc ký kết các hợp đồng kinh tế với các đơn vị cổ phần hóa.

Với sự hỗ trợ của PVFC, các đơn vị cổ phần hóa đã xây dựng Phương án cổ phần hoá khá bài bản để trình Bộ Công nghiệp phê duyệt. Phương án cổ phần hoá bao gồm các nội dung chính như sau:

Hình thức cổ phần hoá: thường là bán bớt phần vốn nhà nước tại doanh nghiệp.

- Cơ cấu, quy mô vốn điều lệ.
- Giá khởi điểm.
- Nhà đầu tư chiến lược.
- Phương án sản xuất, kinh doanh.
- Phương thức bán cổ phần lần đầu.

Về việc xác định giá trị doanh nghiệp, ban đầu Bộ Công nghiệp đã tổ chức đấu thầu lựa chọn nhà thầu để xác định giá trị doanh nghiệp của Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí, Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí, Công ty Dung dịch khoan và Hoá phẩm dầu khí. Tuy nhiên, sau đó đã phát sinh một số vướng mắc về ký kết hợp đồng và ký biên bản hồ sơ xác định giá trị doanh nghiệp giữa các doanh nghiệp cổ phần hoá với các nhà thầu, làm chậm tiến độ thực hiện Kế hoạch cổ phần hoá năm 2004, nên ngày 9-3-2005, Bộ Công nghiệp đã có Công văn số 1144/CV-TCKT gửi các Tổng công ty 90 và Tổng công ty 91 hướng dẫn tổ chức chỉ định thầu thực hiện xác định giá trị doanh nghiệp để cổ phần hoá, phù hợp với Nghị định số 187/2004/NĐ-CP ngày 24-12-2004 của Chính phủ và Thông tư số 126/2004/TT-BTC ngày 24-12-2004 của Bộ Tài chính, theo đó các doanh nghiệp cổ phần hoá và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có công văn đề xuất từ 1 đến 3 nhà thầu (trong danh sách hàng năm do Bộ Tài chính công bố) đề nghị Bộ Công nghiệp phê duyệt được chỉ định thầu xác định giá trị doanh nghiệp để cổ phần hoá cho đơn vị mình. Hội đồng chỉ định thầu của Bộ Công nghiệp (do Bộ Công nghiệp thành lập) sẽ tổ chức xét thầu theo quy trình quy định và sau khi có quyết định chỉ định thầu của Bộ Công nghiệp, doanh nghiệp cổ phần hoá ký hợp đồng xác định giá trị doanh nghiệp. Các tổ chức xác định giá trị doanh nghiệp có trách nhiệm phối hợp với các doanh nghiệp kiểm kê, phân loại tài sản và thực hiện việc xác định giá trị doanh nghiệp theo quy định và phải chịu trách nhiệm về kết quả xác định giá trị doanh nghiệp của mình.

Trên cơ sở giá trị doanh nghiệp được xác định phù hợp với các quy định hiện hành và các văn bản pháp quy có liên quan, Bộ Công nghiệp, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có các Quyết định về công bố giá trị doanh nghiệp của các đơn vị thành viên Tổng công ty Dầu khí Việt Nam để các doanh nghiệp tiến hành cổ phần hóa.

Năm 2004, hai đơn vị thành viên được tiến hành cổ phần hóa, là:

(i) Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí (PVICCC): giá trị thực tế của doanh nghiệp: 116.975.311.329 đồng; trong đó giá trị thực tế phần vốn nhà nước: 57.293.270.171 đồng[1].

Ngày 8-12-2004, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp đã quyết định chuyển Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí thành *Công ty cổ phần Tư vấn đầu tư và Thiết kế dầu khí (PV Enginering)* với vốn điều lệ là 25 tỷ đồng[2]. Nhà nước nắm giữ 51% vốn điều lệ. Đến ngày 30-5-2005 trên cơ sở thực tế bán đấu giá, Bộ Công nghiệp đã có sửa đổi tỷ lệ cổ phần Nhà nước nắm giữ là 74,8% vốn điều lệ, tỷ lệ bán ưu đãi cho người lao động trong công ty là 13,04% vốn điều lệ[3].

(ii) Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí (PVECC): Giá trị thực tế của doanh nghiệp: 999.619.462.526 đồng, trong đó giá trị thực tế phần vốn nhà nước: 240.438.869.972 đồng[4].

Ngày 17-3-2005, Bộ Công nghiệp đã phê duyệt phương án và chuyển Công ty Thiết kế và Xây dựng dầu khí (PVECC) thành *Công ty cổ phần Xây lắp Dầu khí (PV Contruction)* với vốn điều lệ là 150 tỷ đồng[5]. Nhà nước nắm giữ 51% vốn điều lệ. Ngày 20-10-2005, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp đã sửa đổi khoản 4 Điều 1 của Quyết định số 943/QĐ-TTg ngày 17-3-2005 theo đó số cổ phần Nhà nước chiếm 90,03% vốn điều lệ; cổ phần ưu đãi cho người lao động trong doanh nghiệp chiếm 9,49% vốn điều lệ[6].

Năm 2005, tiến hành cổ phần hóa 3 đơn vị, là:

(i) Công ty Dung dịch khoan và Hoá phẩm Dầu khí (DMC): Giá trị thực tế của doanh nghiệp 221.691.871.640 đồng[7].

1. Quyết định số 2759/QĐ-TCKT.
2. Quyết định số 165/2004/QĐ-BCN.
3. Quyết định số 24/2005/QĐ-BCN.
4. Quyết định số 2850/QĐ-TCKT.
5. Quyết định số 943/QĐ-TCCB.
6. Quyết định số 3478/QĐ-TCCB.
7. Quyết định số 206/QĐ-BCN.

Ngày 28-4-2005, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp đã phê duyệt phương án và chuyển Công ty Dung dịch khoan và Hoá phẩm Dầu khí thành Công ty cổ phần Dung dịch khoan và Hoá phẩm Dầu khí với tỷ lệ nắm giữ vốn điều lệ của Nhà nước là 51%[1].

Cũng trong ngày 28-4-2005, trên cơ sở thực tế bán đấu giá cổ phần, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp đã sửa đổi khoản 4, khoản 6 Điều 1 của Quyết định số 1544/QĐ-TCCB ngày 28-4-2005 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp theo đó Nhà nước nắm giữ 82,5% vốn điều lệ[2].

> Ngày 28-6-2007, Bộ Công nghiệp đã xác định giá trị phần vốn nhà nước và phê duyệt quyết toán công tác cổ phần hoá của Công ty Dung dịch khoan và Hoá phẩm Dầu khí tại thời điểm chuyển sang công ty cổ phần, theo đó giá trị thực tế của doanh nghiệp là 237.670.968.307 đồng, trong đó giá trị thực tế phần vốn nhà nước tại doanh nghiệp là 176.736.332.288 đồng[3].

(ii) Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling): Giá trị thực tế của doanh nghiệp: 316.040.732.357 đồng, trong đó giá trị thực tế phần vốn nhà nước: 131.609.463.421 đồng.

Ngày 20-10-2005, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp đã phê duyệt phương án và chuyển Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí thành *Công ty cổ phần Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling)* với vốn điều lệ 680 tỷ đồng chẵn, Nhà nước nắm giữ 51% vốn điều lệ, số cổ phần bán ưu đãi cho người lao động trong công ty chiếm 0,69% vốn điều lệ[4].

(iii) Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí (Petrosetco): Giá trị thực tế của doanh nghiệp: 273.140.642.712 đồng, trong đó, giá trị thực tế phần vốn Nhà nước 226.053.239.939 đồng[5].

Công tác cổ phần hóa của công ty này được bắt đầu từ tháng 3-2005, tới 26-9-2005 đã xác định xong giá trị doanh nghiệp như đã nêu ở trên. Tiếp theo, ngày 5-5-2006, Bộ Công nghiệp đã phê duyệt phương án và chuyển Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí thành *Công ty cổ phần Dịch vụ Du lịch Dầu khí (Petrosetco)* theo đó Nhà nước nắm giữ 51% vốn điều lệ. Số cổ phần bán ưu đãi cho người lao động trong công ty chiếm 5,89% vốn điều lệ[6].

---

1. Quyết định số 1544/QĐ-TCCB.
2. Quyết định số 2715/QĐ-BCN.
3. Quyết định số 2229/QĐ-BCN.
4. Quyết định số 3477/QĐ-BCN.
5. Quyết định số 3004/QĐ-BCN.
6. Quyết định số 1148/QĐ-BCN.

Kết quả cổ phần hóa trong các năm 2004, 2005 cho thấy: (i) 3 trong 5 đơn vị không bán hết được số cổ phần chào bán ra thị trường (Nhà nước vẫn phải nắm giữ tỷ lệ lớn trong vốn điều lệ là: PV Enginering - 74%, PV Construction - 90%, DMC - 82,5%); 02 đơn vị (Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí và Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí) chậm một năm (thực hiện trong năm 2006).

Công ty PV Drilling là công ty duy nhất bán hết số cổ phần chào bán ra thị trường và tỷ lệ vốn nhà nước tại doanh nghiệp là 51% theo đúng phương án cổ phần hóa được duyệt. Tuy nhiên, phải đến năm 2006 mới hoàn thành thủ tục cổ phần hóa. Ngày 28-12-2006, Bộ Công nghiệp đã xác định lại giá trị doanh nghiệp và phê duyệt quyết toán công tác cổ phần hoá của Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí tại thời điểm chuyển sang công ty cổ phần. Theo đó, giá trị thực tế phần vốn Nhà nước tại thời điểm chuyển sang công ty cổ phần là 708.372.259.787 đồng[1].

Năm 2006, công tác cổ phần hóa đã có được kết quả khả quan nhờ một số kinh nghiệm đúc kết từ những đơn vị đã cổ phần hóa trong ngành, bên cạnh đó các cơ quan quản lý nhà nước cũng đã có những văn bản hướng dẫn cụ thể tạo điều kiện cho đơn vị cổ phần hóa triển khai thuận lợi hơn. Mặt khác, các đơn vị tiến hành cổ phần hóa phần lớn đều là những đơn vị hoạt động tốt, có thương hiệu mạnh trên thị trường; thị trường chứng khoán bắt đầu phát triển, thu hút được sự quan tâm của các nhà đầu tư mua cổ phần của các doanh nghiệp này, nên việc tiến hành cổ phần hóa các đơn vị trong năm 2006 đã có nhiều thuận lợi. Ngoài việc hoàn tất công tác cổ phần hóa của các công ty: Dịch vụ Du lịch Dầu khí (Petrosetco); Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling), và Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC) đã được tiến hành từ năm 2005; năm 2006 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành cổ phần hóa thêm 03 đơn vị thành viên là:

(i) Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC): Ngày 7-7-2006, Bộ Công nghiệp đã phê duyệt phương án và chuyển Công ty Dịch vụ kỹ thuật Dầu khí thành Công ty cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí, Nhà nước nắm giữ 60% vốn điều lệ, số cổ phần bán ưu đãi cho người lao động trong công ty là 2,7% vốn điều lệ.

(ii) Công ty Vận tải Dầu khí (PV Trans): Giá trị thực tế của doanh nghiệp: 799.088.918.055 đồng, trong đó giá trị thực tế phần vốn nhà nước là 470.192.357.590 đồng[2]. Ngày 1-12-2006, Bộ Công nghiệp đã phê duyệt phương án và chuyển Công

1. Quyết định số 2812/QĐ-BCN
2. Quyết định số 2724/QĐ-BCN.

ty Vận tải Dầu khí thành Công ty cổ phần Vận tải Dầu khí, theo đó vốn điều lệ của Công ty là 720 tỷ đồng. Nhà nước nắm giữ 60% vốn điều lệ, số cổ phần bán ưu đãi cho người lao động trong công ty là 0,2 % vốn điều lệ[1].

(iii) Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PVI): Giá trị của Công ty Bảo hiểm Dầu khí tại thời điểm 31-12-2005 là 676.170.588.340 đồng, trong đó, giá trị thực tế phần vốn nhà nước là 362.812.218.470 đồng[2]. Ngày 5-12-2006, Bộ Công nghiệp đã phê duyệt phương án chuyển Công ty Bảo hiểm Dầu khí thành Tổng công ty cổ phần Bảo hiểm Dầu khí Việt Nam, theo đó số cổ phần của Nhà nước chiếm 70% vốn điều lệ, số cổ phần bán cho người lao động trong công ty là 0,54% vốn điều lệ. Vốn điều lệ 500 tỷ đồng[3].

Năm 2006, số cổ phần chào bán ra thị trường của cả 4 đơn vị cổ phần hóa đều được bán hết, tỷ lệ vốn nhà nước tại doanh nghiệp từ 51-70% theo đúng phương án cổ phần hóa được duyệt. Đặc biệt vào quý IV-2006 khi thị trường chứng khoán tăng trưởng mạnh, 2 công ty bán đấu giá cổ phần (PVI và PV Trans) đều thu hút được một số lượng lớn nhà đầu tư tham gia, số lượng cổ phần chào bán được bán hết với giá trúng thầu bình quân của PVI gấp 16 lần mệnh giá, của PV Trans gấp 8 lần mệnh giá.

3. Đề án xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

Triển khai Nghị quyết Hội nghị lần thứ ba Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa IX, ngày 8-2-2002 Thủ tướng Chính phủ đã ra Chỉ thị 04/2002/CT-TTg cho phép thí điểm thành lập tập đoàn kinh doanh dầu khí, viễn thông, điện lực, xây dựng. Ngày 19-3-2002, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam quyết định thành lập Ban Chỉ đạo xây dựng Đề án Tập đoàn Dầu khí. Triển khai quyết định này, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thành lập Ban soạn thảo *"Đề án đổi mới tổ chức quản lý Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thành Tập đoàn Dầu khí mạnh"* để thực thi: (i) Quyết định số 246/2003/QĐ-TTg ngày 28-11-2003 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt "Đề án tổng thể sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp nhà nước trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam"; (ii) Nghị định số 153/2004/NĐ-CP, ngày 9-8-2004 của Chính phủ về tổ chức, quản lý tổng công ty nhà nước và chuyển đổi tổng công ty nhà nước, công ty nhà nước độc lập theo mô hình công ty mẹ - công ty con.

1. Quyết định số 3460/QĐ-BCN.
2. Quyết định số 3434/QĐ-BCN.
3. Quyết định số 3484/QĐ-BCN.

Ngày 28-4-2004, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành Quyết định số 592/QĐ-HĐQT về việc kiện toàn Ban soạn thảo *"Đề án đổi mới tổ chức và hoạt động Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thành Tập đoàn Dầu khí"*.

Thành phần Ban soạn thảo Đề án xây dựng Tập đoàn Dầu khí:

1. Trần Ngọc Cảnh, Tổng Giám đốc, Chủ nhiệm Đề án;
2. Nguyễn Đăng Liệu, Phó Tổng Giám đốc, Phó Chủ nhiệm Đề án;
3. Hoàng Văn Hoan, Phó Tổng Giám đốc, Phó Chủ nhiệm Đề án;
4. Phan Thị Hòa, Uỷ viên Hội đồng Quản trị, Ủy viên;
5. Đỗ Văn Đạo, Uỷ viên Hội đồng Quản trị, Ủy viên;
6. Lê Xuân Vệ, Phó ban phụ trách Ban Đổi mới doanh nghiệp, Ủy viên;
7. Lương Đức Hảo, Trưởng ban Tổ chức, nhân sự, đào tạo, Ủy viên;
8. Đỗ Đình Khải, Trưởng ban Tài chính - Kế toán, Ủy viên;
9. Hoàng Phổ, Trưởng ban Lao động - tiền lương và chế độ chính sách, Ủy viên.

Các chuyên gia cố vấn gồm:

1. Nguyễn Minh Thông, Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ;
2. Phạm Viết Muôn, Vụ trưởng Vụ Đổi mới và Phát triển doanh nghiệp - Văn phòng Chính phủ;
3. Nguyễn Văn Đặng, Phó Trưởng ban Ban Kinh tế Trung ương;
4. Đinh Văn Ân, Viện trưởng Viện Nghiên cứu Quản lý Kinh tế Trung ương;
5. Trần Tiến Cường, Trưởng ban Doanh nghiệp - Viện Nghiên cứu Quản lý Kinh tế Trung ương.

Ngày 11-10-2004 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội thảo về định hướng mô hình tổ chức Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Kết thúc Hội thảo, trên cơ sở các ý kiến đóng góp của các đại biểu tham dự Hội thảo, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Chủ nhiệm Đề án Trần Ngọc Cảnh đã có ý kiến kết luận Hội thảo và thông qua kế hoạch chỉnh sửa, bổ sung nội dung Đề án; phân công việc thực hiện tiếp theo cho các thành viên Ban soạn thảo Đề án[1].

Ngày 24-3-2006, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 646/TTr-DKVN trình Thủ tướng Chính phủ, Ban Kinh tế Trung ương và các bộ, ngành liên quan về việc xin phê duyệt *"Đề án hình thành Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và thành lập công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam"*.

1. Công văn số 5415/ĐMDN ngày 18-10-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Sau khi có ý kiến góp ý, bổ sung của Ban Kinh tế Trung ương và các bộ, ngành, ngày 22-6-2006 Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Tờ trình số 1635/TTr-DKVN báo cáo Thủ tướng Chính phủ về việc giải trình, tiếp thu ý kiến đóng góp của các bộ, ngành vào *"Đề án hình thành Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam..."*.

Trên cơ sở xem xét kiến nghị của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, sau khi có ý kiến của Ban Kinh tế Trung ương, các bộ, ngành liên quan, ngày 19-8-2006, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đã ký Quyết định số 198/2006/QĐ-TTg phê duyệt *"Đề án thành lập Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam"* và Quyết định số 199/2006/QĐ-TTg thành lập *"Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam"*.

Ngày 27-12-2006, Thủ tướng Chính phủ đã bổ nhiệm thành viên và thành viên kiêm nhiệm Hội đồng Quản trị Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam[1], gồm: (i) ông Đinh La Thăng, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, giữ chức Chủ tịch Hội đồng Quản trị Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; (ii) ông Trần Ngọc Cảnh, Ủy viên Hội đồng Quản trị - Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; (iii) bà Phan Thị Hòa, Ủy viên Hội đồng Quản trị - Trưởng ban Kiểm soát Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị - Trưởng ban Kiểm soát Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; (iv) ông Đỗ Văn Đạo, Ủy viên Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; (v) ông Hoàng Xuân Hùng, Trưởng ban Chế biến dầu khí Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị Công ty mẹ -Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; (vi) ông Bùi Xuân Khu, Thứ trưởng Bộ Công nghiệp giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; (vii) ông Trần Xuân Hà, Thứ trưởng Bộ Tài chính, giữ chức Ủy viên Hội đồng Quản trị Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

1. Quyết định số 1686/QĐ-TTg ngày 27-12-2006.

CHƯƠNG 6

LỰA CHỌN ĐỐI TÁC ĐẦU TƯ

I. ĐÀM PHÁN SỬA ĐỔI HIỆP ĐỊNH DẦU KHÍ VIỆT – XÔ NĂM 1981

Với những kết quả khai thác dầu đã đạt được đối với mỏ Bạch Hổ và những phát hiện dầu khí mới ở hai mỏ Rồng và Đại Hùng, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã có đóng góp lớn cho sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam. Tuy nhiên, văn bản pháp lý làm nền tảng cho sự ra đời của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là Hiệp định Liên Chính phủ Việt Nam – Liên Xô về việc thành lập Xí nghiệp Liên doanh, được hai Phía Việt Nam và Liên Xô ký kết tại Mátxcơva ngày 19-6-1981 và sau đó là Nghị định thư được đại diện hai chính phủ ký tại Vũng Tàu ngày 25-10-1985 để triển khai Hiệp định khung về hợp tác tiến hành thăm dò địa chất và khai thác dầu khí ở thềm lục địa phía Nam Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam được ký kết tại điện Kremli, Mátxcơva, ngày 3-7-1980 giữa hai chính phủ lại có nhiều vấn đề cần phải được chính phủ hai nước xem xét sửa đổi nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; đồng thời bảo đảm quyền lợi chính đáng của Việt Nam là nước sở hữu tài nguyên dầu khí, trên cơ sở pháp luật của hai nước và phù hợp với tập tục dầu khí quốc tế. Các Hiệp định này được ký kết trong khi hai nước đang thực hiện quản lý kinh tế theo cơ chế tập trung quan liêu, bao cấp, khi nền kinh tế Việt Nam đang trong giai đoạn cực kỳ khó khăn do vừa trải qua cuộc chiến chống ngoại xâm kéo dài trên 30 năm, lại phải đương đầu với những khó khăn mới như: chiến tranh biên giới, cấm vận của Chính phủ Mỹ và sự phá hoại của các thế lực thù địch bên ngoài khác; đồng thời phải giải quyết các tồn tại về kinh tế - xã hội do nóng vội trong việc thực hiện một số chủ trương về phát triển kinh tế. Do vậy, Hiệp định năm 1981 được ký kết với các nội dung

mang tính bao cấp đối với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; đồng thời Hiệp định cũng có một số điều khoản bất lợi cho Việt Nam, với tư cách là quốc gia có tài nguyên dầu khí, cũng là điều dễ hiểu. Ngay trước khi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 được ký kết, phía Việt Nam cũng đã nhận thức được vấn đề, kể cả trong số các cán bộ lãnh đạo cấp cao, như nhận xét của Tổng cục Dầu khí "*tuy Tổng cục Dầu khí đã trình bày những điểm bất hợp lý và không có lợi, các đồng chí cấp trên quyết định cứ ký cốt nhằm tranh thủ Liên Xô bỏ vốn và đưa kỹ thuật vào làm ở ta; sau này khi nào có điều kiện và cần thiết ta sẽ trao đổi lại với Liên Xô*"[1]. Nhưng phải đến năm 1987, sau khi hai bên đã ký "Hiệp định về những nguyên tắc cơ bản thành lập và hoạt động của các xí nghiệp liên doanh, các liên hiệp và tổ chức quốc tế giữa Chính phủ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết" (gọi tắt là Hiệp định khung về hợp tác Việt - Xô) ngày 29-10-1987, và đặc biệt là sau khi Quốc hội Việt Nam thông qua Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam, ngày 29-12-1987, thì vấn đề sửa đổi Hiệp định Liên Chính phủ Việt Nam - Liên Xô, ký ngày 19-6-1981 thành lập Xí nghiệp Liên doanh Việt - Xô và Nghị định thư ký ngày 25-10-1985 mới chính thức được đặt ra.

Ngày 11-3-1989, thực hiện biên bản khóa họp lần thứ 14 Ủy ban Liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - khoa học kỹ thuật Việt Nam - Liên Xô (Hà Nội, ngày 3-2-1989), tại Công văn số 11/HTQT-TM, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí đã gửi Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng Tờ trình về sửa đổi Hiệp định liên doanh dầu khí với Liên Xô. Ngoài các nội dung khác, tờ trình đã có một số đánh giá về nội dung Hiệp định Dầu khí Việt - Xô ngày 19-6-1981 và nhận định về hiệu quả của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro căn cứ quan điểm và các số liệu tính toán của hai phía Việt Nam và Liên Xô năm 1989.

> "... 2. Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 về căn bản không phù hợp với Hiệp định khung Liên Chính phủ Việt - Xô ký năm 1987 và Luật Đầu tư nước ngoài của ta. Hiệp định này, ở nhiều vấn đề cơ bản, trái với thông lệ quốc tế về hợp tác dầu khí. So với các luật và quy chế của Liên Xô cũng không phù hợp (Luật Xí nghiệp của Liên Xô ban hành tháng 7-1987; nghị định của Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô về Xí nghiệp Liên doanh, thay cho Luật Đầu tư, ban hành tháng 1-1987). Xét một cách cụ thể, Hiệp định năm 1981 không đáp ứng được 14 điều trong 26 điều của Hiệp định khung, 09 điều trái với Luật Đầu tư nước ngoài của ta và 11 điều không phù hợp với Luật Liên Xô, đó là:

1. Công văn số 16/DK-HTQT-TM ngày 6-4-1987 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam gửi Lãnh đạo Đảng và Chính phủ Việt Nam.

Thứ nhất: thời gian của Hiệp định không thời hạn (Điều 1).

Thứ hai: không gian hoạt động rất rộng:

- Khảo sát địa vật lý trên toàn bộ thềm lục địa Việt Nam (Điều 6).

- Thăm dò khai thác trên 7 lô, rộng trên 53.000 km^2 với trữ lượng dự đoán khoảng 64% tổng trữ lượng phía Nam. Thực tế, sau 8 năm Xí nghiệp Liên doanh mới khoan thăm dò 4/67 cấu tạo. Chưa thăm dò hoàn chỉnh một mỏ nào (kể cả mỏ Bạch Hổ). Với tiến độ như hiện nay, sau vài chục năm Xí nghiệp Liên doanh cũng chưa thể thăm dò xong khu vực trên.

- Không có điều khoản thu hồi diện tích qua từng thời kỳ để quay vòng thăm dò khai thác. Toàn bộ diện tích nếu Liên doanh không khai thác thì Nhà nước ta không có quyền thu hồi, nói cách khác là ta không có điều kiện để tự mình thăm dò hoặc giao cho bất cứ ai tiến hành thăm dò khai thác các dự trữ này. Kinh nghiệm cho thấy, Liên Xô chỉ quan tâm các mỏ lớn mà sẽ bỏ các mỏ nhỏ là những đối tượng chính của ta.

Thứ ba: hiệp định năm 1981 hoàn toàn không chú ý tới quyền lợi Việt Nam là nước chủ tài nguyên. Việt Nam không những không có quyền lợi gì mà trái lại phải có nghĩa vụ cấp đất và bảo vệ các công trình trên bờ, ngoài biển (các Điều 1, 2, 14 và 15).

Thứ tư: điều bất hợp lý lớn nhất của Hiệp định năm 1981 là Xí nghiệp Liên doanh không chịu trách nhiệm về sự làm ăn kém hiệu quả, thua lỗ của mình. Mọi thua lỗ Phía Việt Nam phải gánh chịu, còn Phía Liên Xô vẫn thu được một nửa lợi nhuận tự do, không dưới 15% vốn đầu tư đã bỏ ra; và vốn đầu tư càng lớn thì thu lợi nhuận càng lớn.

Với đầu tư đến nay, tính tròn là 1 tỷ rúp và sản lượng năm nay dự kiến là 1,5 triệu tấn, tính ra mỗi tấn dầu phải chịu 1 khoản lãi tự do là 100 rúp, trong khi giá thành khai thác đã lên tới 67,5 rúp/tấn. Nếu tính thêm 6% trích lập 3 quỹ xí nghiệp, thì giá xuất xưởng mỗi tấn dầu lên tới 175 rúp (giá thành + 15% lãi tự do + 6% lập 3 quỹ xí nghiệp), như vậy là đắt gần gấp 3 lần giá quốc tế.

Tính toán cho thấy, với cơ chế này, đến năm 2000, khai thác tổng cộng được 41,5 triệu tấn thì phải trả Liên Xô hết 31,5 triệu tấn còn lại 10 triệu tấn không đủ bù đắp chi phí sản xuất, ngoài ra ta còn nợ thêm Liên Xô khoảng 2 tỷ rúp.

Thứ năm: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được hưởng mọi điều kiện bao cấp của xí nghiệp quốc doanh Việt Nam, song không hề bị ràng buộc phải làm bất cứ nghĩa vụ nào với Nhà nước Việt Nam (Điều 3).

Thứ sáu: vật liệu, dịch vụ, công trình Việt Nam ta phải ứng trước vốn ra làm theo giá Nhà nước bao cấp, giao cho Xí nghiệp Liên doanh sử dụng đến nay đã 8 năm chưa thỏa thuận được giá góp vốn (Điều 7, Điều 8).

Thứ bảy: Liên Xô góp vốn và cho ta vay vốn nhưng bằng hiện vật (thông qua việc

cung cấp hàng hóa, know-how, chuyên gia) không theo giá bao cấp mà Nhà nước Liên Xô bán cho các xí nghiệp quốc doanh Liên Xô và cũng cao hơn giá quốc tế rất nhiều (ví dụ khoan giếng đắt 3 lần, mua tàu bè đắt 2-3 lần…). Hàng hóa đưa xuống tàu được góp vốn và tính lãi ngay, đưa sang ta nhiều thứ không dùng được (vật tư ứ đọng năm 1987 lên tới 60 triệu rúp và năm 1988 khoảng 29 triệu rúp). Với cơ chế này Liên Xô càng đưa được nhiều hàng sang càng có lợi.

Thứ tám: Liên Xô cho ta vay rúp lãi 4%/năm cao hơn 2% so với các công trình. Với lãi suất này, chỉ tính nợ gốc đến năm 1990 cộng với lãi phát sinh đến năm 2000 đã tương đương 12,5 triệu tấn dầu. Về ngoại tệ tự do, Liên Xô cho vay với lãi thị trường quốc tế LIBOR + 1,5% phí lên khoảng 11-11,5% và áp dụng tỷ giá 0,66 rúp = 1 USD (1 rúp = 1,61 USD), làm cho ta thiệt hại lớn cả đầu vào và đầu ra (Điều 10 và Điều 12).

Thứ chín: theo Nghị định thư giai đoạn 1981-1985 Liên Xô có nghĩa vụ ứng chi 120 triệu rúp ngoại tệ mạnh (tương đương khoảng 150 triệu USD) nhưng đến tháng 10-1985 mới chi hết 41,5 triệu rúp ngoại tệ mạnh (khoảng 60 triệu USD) thì bạn đã chấm dứt ứng chi và ép ta bán ngay 1 triệu tấn dầu thô lấy ngoại tệ mạnh cho Xí nghiệp Liên doanh hoạt động, thực hiện chính sách lấy dầu nuôi dầu.

Thứ mười: Hiệp định năm 1981 cho phép Xí nghiệp Liên doanh được miễn mọi thứ thuế trực thu và gián thu, không phải làm bất cứ nghĩa vụ gì đối với Nhà nước Việt Nam (Điều 20).

Thứ mười một: không quy định điều kiện giải thể Xí nghiệp Liên doanh và khi giải thể, tài sản (kể cả bất động sản) có quyền bán cho cả người thứ ba (Điều 26).

3. Hiệp định 19-6-1981 và Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh quy định và duy trì tổ chức bộ máy Xí nghiệp cồng kềnh, cơ chế hoạt động bao cấp, không quan tâm và không chịu trách nhiệm đến sản phẩm cuối cùng của mình tức là giá thành một tấn dầu thô. Phía Liên Xô càng góp nhiều vốn vào Xí nghiệp dưới hình thức vật tư, thiết bị, phương tiện, dịch vụ với giá cả áp đặt thì càng có lợi, còn Phía Việt Nam càng đưa nhiều vật tư, xây dựng các công trình trên bờ thì càng phải bù lỗ.

Bạch Hổ là một mỏ lớn (trữ lượng vừa được Ủy ban Trữ lượng hai nước duyệt là 74 triệu tấn) tính tròn theo giá dầu hiện nay 100 USD/tấn thì tổng giá trị mỏ là 7.400 triệu USD, nếu biết làm thì tổng đầu tư chỉ hết tối đa 2,5 tỷ USD (30% giá trị mỏ), song trên thực tế do quản lý kém, thiết bị vật tư nhập vào quá đắt, chất lượng kém và đặc biệt là công nghệ lạc hậu (quá nhiều giàn khoan; thời gian khai thác quá dài) nên cuối cùng hầu như không có hiệu quả (ta mất hết tài nguyên mà vẫn còn nợ). Liên Xô tính, khai thác mỏ Bạch Hổ đến năm 1999 mới có lợi nhuận với điều kiện giá bán 1 tấn dầu thô là 120 rúp chuyển nhượng = 192 USD. Rõ ràng là cơ chế kinh tế quan liêu bao cấp, công nghệ lạc hậu đã làm cho giá thành tăng cao quá mức..."[1].

1. Tờ trình số 11/HTQT-TM ngày 11-3-1989 của Tổng cục Dầu khí Việt Nam gửi Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng về sửa đổi Hiệp định liên doanh dầu khí với Liên Xô.

1. Quá trình chuẩn bị đàm phán

Không kể những trao đổi không chính thức, mang tính chất thăm dò của các chuyên gia hai phía tại các kỳ họp Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và/hoặc tại các đợt thanh, kiểm tra hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, việc đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 được Hội đồng Bộ trưởng Việt Nam chính thức đặt ra sau khi Bộ trưởng Bộ Công nghiệp khí Liên Xô V.S. Chernomyrdin, đại diện Phía Liên Xô gửi Văn thư số 22-1-11/496 ngày 17-7-1987 cho Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng nước ta Phạm Hùng. Nội dung Văn thư, ngoài việc phản ánh những kết quả tốt mà Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã đạt được, đã đề cập nhiều đến những tồn tại, bất cập trong khâu quản lý và điều hành của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có liên quan đến các thỏa thuận giữa hai chính phủ trong các hiệp định và nghị định thư liên quan về dầu khí. Cuối cùng Phía Liên Xô đề nghị hai Phía Việt Nam và Liên Xô xem xét lại một số điều khoản của Hiệp định Dầu khí Việt - Xô ký ngày 19-6-1981.

Đề nghị này của Phía Liên Xô dựa trên "*các kết luận và kiến nghị của đoàn chuyên gia Liên Xô đã sang Việt Nam từ ngày 12-5 đến ngày 25-5-1987*" sau khi làm việc với lãnh đạo và kiểm tra thực tế các hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; đồng thời cũng "*căn cứ báo cáo và kiến nghị của đoàn thanh tra Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô (gồm 1 người ở Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô làm Trưởng đoàn, 1 đại diện Bộ Tài chính, 1 đại diện Ngân hàng Đầu tư xây dựng trung ương Liên Xô) đã sang thanh tra hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô tháng 1-1987…*"[1].

Cũng cần biết rằng, căn cứ Kết luận của Đoàn thanh tra Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô tháng 1-1987 mà hàng loạt cán bộ lãnh đạo chủ chốt của Bộ Công nghiệp khí Liên Xô đã bị kỷ luật với hình thức cách chức hay miễn nhiệm (như: Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp khí V.I. Timonin, Giám đốc Zarubezhneftstroi A.M. Varđanhian, và Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro Ph.G. Arjanov); kể cả việc sau đó, tháng 4-1988, Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô đã quyết định giao cho Bộ Công nghiệp dầu thay Bộ Công nghiệp khí là Phía tham gia Liên Xô trong Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô. Nguyên nhân sâu xa dẫn tới các đợt thanh tra Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro của các đoàn cấp cao của Chính phủ Liên Xô vào nửa đầu năm 1987 là do các kết quả đánh giá về trữ lượng dầu khí của tầng chứa Miocen hạ mỏ Bạch Hổ thấp hơn so với mong muốn ban

1. Công văn số 18/VP-TM ngày 6-5-1987 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Nguyễn Hòa gửi Lãnh đạo Đảng, Nhà nước về việc báo cáo nội dung làm việc với Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

đầu; trong khi đó chưa có kết quả đánh giá về trữ lượng của tầng chứa Oligocen và chưa phát hiện ra tầng chứa dầu khí trong móng nứt nẻ. Nhưng nguyên nhân trực tiếp có thể là do các kiến nghị của ông Ph.G. Arjanov về việc hoàn thiện các hoạt động sản xuất và kinh doanh của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro gửi cho hai Phía Việt Nam và Liên Xô từ năm 1984, khi còn là Chánh kỹ sư Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; và về việc sửa đổi Hiệp định về dầu khí năm 1987, khi là Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Để chuẩn bị cho công tác đàm phán với Phía Liên Xô về sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981, ngày 25-8-1987 Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng đã ban hành Quyết định số 1369/V7 thành lập Tổ công tác, dưới sự chỉ đạo trực tiếp của Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Trần Đức Lương, để nghiên cứu các đề nghị của Phía Liên Xô về hoàn thiện cơ chế hợp tác và đẩy mạnh hoạt động của Liên doanh dầu khí Việt - Xô, dự kiến các phương án đàm phán với đoàn đại biểu Chính phủ Liên Xô (bao gồm cả việc điều chỉnh hiệp định đến những vấn đề cụ thể của kế hoạch 1987-1988).

Tổ công tác của Hội đồng Bộ trưởng bao gồm 10 thành viên:

1. Võ Đông Giang, Chủ nhiệm Ủy ban Kinh tế đối ngoại, Tổ trưởng.
2. Nguyễn Hòa, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí.
3. Hoàng Trọng Đại, Thứ trưởng Bộ Ngoại thương.
4. Ngô Thiết Thạch, Thứ trưởng Bộ Tài chính.
5. Lê Hoàng, Phó Tổng Giám đốc Ngân hàng Nhà nước.
6. Mai Kỷ, Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kế hoạch Nhà nước.
7. Trần Xuân Giá, Phó Chủ nhiệm Ủy ban Vật giá Nhà nước.
8. Phạm Văn Huân, Phó Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng.
9. Một đại diện Ủy ban Xây dựng cơ bản nhà nước.
10. Một đại diện của Bộ Ngoại giao.

Cùng các chuyên viên giúp việc gồm: Lưu Văn Đạt (Viện trưởng Viện Kinh tế, Bộ Ngoại thương), Đào Duy Chữ (Vụ Đối ngoại, Tổng cục Dầu khí), Trần Quân Ngọc và Nguyễn Văn Hinh (Chuyên viên Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng)[1].

Thực hiện chỉ thị của Hội đồng Bộ trưởng, Tổng cục Dầu khí đã tổ chức cuộc họp nghiên cứu Hiệp định dầu khí Việt - Xô năm 1981 giữa hai chính phủ Việt Nam và Liên Xô. Tham dự cuộc họp có đại diện của Văn phòng Hội

1. Công văn số 1369/V7 ngày 25-8-1987 của Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Hồ Ngọc Nhường.

đồng Bộ trưởng, Bộ Tài chính, Bộ Ngoại thương, Ủy ban Vật giá nhà nước, Ủy ban Kế hoạch Nhà nước và ông Đào Thiện Thi. Trong cuộc họp các đại biểu đã trao đổi những vấn đề cần được xem xét lại trong Hiệp định năm 1981 như: quyền và quyền lợi của nước chủ tài nguyên dầu khí, thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, các loại thuế và phí Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải nộp, giá vật tư thiết bị, lãi suất tiền vay, v.v.. Đồng thời, cuộc họp cũng cho rằng, lúc này đặt ra việc sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô là thuận lợi vì Liên Xô đã có một số quyết định mới về việc thành lập xí nghiệp liên doanh trên đất Liên Xô. Cuộc họp đã chính thức đề nghị là: *Đoàn đại biểu Đảng và Chính phủ Việt Nam dự Hội nghị cấp cao nên đặt vấn đề giao các cơ quan có thẩm quyền của hai Phía xem xét lại các điều chủ yếu của các Hiệp định 1980, 1981 cho phù hợp với tinh thần đổi mới tư duy và đổi mới cách làm ăn do Đại hội VI Đảng Cộng sản Việt Nam và Đại hội XXVII Đảng Cộng sản Liên Xô đề ra*[1]. Tổng cục Dầu khí cũng đã có văn bản trình Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng xin ý kiến chỉ đạo về các đề nghị sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981[2].

Về Phía Liên Xô, công tác chuẩn bị cũng đã được tiến hành. Ngày 24-10-1987 Tổng cục Dầu khí Việt Nam đã nhận được thông báo về thành phần đoàn chuyên viên đàm phán Phía Liên Xô, mà Trưởng đoàn là Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp khí Liên Xô L.I. Philimonov[3]. Bản thân Phía Liên Xô trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng đã có sự chuẩn bị và ngày 18-9-1987, Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro Ph.G. Arjanov đã chuyển cho Phía Việt Nam bản kiến nghị sửa đổi, bổ sung Hiệp định năm 1981[4]. Tuy nhiên, việc đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô là một vấn đề lớn, để có thể bắt đầu tiến hành cần phải có sự thỏa thuận của các cấp lãnh đạo Đảng và Chính phủ hai nước Việt Nam và Liên Xô.

Ở cấp Chính phủ hai nước, trong chuyến thăm Việt Nam từ ngày 26-10 đến ngày 29-10-1987 của Đoàn đại biểu Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô do Phó Chủ

1. Biên bản cuộc họp giữa Tổng cục Dầu khí và một số ngành bàn về nội dung một số điều cần thay đổi của Hiệp định và Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.
2. Công văn số 41/HTQT-M ngày 5-10-1987 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Nguyễn Hòa gửi Tổng Bí thư Nguyễn Văn Linh và Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về việc đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô.
3. Công văn số 1603/HTQT ngày 24-10-1987 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Nguyễn Hòa gửi Chủ tịch, các Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng và Uỷ viên Bộ Chính trị, Thường trực Ban Bí thư Đỗ Mười.
4. Công văn số 41/HTQT-M ngày 5-10-1987 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Nguyễn Hòa gửi Tổng Bí thư Nguyễn Văn Linh và Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về việc đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô.

tịch Hội đồng Bộ trưởng V.K. Gusev dẫn đầu, hai Phía Việt Nam và Liên Xô đã ký Biên bản Liên Chính phủ ngày 29-10-1987. Liên quan đến vấn đề đàm phán sửa đổi lại Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981, "*hai bên đã thỏa thuận sẽ cử đoàn chuyên viên sang bàn vào cuối tháng 11 năm nay*"[1]. Việc đàm phán sửa đổi Hiệp định lại được nêu ra và tiếp tục được khẳng định trong biên bản khóa họp 13 Ủy ban Liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - khoa học kỹ thuật Việt Nam - Liên Xô diễn ra tại Thành phố Hồ Chí Minh. Theo biên bản do Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Việt Nam Nguyễn Cơ Thạch và Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô V.K. Gusev ký ngày 27-1-1988, điểm IV.3.1., đã ghi rõ: "*Trước tháng 4-1988, chuyên viên hai Bên sẽ gặp nhau để chuẩn bị đàm phán về các vấn đề này. Thời gian cụ thể sẽ được chính phủ hai nước thỏa thuận theo con đường ngoại giao*"[2].

Ở cấp cao của hai Đảng Cộng sản, công tác đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 đã được đề cập đến trong buổi làm việc giữa Ủy viên Bộ Chính trị, Thường trực Ban Bí thư Đảng Cộng sản Việt Nam Đỗ Mười và Ủy viên Bộ Chính trị, Bí thư Đảng Cộng sản Liên Xô Slyunkov tại Mátxcơva đầu tháng 3-1988.

Ngày 2-3-1988 tại Mátxcơva, đoàn Việt Nam do Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Võ Đông Giang làm Trưởng đoàn đã tiến hành đàm phán với đoàn Liên Xô do Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô L.I. Philimonov làm Trưởng đoàn về sửa đổi Hiệp định năm 1981.

Thành phần đàm phán ngày 2-3-1988 tại Mátxcơva:

Phía Việt Nam:

1. Võ Đông Giang, Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
2. Đào Duy Chữ, Vụ trưởng Vụ Hợp tác quốc tế, Tổng cục Dầu khí.
3. Nguyễn Nhạc, Vụ trưởng, Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng.
4. Nguyễn Văn Khiếu, tham tán, hàm Đại sứ.

Phía Liên Xô:

1. L.I. Philimonov, Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu.
2. A.U. Kotov, Vụ trưởng Vụ Đối ngoại.

---

1. Công văn số 45/DK-HTQT-M ngày 3-11-1987 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Nguyễn Hòa gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về việc Báo cáo kết quả làm việc với Bộ trưởng Bộ Công nghiệp khí Liên Xô.
2. Công văn số 46/HTQT ngày 29-1-1988 của Tổng cục Dầu khí do Vụ trưởng Vụ Hợp tác quốc tế, thừa lệnh Tổng cục trưởng, ký gửi Trưởng đại diện Bộ Công nghiệp khí Liên Xô tại Vũng Tàu I.M. Sidorenko.

3. Shevchuck, Chủ tịch Liên đoàn Dầu nước ngoài.

4. Seremeta, Cục trưởng Dầu biển.

5. O.K. Popov, Phó Vụ trưởng Vụ Đối ngoại.

Hai Bên đã thống nhất nguyên tắc trao đổi Dự thảo Hiệp định sửa đổi trên cơ sở Hiệp định Việt - Xô về những nguyên tắc cơ bản thành lập và hoạt động của các xí nghiệp liên doanh, các liên hiệp và tổ chức quốc tế ký ngày 29-10-1987 giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Liên Xô.

Trong cuộc họp ngày 29-3-1988 Tổ công tác dầu khí của Hội đồng Bộ trưởng, sau khi nghiên cứu Biên bản làm việc giữa Ủy viên Bộ Chính trị, Thường trực Ban Bí thư Đảng Cộng sản Việt Nam Đỗ Mười và Ủy viên Bộ Chính trị, Bí thư Đảng Cộng sản Liên Xô Slyunkov đầu tháng 3-1988 và trao đổi về nội dung các tài liệu do Bộ Kinh tế đối ngoại (Liên Xô) và Tổng cục Dầu khí Việt Nam chuẩn bị, Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Trần Đức Lương, chủ trì cuộc họp, đã kết luận: *"Giao cho Tổng cục Dầu khí chủ trì, cùng với các cơ quan chức năng nghiên cứu sửa đổi, bổ sung một số điểm của Hiệp định liên doanh dầu khí Việt - Xô năm 1981; phải làm khẩn trương để trong ngày 31-3-1988 có văn bản gửi lên Văn phòng Phó Chủ tịch Trần Đức Lương xem xét trước khi trình Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng"*. Thực hiện kết luận nói trên, Tổng cục Dầu khí đã nghiên cứu lại các văn bản: Hiệp định Dầu khí (khung) Việt - Xô ký ngày 3-7-1980 và các Phụ lục kèm theo, Hiệp định Dầu khí Việt - Xô ký ngày 19-6-1981 và Nghị định thư ký ngày 25-10-1985 để xác định các điểm chủ chốt cần sửa đổi. Đồng thời căn cứ Hiệp định khung về hợp tác Việt - Xô ngày 29-10-1987, Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam mới được Quốc hội thông qua ngày 29-12-1987 và thông lệ dầu khí quốc tế để dự thảo và trình Hội đồng Bộ trưởng thông qua văn bản sửa đổi Hiệp định. Theo chỉ đạo của Hội đồng Bộ trưởng, Tổng cục Dầu khí đã tổ chức cuộc họp lấy ý kiến góp ý của lãnh đạo các ngành có liên quan đối với văn bản dự thảo. Văn bản hoàn chỉnh về việc sửa đổi và bổ sung Hiệp định năm 1981 đã được Tổng cục Dầu khí Việt Nam trình lên Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Trần Đức Lương tại Công văn số 478/HTQT ngày 7-4-1988 của Tổng cục Dầu khí Việt Nam; và Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng tại Công văn số 497/HTQT ngày 12-4-1988 của Tổng cục Dầu khí Việt Nam.

Nội dung Công văn số 497/HTQT ngày 12-4-1988 gồm một số điểm như sau:

1. Không xét lại diện tích 7 lô giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

2. Chương trình công tác và luận chứng kinh tế - kỹ thuật: yêu cầu Xí nghiệp

Liên doanh Vietsovpetro soạn thảo và trình hai Bên phê duyệt, trong đó cần xác định rõ khu vực hoạt động, thời hạn thăm dò và khai thác, tiến độ và quy mô đầu tư.

3. Quyền lợi của Bên Việt Nam (nước chủ tài nguyên) và lợi nhuận của hai Bên: căn cứ vào Hiệp định khung Việt - Xô ký ngày 29-10-1987 và Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam, Nhà nước Việt Nam sẽ thu các loại thuế sau đây:

+ Thuế tài nguyên % của sản lượng dầu khai thác hàng năm.

+ Thuế lợi tức %.

+ Thuế chuyển lợi nhuận về Liên Xô %.

+ Tiền sử dụng diện tích trên bờ và trên biển.

+ Sau khi Xí nghiệp Liên doanh nộp các loại thuế và trích nộp 3 quỹ, phần lợi nhuận còn lại sẽ được chia đều cho các phía (50/50).

4. Quyền mua sản phẩm và sử dụng sản phẩm.

5. Quyền sử dụng khí đồng hành: Bên Việt Nam được lấy tại mỏ không phải trả tiền.

6. Thời hạn Hiệp định là 25 năm, có thể kéo dài thêm 5 năm.

Ngày 30-4-1988, tại Hà Nội, sau chuyến thăm và làm việc với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ở Vũng Tàu, đoàn cán bộ Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô do Thứ trưởng thứ nhất L.I. Philimonov dẫn đầu, cùng với Tham tán công sứ và Tham tán kinh tế Đại sứ quán Liên Xô tại Hà Nội đã làm việc với lãnh đạo Tổng cục Dầu khí. Sau buổi làm việc hai bên đã thống nhất ký biên bản làm việc. Về dự thảo hiệp định mới, biên bản đã ghi nhận *"Các phía sẽ đề nghị lên Chính phủ của mình để:*

- Trao đổi dự thảo hiệp định trước ngày 20-5-1988;

- Tiến hành đàm phán để trao đổi và thống nhất dự thảo hiệp định trước ngày 30-6-1988. Thời gian và địa điểm đàm phán sẽ được chính xác hóa trong quá trình làm việc"[1].

1. Biên bản làm việc giữa Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô, L.I. Philimonov và Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam, Trương Thiên, tại Hà Nội ngày 30-4-1988, Phụ bản kèm theo Công văn số 689/HTQT ngày 11-5-1988 của Tổng cục Dầu khí, gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, các Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng và Ủy viên Bộ chính trị, Thường trực Ban Bí thư Trung ương Đảng Đỗ Mười về việc Báo cáo (số 2) làm việc với Đoàn Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô L.I. Philimonov.

Ngày 17-6-1988, nhân buổi tiếp Tham tán kinh tế Đại sứ quán Liên Xô tại Việt Nam, ông M.I. Velirko, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên đã nêu lại vấn đề này và nhấn mạnh:

1) Bên Việt Nam tôn trọng Biên bản làm việc giữa Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam, Trương Thiên và Thứ trưởng Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô, L.I. Philimonov, về việc "Hai phía kiến nghị lên hai Chính phủ để sớm trao bản dự thảo sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô trước ngày 30-5-1988".

2) Bên Việt Nam vẫn dành một phần thềm lục địa có triển vọng nhất của vịnh Bắc Bộ để hợp tác thăm dò, khai thác dầu khí với Liên Xô, nếu Liên Xô có mong muốn hợp tác ở khu vực này.

Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam, Trương Thiên đã đề nghị ông M.I. Velirko báo cáo về nước để sớm có trả lời"[1].

Ngày 15-6-1988, Tổng cục Dầu khí Việt Nam, được sự ủy nhiệm của Hội đồng Bộ trưởng, đã chủ động gửi cho Phía Liên Xô thông qua Bộ trưởng Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô, V.A. Dinkov, *"bản Dự thảo về sửa đổi và bổ sung Hiệp định Dầu khí Việt - Xô của Phía Việt Nam"* và đề nghị phía Liên Xô sớm trao cho Việt Nam dự thảo về sửa đổi và bổ sung của Phía Liên Xô; đồng thời đề xuất thời gian và địa điểm thuận lợi để thảo luận văn bản này là nửa cuối tháng 7-1988 tại Mátxcơva (kèm theo Văn thư số 944/HTQT ngày 15-6-1988 về Dự thảo sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô). Ngày 25-6-1988, Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô điện cho Tổng cục Dầu khí chính thức xác nhận đã nhận được Dự thảo sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô do Phía Việt Nam chuẩn bị và đã chuyển tới các cơ quan hữu quan Liên Xô. Phía Liên Xô cũng đồng ý hai Phía sẽ tiến hành đàm phán vào cuối tháng 7-1988 tại Mátxcơva. Để chuẩn bị cho việc đàm phán, ngày 30-6-1988, Tổng cục Dầu khí đã trình Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng Phương án đàm phán và kiến nghị về thành phần đoàn Việt Nam và thời gian đàm phán[2].

Lược trích nội dung Phương án đàm phán theo Công văn ngày 30-6-1988:

1. Mục tiêu: (i) Đảm bảo quyền lợi quốc gia của Việt Nam đồng thời bảo đảm

1. Công văn số 25/HTQT-M ngày 20-6-1988 của Tổng cục Dầu khí gửi Quyền Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt và các Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch và Trần Đức Lương, báo cáo về buổi tiếp ngày 17-6-1988 của ông Trương Thiên với tham tán kinh tế Đại sứ quán Liên Xô M.I. Velirko.
2. Công văn số 30/HTQT-TM ngày 30-6-1988 gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, các Phó Chủ tịch Võ Văn Kiệt và Trần Đức Lương tờ trình đàm phán sửa đổi Hiệp định liên doanh dầu khí Việt - Xô.

quyền lợi hai Bên liên doanh. (ii) Hoàn thiện cơ chế hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh nhằm đạt hiệu quả kinh tế cao.

2. Khu vực hợp tác:

a) Phương án 1: Xí nghiệp Liên doanh hoạt động trên 2 lô 09 và 16 còn 5 lô chuyển sang hình thức chia sản phẩm (Liên Xô đầu tư 100% vốn tự chịu rủi ro, nếu có khai thác thì được hoàn vốn và chia dầu theo thông lệ quốc tế).

b) Phương án 2: giữ nguyên khu vực hoạt động là 07 lô; đàm phán về các điều kiện kinh tế theo hợp đồng mới (diện tích thăm dò phải thu tiền sử dụng mặt đất, mặt biển và quy định: 3 năm phải trả lại 50% diện tích, sau 5 năm trả lại toàn bộ diện tích trừ diện tích đang khai thác).

3. Các điều kiện kinh tế - kỹ thuật:

	Trường hợp không thuận lợi	Thuận lợi
- Thuế tài nguyên	14%	18%
- Thuế lợi tức	14%	45%
- Thuế chuyển lợi nhuận	10%	10%

2. Các vòng đàm phán cấp chuyên viên

Vòng đàm phán đầu tiên: sau khi Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô gửi cho Phía Việt Nam Dự thảo sửa đổi Hiệp định của Phía Liên Xô, vào trung tuần tháng 7-1988, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam đã đồng ý cử đoàn chuyên viên Phía Việt Nam do Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên làm Trưởng đoàn cùng 10 thành viên là cán bộ của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, Ủy ban Kế hoạch Nhà nước, Bộ Tài chính, Ngân hàng Nhà nước, Bộ Kinh tế đối ngoại và Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng sang Mátxcơva để cùng với đoàn chuyên viên Phía Liên Xô tiến hành Vòng đàm phán đầu tiên về sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981. Cơ sở pháp lý của Phía Việt Nam là dựa vào:

- Hiệp định khung Liên Chính phủ Việt Nam - Liên Xô ký ngày 29-10-1987.
- Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam.
- Thông lệ quốc tế trong ngành Dầu khí.

Khái quát về kết quả đàm phán như sau:

1. Thời gian đàm phán: từ ngày 29-7 đến ngày 8-8-1988, địa điểm: Mátxcơva.

2. Thành phần đàm phán:

- Trưởng đoàn Phía Việt Nam: Trương Thiên, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam cùng 10 thành viên khác;

- Trưởng đoàn Phía Liên Xô: L.I. Philimonov, Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô cùng 16 thành viên khác.

3. Nội dung đàm phán: hai bên thống nhất sẽ đàm phán 14 vấn đề được nêu ra trong bản dự thảo của Phía Liên Xô.

(Trước khi rời Việt Nam, Phía Việt Nam đã chọn ra 8 vấn đề lớn, mấu chốt nhất, trong số 14 vấn đề trên để xin ý kiến Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng và chuẩn bị trước cho vòng đàm phán đầu tiên).

4. Việc đàm phán cụ thể được giao cho hai Vụ trưởng Vụ Đối ngoại của Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô (A.U. Kotov) và của Tổng cục Dầu khí Việt Nam (Đào Duy Chữ).

5. Xác định cơ sở pháp lý cho việc đàm phán: Phía Liên Xô đã thống nhất 2 trên 3 cơ sở pháp lý do Phía Việt Nam đề xuất là: (i) Hiệp định khung Liên Chính phủ Việt - Xô ký ngày 29-10-1987; (ii) Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam. Nhưng Phía Liên Xô không thống nhất cơ sở pháp lý thứ 3 là thông lệ quốc tế trong ngành Dầu khí.

6. Kết quả sau một tuần đàm phán: hai Phía đã thỏa thuận về căn bản 5 trên 14 vấn đề, cụ thể là: (i) Việc góp vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh; (ii) Kế hoạch hóa của Xí nghiệp; (iii) Hạch toán bằng rúp chuyển nhượng; (iv) Thể thức thanh toán; và (v) Định giá trị các công trình do Việt Nam xây dựng.

7. Hai Phía còn có ý kiến khác nhau đối với những vấn đề quan trọng nhất, cụ thể là: (i) Về khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro: Việt Nam đề nghị liên doanh trên 2 lô 09 và 16 như Hiệp định dầu khí năm 1981, còn 5 lô mới giao sau (năm 1985) chuyển sang hình thức hợp đồng chia sản phẩm. Liên Xô vẫn muốn tiến hành thăm dò và khai thác trên toàn thềm lục địa Việt Nam (để giành quyền pháp lý chủ động sau này). Về vịnh Bắc Bộ, lần này Liên Xô không đề cập tới. Về hợp đồng PSC đối với các lô mới giao năm 1985 Liên Xô cho rằng không có kinh nghiệm nhận thầu theo hình thức này. (ii)Về thời hạn Hiệp định: theo luật của Việt Nam là 20 năm, nhưng Việt Nam mềm dẻo đề xuất đến năm 2005; Liên Xô không muốn giới hạn về thời gian; cuối cùng Phía Liên Xô đề nghị sẽ bàn về vấn đề này sau khi phê duyệt Luận chứng kinh tế - kỹ thuật của Xí nghiệp Liên doanh. (iii) Về quyền ngoại thương trực tiếp của Xí nghiệp Liên doanh: Liên Xô muốn Việt Nam trao ngay cho Xí nghiệp Liên doanh quyền ký hợp đồng xuất nhập khẩu trực tiếp với Liên Xô và các nước khác. Việt Nam nêu ra 3 điều kiện là: Xí nghiệp Liên doanh tự chủ tài chính thực sự, Phó Tổng Giám đốc phụ trách kinh tế và thương mại là người Việt Nam và bộ máy thương mại của Xí nghiệp phải được kiện toàn, có đủ điều kiện làm ngoại thương. Liên Xô yêu cầu Việt Nam loại bỏ Công ty Petechim. (iv) Về đánh thuế Xí nghiệp Liên doanh: Việt Nam đề xuất là Xí nghiệp Liên doanh phải nộp các loại thuế sau:

+ Thuế tài nguyên	20%
+ Thuế lợi tức	50%
+ Thuế sử dụng đất	10.000 rúp chuyển nhượng/năm/km^2
+ Thuế sử dụng biển	100 rúp chuyển nhượng/năm/km^2
+ Thuế chuyển lợi nhuận về nước	10%

Liên Xô hiểu rõ các vấn đề Việt Nam trình bày là phù hợp với thông lệ quốc tế, nhưng đã tìm mọi biện pháp để thoái thác và cho rằng phải đến năm 1997 Xí nghiệp Liên doanh mới có lãi để chia cho hai Phía.

8. Các vấn đề khác chưa thống nhất được: việc mở các chi nhánh và đại diện của Xí nghiệp Liên doanh ở Liên Xô và Việt Nam; việc phía Việt Nam được sử dụng khí đồng hành không phải trả tiền sau khi đã đáp ứng đủ nhu cầu công nghệ của Xí nghiệp Liên doanh; việc mở tài khoản của Xí nghiệp Liên doanh ở Ngân hàng Hợp tác kinh tế quốc tế (MBES) đặt ở Liên Xô; việc Việt Nam đề nghị giảm lãi vay tiền rúp từ 4% xuống 2%/năm.

Nhớ lại tình hình đàm phán, ông Lê Văn Hùng, khi đó là Vụ phó Vụ Hợp tác quốc tế Tổng cục Dầu khí, đã tham gia đàm phán, viết "Lúc đó, Phía Liên Xô do hạn chế ngoại tệ nên không muốn đầu tư thêm vào Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Họ chủ trương bán 1 triệu tấn dầu đầu tiên để lấy tiền đầu tư. Phía Tổng cục Dầu khí đề xuất sẽ sửa Hiệp định theo hướng Xí nghiệp Liên doanh đóng thuế tài nguyên, dành tỷ lệ dầu thô để tiếp tục phát triển mỏ, sau đó đóng thuế lợi tức và chia lãi cho hai phía"... "Do chuẩn bị kỹ lưỡng của Phía Việt Nam và thời điểm gặp nhau đúng vào giai đoạn Liên Xô thiếu ngoại tệ và đang cải tổ nên hai phía đã thống nhất được với nhau về yêu cầu cấp thiết phải sửa hiệp định".

Ngày 12-8-1988, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam -Trưởng đoàn chuyên viên Việt Nam Trương Thiên có Báo cáo kết quả đàm phán cấp chuyên viên Vòng đầu tiên về sửa đổi Hiệp định năm 1981 gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười, các Phó Chủ tịch Võ Văn Kiệt, Nguyễn Cơ Thạch, Trần Đức Lương và Ban Bí thư Trung ương Đảng.

Vòng đàm phán thứ hai: theo thỏa thuận của hai phía, Vòng đàm phán thứ hai về sửa đổi Hiệp định năm 1981 được tiến hành từ ngày 13-10-1988 đến ngày 20-10-1988 tại Hà Nội. Đoàn chuyên viên Việt Nam do Vụ trưởng Vụ Hợp tác quốc tế, Tổng cục Dầu khí Việt Nam, Đào Duy Chữ làm Trưởng đoàn và đoàn chuyên viên Liên Xô do Vụ phó Vụ Quan hệ đối ngoại, Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô O.K. Popov làm Trưởng đoàn. Bước vào đàm phán, Trưởng đoàn Liên Xô nói rằng: *"Khác với lần đàm phán*

thứ nhất ở Mátxcơva, lần này chúng tôi sang Việt Nam có mang theo ý kiến chỉ đạo của Chính phủ Liên Xô"[1]. Trên thực tế, sau 7 ngày đàm phán, mặc dù qua trao đổi phía Việt Nam có nắm được một số thông tin cho thấy Phía Liên Xô đã thay đổi quan điểm theo hướng tích cực hơn so với gì họ đã thể hiện ở Vòng đàm phán thứ nhất, như về nội dung liên quan đến khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, nhưng thực chất kết quả đàm phán vẫn không có gì tiến triển tốt hơn.

Về Phía Việt Nam, tình hình đàm phán được thông tin thường xuyên tới Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng thông qua các báo cáo ngày 15-10, 19-10 và ngày 1-11-1988. Trong đàm phán, Phía Việt Nam đã tỏ ra rất mềm dẻo, như khi trao đổi về khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh, khác với Vòng đàm phán thứ nhất là Phía Việt Nam chỉ đề nghị hai bên liên doanh trong 2 lô 09 và 16, lần này, để tỏ thiện chí, có thể giao thêm lô 15 gần bờ, nước nông thuộc bồn trũng Cửu Long[2].

Khái quát diễn biến đàm phán:

1. Về khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro: ý kiến của Phía Việt Nam: khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh là 3 lô: 09, 16 và 15. Các lô 04, 05, 10 và 11 Phía Liên Xô đầu tư 100% và chịu rủi ro. Ý kiến của Phía Liên Xô đã rút lui ý kiến "triển khai khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh ra toàn thềm lục địa Việt Nam" nêu ra trong Biên bản Vòng đàm phán thứ nhất. Về 7 lô Xí nghiệp Liên doanh đang hoạt động, Phía Liên Xô cũng nêu ra ý kiến "nếu tính toán khu vực sao cho hiệu quả, có thể Xí nghiệp Liên doanh chỉ hoạt động trong 3 lô là hợp lý". Về đề nghị của Việt Nam chuyển hình thức hợp tác ở 4 lô thuộc vùng trũng Nam Côn Sơn (4, 5, 10, 11) theo hình thức Liên Xô đầu tư 100% vốn với Hợp đồng chia sản phẩm (PSC), trong quá trình thảo luận, Liên Xô cho rằng phải thu gọn diện tích hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh tập trung vào 3 lô ở bồn trũng Cửu Long. Tuy nhiên, vẫn đề nghị để tính toán thêm và báo cáo Chính phủ Liên Xô. Vì vậy trong Biên bản Phía Liên Xô vẫn ghi là "Xí nghiệp Liên doanh tiếp tục làm việc trên 7 lô như văn bản trước đây đã cho phép".

2. Về thời hạn hiệu lực của Hiệp định: ý kiến của Phía Việt Nam: thời hạn hiệu lực của Hiệp định đến năm 2005. Ý kiến của Phía Liên Xô: thời hạn của Hiệp định sẽ được xác định trên cơ sở tính toán kinh tế - kỹ thuật và sẽ được thỏa thuận có tính đến lợi ích của hai Phía.

3. Về vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh: các chuyên viên thỏa thuận các Phía góp vốn bằng rúp chuyển nhượng, ngoại tệ chuyển đổi tự do và đồng

1. Báo cáo số 47/HTQT-TM ngày 1-11-1988 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười, các Phó Chủ tịch Võ Văn Kiệt, Nguyễn Cơ Thạch, Trần Đức Lương và Ban Bí thư Trung ương Đảng.
2. Công văn số 45/HTQT-M ngày 15-10-1988 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười, các Phó Chủ tịch Võ Văn Kiệt, Nguyễn Cơ Thạch, Trần Đức Lương và Ban Bí thư Trung ương Đảng - Báo cáo về *đàm phán vòng 2* sửa đổi Hiệp định dầu khí.

Việt Nam. Vốn pháp định được đánh giá bằng rúp chuyển nhượng. Ý kiến của Phía Việt Nam: vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đến năm 1991 là 1,6 tỷ rúp chuyển nhượng, trong đó 150 triệu rúp ngoại tệ chuyển đổi tự do. Ý kiến của Phía Liên Xô: mức vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 1,6 tỷ rúp được xác định cho giai đoạn đến năm 1990 theo Nghị định thư ngày 25-10-1985.

4. Về hoạt động ngoại thương của Xí nghiệp Liên doanh: ý kiến của Phía Việt Nam: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có quyền tự chủ về hoạt động ngoại thương với điều kiện: (i) Chuyển Xí nghiệp Liên doanh sang hoàn toàn tự cấp vốn và tự hoàn vốn; (ii) Củng cố lại bộ phận thương mại của Xí nghiệp Liên doanh; (iii) Thay chức danh Phó Tổng Giám đốc phụ trách thương mại và Kế toán trưởng bằng công dân Việt Nam; (iv) Có sự cho phép của các cơ quan có thẩm quyền của Việt Nam. Phía Việt Nam cho rằng, hiện nay Xí nghiệp Liên doanh vẫn hoạt động bằng tiền của hai nước góp vốn; nếu giao quyền ngoại thương cho Xí nghiệp Liên doanh thì thực tế Liên Xô sẽ vừa là người bán vừa là người mua, mà thiết bị Liên Xô giao cho Xí nghiệp Liên doanh thường có giá cao hơn so với giá thế giới. Ý kiến của Phía Liên Xô: cho phép Xí nghiệp Liên doanh có quyền tự chủ ngoại thương bao gồm bán sản phẩm mua thiết bị vật tư, thực hiện các dịch vụ.

5. Về phân phối sản phẩm và lợi nhuận của Xí nghiệp Liên doanh và vấn đề nộp thuế: ý kiến Phía Việt Nam: vẫn giữ quan điểm như đã đưa ra ở Vòng đàm phán thứ nhất. Ý kiến của Phía Liên Xô: các vấn đề nêu trên cần tuân thủ Hiệp định năm 1981 và Hiệp định ngày 29-10-1987; các bên cần quan tâm đến hiệu quả hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh.

6. Về sử dụng khí đồng hành: hai Bên chưa thống nhất việc Phía Việt Nam được sử dụng không phải trả tiền sau khi Xí nghiệp Liên doanh đã sử dụng đủ cho nhu cầu kỹ thuật.

7. Về các vấn đề khác: Phía Liên Xô nhiều lần nêu ý kiến về một công ty dầu lửa khác sẽ hợp doanh với Liên Xô để khai thác ở mỏ Đại Hùng với hình thức cùng với Liên Xô là một phía để hợp tác với Việt Nam, mà Liên Xô và công ty thứ ba đầu tư 100% vốn[1].

Ngày 12-1-1989, Tổng cục Dầu khí gửi Báo cáo lên Tổng Bí thư Nguyễn Văn Linh và Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười, với một số nội dung chính sau:

+ Sửa đổi cơ chế bao cấp hiện hành, chuyển sang hạch toán kinh doanh; giao cho Ban Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh phải chịu trách nhiệm về hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh, vay vốn đầu tư bổ sung và nộp lãi cho hai nước.

1. Công văn số 46/HTQT-M ngày 19-10-1988 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười, các Phó Chủ tịch Võ Văn Kiệt, Nguyễn Cơ Thạch, Trần Đức Lương và Thường trực Ban Bí thư Trung ương Đảng - *Báo cáo nhanh số 2 đàm phán dầu khí Việt - Xô.*

+ Giao cho Xí nghiệp Liên doanh 03 lô (09, 16 và 15); các lô còn lại (04 lô) giao cho Phía Liên Xô đầu tư 100% vốn theo hình thức hợp đồng chia sản phẩm dầu khí.

Sau hai vòng đàm phán, mặc dù chưa đạt được kết quả đáng kể, nhưng cho thấy Phía Liên Xô cũng đã chuẩn bị cho việc đàm phán sửa đổi Hiệp định năm 1981. Trước tình hình đó, ngày 18-1-1989, Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng họp dưới sự chủ trì của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười. Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam, Trương Thiên báo cáo về hiệu quả hoạt động của Xí nghiệp liên doanh dầu khí Việt - Xô, sự tất yếu phải sửa đổi Hiệp định năm 1981 và trình bày hai phương án đàm phán.

Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng giao cho Phó Chủ tịch Nguyễn Cơ Thạch chủ trì đàm phán với Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô V.K. Gusev theo nguyên tắc: phải sửa cơ bản; giao cho Xí nghiệp Liên doanh thực hiện và chịu trách nhiệm về hiệu quả kinh tế; và phải nộp các loại thuế cho Việt Nam; phải xóa bỏ cơ chế bao cấp của hai chính phủ; sẽ cho phép ngành Dầu khí hai nước ký hợp đồng hợp tác với nhau. Cần sửa đổi Hiệp định năm 1981 trên cơ sở: (i) Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam; (ii) Hiệp định khung Liên Chính phủ Việt Nam - Liên Xô ký ngày 29-10-1987; (iii) Thông lệ quốc tế trong công nghiệp dầu khí.

Ngày 20-1-1989, Bộ Chính trị họp bàn về công tác dầu khí tại Thành phố Hồ Chí Minh. Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch thay mặt Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng báo cáo Bộ Chính trị về công tác dầu khí. Bộ Chính trị đã thống nhất sửa đổi Hiệp định năm 1981 trên cơ sở:

- Hiệp định khung Liên Chính phủ Việt Nam - Liên Xô về những nguyên tắc cơ bản thành lập và hoạt động của các Xí nghiệp Liên doanh, các liên hiệp và tổ chức quốc tế ký ngày 29-10-1987.

- Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam.

- Thông lệ quốc tế trong công nghiệp dầu khí.

Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch yêu cầu Tổng cục Dầu khí làm nhận xét về Hiệp định năm 1981 báo cáo Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng và Bộ Chính trị.

Văn thư số 1 của Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch gửi ông Trương Thiên ngày 18-1-1989 (trích nội dung):

1. Kết luận của Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng là phải sửa đổi lại Hiệp định năm

1981 và Nghị định thư 1985 phù hợp với Hiệp định khung về hợp tác Việt - Xô ký tháng 10-1987, với Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam và với thông lệ quốc tế. Giải quyết xong việc sửa đổi thì vấn đề mỏ Đại Hùng cũng sẽ được giải quyết. Thường vụ giao cho tôi phụ trách vấn đề này và sẽ đàm phán với đoàn V.K. Gusev đầu tháng 2 này.

2. Tổng cục Dầu khí cần làm bản nhận xét Hiệp định cũ, xem xét lại bản Dự thảo sửa đổi của Phía Việt Nam trao cho Phía Liên Xô tháng 6-1988 và Dự thảo của Phía Liên Xô trao cho Phía Việt Nam tháng 7-1988 và biên bản hai vòng đàm phán về vấn đề này tháng 8 và tháng 10-1988. Cần sử dụng Hiệp định khung về hợp tác Việt - Xô và các hợp đồng đã ký với nước ngoài về dầu lửa. Trên cơ sở đó làm một bản sửa đổi thật cơ bản theo tinh thần cải tổ của Liên Xô và đổi mới của Việt Nam.

Văn thư số 2 của Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch gửi các ông Trương Thiên, Nguyễn Hiệp, Đào Duy Chữ, ngày 20-1-1989 (trích nội dung):

1. Cần chuẩn bị gấp 2 văn kiện: a) Nhận xét bản Hiệp định Liên doanh dầu khí năm 1981, Nghị định thư 1985 và đề nghị sửa đổi; b) Đánh giá về hiệu quả kinh tế của Liên doanh từ năm 1981 đến nay và cho đến khi thực hiện xong Hiệp định năm 1981, tìm ra nguyên nhân của cả Phía Việt Nam và Phía Liên Xô.

2. Hai văn kiện này phải đưa ra Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng thông qua trước khi họp Ủy ban Hợp tác kinh tế Việt - Xô ngày 2-2-1989.

3. Về bản Hiệp định cần đối chiếu với: a) Hiệp định khung hợp tác Việt - Xô tháng 10-1987; b) Luật Đầu tư của Việt Nam và của Liên Xô; c) Luật Xí nghiệp của Liên Xô và văn kiện của Việt Nam về quyền tự chủ của xí nghiệp; d) Những hợp đồng mà Việt Nam đã ký với các công ty dầu lửa nước ngoài và những hợp đồng mà Liên Xô đã ký với các công ty dầu lửa nước ngoài. Việt Nam nên chủ động cung cấp cho Liên Xô trước và yêu cầu Liên Xô cung cấp cho Việt Nam.

Việc sửa đổi Hiệp định cần kiên quyết xóa bỏ cơ chế tập trung quan liêu, bao cấp và chuyển sang tự quản, tự chủ về tài chính, đồng thời phải bảo đảm lợi ích của nước có tài nguyên.

Trong chuyến thăm Việt Nam của đoàn Chính phủ Liên Xô, ngày 3-2-1989, Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch đã có buổi làm việc riêng với Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô V.K. Gusev. Sau đó, ngày 24-3-1989, Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch lại có buổi trao đổi với Đại sứ Liên Xô, Kachin, xung quanh vấn đề đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô ký ngày 3-7-1980 và các hiệp định, văn kiện Liên Chính phủ có liên quan khác. Trong cuộc họp Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng ngày 16-3-1989, khi đề cập

đến vấn đề đàm phán sửa đổi Hiệp định dầu khí Việt - Xô, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười đã cho ý kiến chỉ đạo rất cụ thể.

Vòng đàm phán thứ ba: trong bối cảnh đó, vòng đàm phán thứ ba được tiến hành tại Mátxcơva vào tuần đầu của tháng 4-1989. Trong quá trình đàm phán, Phía Việt Nam đã nhận được điện chỉ đạo của Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch ngày 2-4-1989 và thường xuyên trao đổi xin ý kiến với Đại sứ quán Việt Nam tại Liên Xô, Nguyễn Mạnh Cầm, ông Nguyễn Văn Khiếu.

Tham gia đàm phán lần này, về Phía Liên Xô, còn có sự tham gia thảo luận trực tiếp của Thứ trưởng Bộ Kinh tế đối ngoại Liên Xô, E.I. Oxadchuc, nguyên Trưởng đoàn đàm phán các Hiệp định năm 1980 và năm 1981; Phó Chủ nhiệm Uỷ ban Hợp tác kinh tế với nước ngoài thuộc Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô, Kozlov. Đoàn Việt Nam đã trình bày đầy đủ và có tình có lý các quan điểm, cách đặt vấn đề, các điều kiện nâng cao hiệu quả hợp tác của Việt Nam. Đoàn đã thực hiện được hai yêu cầu mà Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng đặt ra lần này là tìm hiểu quan điểm, phương hướng giải quyết vấn đề của Liên Xô và trình bày rõ ý kiến của Phía Việt Nam cho Phía Liên Xô thấy.

Về kết quả đàm phán, "*Mặc dù Bạn đã có một vài nhân nhượng đáng ghi nhận như: khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh, trao trả các diện tích không có mỏ từ năm 1993, thời hạn khai thác mỗi mỏ, ghi nhận quyền lợi chính đáng của Việt Nam đánh thuế tài nguyên và thuế lợi tức, v.v., song nhìn chung không cơ bản. Bạn vẫn kiên trì bảo vệ những lợi thế đã đạt được trong Hiệp định năm 1981 và Nghị định thư năm 1985*"[1].

Trước tình hình đó, đặc biệt sau khi nhận được thông tin cho rằng, có thể cấp cao Liên Xô đợi kết quả vòng đàm phán này mới xem xét vấn đề một cách tổng quát và cho ý kiến chỉ đạo Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô bàn tiếp, đoàn đàm phán đã kiến nghị việc lãnh đạo cấp cao hai nước sớm gặp nhau là hết sức cần thiết và quan trọng.

Biên bản đàm phán, ngày 7-4-1989, giữa hai đoàn đại biểu Việt Nam và Liên Xô về các vấn đề liên quan đến hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu và khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam (Lược trích):

1. Thời gian đàm phán: từ ngày 30-3-1989 đến ngày 7-4-1989, tại Mátxcơva, đoàn

1. Báo cáo số 14/HTQT-TM ngày 10-4-1989 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười, các Phó Chủ tịch Võ Văn Kiệt, Nguyễn Cơ Thạch, Trần Đức Lương và Ban Bí thư Trung ương Đảng về đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí năm 1981 và Nghị định thư năm 1985.

Liên Xô gồm 14 người do Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô L.I. Philimonov, làm Trưởng đoàn; đoàn Việt Nam gồm 9 người do Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên, làm Trưởng đoàn.

2. Nội dung: đàm phán về các vấn đề liên quan tới việc sửa đổi Hiệp định Liên Chính phủ Việt - Xô về thành lập Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô tiến hành thăm dò địa chất và khai thác dầu và khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam ký ngày 19-6-1981 và Nghị định thư ký ngày 25-10-1985 kèm theo Hiệp định (theo Nghị quyết của khoá họp lần thứ 14 Uỷ ban Liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - khoa học kỹ thuật Việt Nam - Liên Xô).

3. Về hình thức hợp tác: a) Đoàn Việt Nam nêu 2 hình thức hợp tác: (i) Hình thức thứ nhất: Phía Liên Xô có quyền lựa chọn một khu vực có triển vọng nhất tại thềm lục địa Việt Nam, thực hiện việc cấp vốn 100% và tiến hành các công việc tương ứng trên cơ sở hợp đồng chia sản phẩm theo thông lệ quốc tế. (ii) Hình thức thứ hai: theo uỷ nhiệm của Chính phủ hai nước, hai tổ chức có tư cách pháp nhân của Việt Nam và Liên Xô thành lập Xí nghiệp Liên doanh theo nội dung Hiệp định Việt - Xô ngày 29-10-1987, Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam và thông lệ quốc tế. b) Đoàn Liên Xô cho rằng cả hai phương án trên do đoàn Việt Nam đề nghị sẽ dẫn tới việc giải thể Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, việc này sẽ ảnh hưởng xấu đến tiến độ thăm dò và khai thác thềm lục địa phía Nam Việt Nam. Sau khi đưa ra một số lý giải khác, đoàn Liên Xô cho rằng, cần thiết phải tiếp tục hợp tác trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được thành lập theo Hiệp định Liên Chính phủ năm 1981.

4. Về các nguyên tắc cơ bản hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh: a) Về nguyên tắc: "Hai đoàn đại biểu cho rằng Xí nghiệp Liên doanh cần hoạt động trên cơ sở hạch toán toàn phần, tự chủ tài chính, chịu trách nhiệm về kết quả hoạt động kinh doanh của mình, nộp các loại thuế cho Nhà nước Việt Nam". b) Về các vấn đề cụ thể: Đoàn Việt Nam đề nghị: "Hàng năm dành cho Xí nghiệp Liên doanh tới 35% sản lượng khai thác được để trang trải các loại chi phí, hoàn trả vốn đầu tư cho hai bên và mở rộng sản xuất. Trong trường hợp thiếu vốn Xí nghiệp Liên doanh được quyền vay tín dụng. Xí nghiệp Liên doanh có nghĩa vụ đóng các loại thuế sau: thuế tài nguyên (Royalty) bằng 20% sản lượng khai thác hàng năm; thuế lợi tức bằng 50%; thuế đối với phần lợi nhuận Phía Liên Xô chuyển ra khỏi Việt Nam bằng 10%. Ngoài ra, hàng năm Xí nghiệp Liên doanh phải trả cho Phía Việt Nam tiền sử dụng đất đai". Đoàn Liên Xô đề nghị: "Bắt đầu từ năm 1990, trao cho Xí nghiệp Liên doanh hoàn toàn tự chủ tài chính và sản xuất kinh doanh, kể cả việc thực hiện công tác xuất nhập, cũng như cung cấp dịch vụ từ các tổ chức Việt Nam - Liên Xô và các hãng của nước thứ ba". "Để từ năm 1990 cho tới khi Xí nghiệp Liên doanh chuyển sang tự chủ tài chính hai bên không phải góp thêm vốn vào cho sự phát triển của Xí nghiệp, toàn bộ khối lượng dầu thô khai thác sẽ dùng để trang trải chi phí thường xuyên, thành lập các quỹ tương ứng của Xí nghiệp và hoàn trả các chi phí hai bên đã đóng góp vào sự thành lập Xí nghiệp Liên doanh"… "Cho tới khi

hoàn trả xong chi phí cho các Bên, Xí nghiệp Liên doanh và Phía Liên Xô được miễn thuế". "Xí nghiệp Liên doanh sẽ chuyển giao cho Phía Liên Xô phần dầu Phía Việt Nam được hưởng để trả các khoản tiền bằng ngoại tệ chuyển đổi tự do Chính phủ Việt Nam đã vay và các khoản lãi kèm theo vốn vay, theo thời hạn đã được quy định trong các hiệp định". "Sau khi đã hoàn trả xong đầy đủ chi phí cho các bên, sẽ thực hiện cơ chế phân chia dầu do Xí nghiệp Liên doanh khai thác được như sau: một phần dầu khai thác với mức độ hàng năm do Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh quy định sẽ được dùng để trang trải các chi phí và tạo các quỹ tương ứng cho Xí nghiệp, phần còn lại sau khi đóng các loại thuế sẽ được chuyển đều cho các bên coi như phần lãi nhận được qua hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro". "Để nâng cao sự quan tâm của các phía đối với kết quả hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh, các nguồn tiết kiệm được qua việc trang trải chi phí và tạo lập các quỹ tương ứng của Xí nghiệp sẽ được chia đều giữa hai phía"…"Phía Liên Xô không phải đóng thuế khi chuyển phần lợi nhuận được hưởng ra khỏi lãnh thổ Việt Nam".

5. *Về khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh:* Đoàn Việt Nam đề nghị tập trung hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh vào 2 lô 09 và 16. Đoàn Liên Xô cho rằng "cần thiết phải tiếp tục công việc bằng sức lực của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tại 3 lô 09, 05 và 16 và bắt đầu từ năm 1993 sẽ thu nhỏ lại diện tích hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh trong giới hạn các mỏ đã được phát hiện và có lợi nhuận khi khai thác".

6. *Về thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh*: "Các bên đã thống nhất rằng thời hạn Xí nghiệp Liên doanh khai thác từng mỏ sẽ được xác định dựa theo các chỉ số kinh tế và công nghệ phát triển mỏ, nhưng không quá 20 năm". "Đoàn Việt Nam đề nghị quy định thời hạn có hiệu lực của Hiệp định thành lập Xí nghiệp Liên doanh là 25 năm bắt đầu từ năm 1981 với khả năng có thể kéo dài Hiệp định theo sự thoả thuận giữa các bên". "Đoàn Liên Xô đề nghị không giới hạn thời gian có hiệu lực của Hiệp định ký ngày 19-6-1981".

Vòng đàm phán thứ tư: trong thời gian cuộc gặp gỡ giữa hai đồng Chủ tịch Phân ban trong Uỷ ban Liên Chính phủ Việt - Xô về hợp tác kinh tế và khoa học kỹ thuật từ ngày 20-4 đến ngày 25-4-1989 tại Mátxcơva, đã diễn ra Vòng đàm phán thứ tư cấp chuyên viên hai phía về sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 và Nghị định thư năm 1985. Trưởng đoàn chuyên viên Phía Việt Nam là Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên. Trưởng đoàn chuyên viên Phía Liên Xô là Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô L.I. Philimonov. Kết quả đàm phán đã được ghi nhận trong "Bản ghi nhớ ngày 25-4-1989 các cuộc đàm phán cấp chuyên viên về sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 và Nghị định thư năm 1985".

Bản ghi nhớ ngày 25-4-1989 về các cuộc đàm phán cấp chuyên viên về sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 và Nghị định thư năm 1985 (lược trích nội dung):

1. Thành phần tham gia đàm phán: Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên và Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô L.I. Philimonov*.

2. Chuyên viên hai bên đã thoả thuận như sau: "a) Thấy rằng việc tiếp tục công tác khai thác nguồn tài nguyên dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam tại 3 lô 05, 09 và 16 là hợp lý với việc áp dụng một trong hai hình thức hợp tác sau đây: (i) Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; (ii) Bên Liên Xô đầu tư 100% vốn triển khai công việc. b) Trong tháng 5 và 6-1989 tại thành phố Vũng Tàu, hai bên sẽ lập bản Báo cáo kinh tế-kỹ thuật chung về triển vọng khai thác dầu và khí tại các lô đã nêu trong mục (i), trong bản Báo cáo này sẽ chuẩn xác lại Chương trình công tác cho giai đoạn 1989-1990 và lập dự án Chương trình công tác cho giai đoạn 1991-2010. c) Khi lập Báo cáo kinh tế - kỹ thuật cần căn cứ vào các vấn đề sau đây: *Một là*, công tác thăm dò địa chất được thực hiện tại 3 lô (05, 09 và 16) và sẽ đưa vào khai thác 4 mỏ dầu (Bạch Hổ, Đại Hùng, Rồng và Tam Đảo hay Ba Vì). *Hai là*, các tính toán về chi phí và tiêu thụ sản phẩm sẽ thực hiện bằng đồng đôla Mỹ có xét tới tình hình thị trường thế giới. *Ba là*, để làm cơ sở tính toán, sẽ áp dụng giá dầu quy ước bằng 112 đôla Mỹ cho 1 tấn tính theo hệ mét. Bốn là, việc chuyển sang các điều kiện hợp tác mới sẽ được thực hiện từ ngày 1-1-1990.

3. Về các vấn đề hai Bên còn có ý kiến khác nhau:

3.1. Trong trường hợp tiếp tục hợp tác theo hình thức Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô, chuyên viên các bên thống nhất rằng, Xí nghiệp cần phải tiến hành hoạt động trên cơ sở hạch toán toàn phần, tự cấp vốn, phải chịu trách nhiệm về kết quả hoạt động sản xuất kinh doanh của mình và phải nộp các loại thuế cho Nhà nước Việt Nam. Tuy nhiên chuyên viên các bên có ý kiến khác nhau về các vấn đề sau:

a) Về thuế suất mà Xí nghiệp Liên doanh cần phải nộp:

• Thuế tài nguyên: Phía Việt Nam đề nghị 18%; Phía Liên Xô đề nghị 16%.

• Thuế lợi nhuận: Phía Việt Nam đề nghị 40%; Phía Liên Xô đề nghị 30%.

• Thuế chuyển lợi nhuận về Liên Xô: Phía Việt Nam đề nghị 5%; Phía Liên Xô đề nghị 0%.

• Ưu đãi thuế cho Xí nghiệp Liên doanh: Phía Việt Nam đề nghị: giảm 50% thuế lợi nhuận trong giai đoạn 1989-1990; Phía Liên Xô đề nghị miễn thuế lợi nhuận trong giai đoạn 1990-1993.

b) Mặc dù chuyên viên các bên đã thoả thuận vấn đề để lại cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro một phần dầu để trang trải các chi phí của Xí nghiệp, lập

*. Có tên nhưng không có chữ ký - TG.

các quỹ tương ứng của Xí nghiệp và hoàn trả cho các bên số vốn đã góp; đã thoả thuận hai bên ngừng góp vốn từ năm 1990, để lại cho Xí nghiệp Liên doanh nhằm phục vụ cho các mục đích này trung bình dưới 35% dầu khai thác được cho toàn bộ giai đoạn; nhưng còn có quan điểm khác nhau về cách triển khai cụ thể:

• Phía Việt Nam đề nghị để lại cho Xí nghiệp Liên doanh dưới 35%; Phía Liên Xô đề nghị để lại từ 55% đến 40% và sẽ giảm dần theo mức độ tăng sản lượng khai thác dầu, có xét tới việc duy trì mức trung bình là 35% sản lượng khai thác cho toàn bộ thời kỳ hoạt động của Xí nghiệp.

• Phía Việt Nam đề nghị, trong trường hợp thiếu vốn, Xí nghiệp Liên doanh có quyền vay vốn dưới dạng tín dụng thương mại; Phía Liên Xô đề nghị, loại trừ việc vay vốn để phát triển Xí nghiệp Liên doanh trong giai đoạn 1990-1995.

3.2. Trong trường hợp chuyển hợp tác sang điều kiện Phía Liên Xô đầu tư 100% vốn triển khai công việc thì phần góp của Phía Việt Nam trong vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sẽ được đánh giá lại và được bán cho xí nghiệp mới, sẽ được thành lập trên cơ sở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

4. Bản báo cáo kinh tế - kỹ thuật chung sẽ được trình lên Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Liên Xô để xem xét và dựa trên những kết luận nêu trong bản báo cáo quyết định đưa những điểm sửa đổi tương ứng vào Hiệp định dầu khí Việt - Xô ký ngày 19-6-1981.

Trong thời gian diễn ra Vòng đàm phán thứ tư, từ ngày 20-4 đến ngày 24-4-1989 tại Mátxcơva, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Trương Thiên cũng đã có buổi làm việc với Bộ trưởng Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô, V.A Dinkov. Trao đổi về nội dung sửa đổi Hiệp định liên quan đến khu vực hợp tác, Phía Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô "*đã thoả thuận sẽ hợp tác trên 3 lô 09,16 và 05 (có mỏ Đại Hùng). Tại 3 lô này từ nay đến năm 2010 dự kiến sẽ đưa vào khai thác 4 mỏ: Bạch Hổ từ năm 1986, Đại Hùng từ năm 1993, Rồng từ năm 1993, Tam Đảo (hoặc Ba Vì) từ năm 1996*". Theo tính toán của Phía Liên Xô *"Mỏ Bạch Hổ sẽ đạt sản lượng cao nhất là 4,8 triệu tấn vào năm 1999, Đại Hùng 10 triệu tấn vào năm 2001. Các mỏ Rồng và Tam Đảo đều nhỏ, sản lượng cao nhất chỉ đạt 1,3 triệu tấn vào năm 2000. Tổng chi phí khai thác 4 mỏ này vào khoảng 8 tỷ đôla"*[1].

Thực hiện Bản ghi nhớ tại Mátxcơva, tổ công tác hỗn hợp của hai Phía Việt Nam và Liên Xô đã làm việc tại Vũng Tàu từ ngày 22-5 đến ngày 28-5-1989. Kết

1. Công văn số 15/HTQT-M ngày 27-4-1989 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam gửi Chủ tịch, Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng và Ban Bí thư Trung ương Đảng Báo cáo về kết quả đàm phán ở cấp ngành Dầu khí hai nước về sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 và Nghị định thư năm 1985.

thúc đợt công tác, Phía Việt Nam trong tổ công tác hỗn hợp đã có báo cáo kết quả làm việc của tổ.

Báo cáo kết quả làm việc tại Vũng Tàu từ ngày 22-5 đến ngày 28-5-1989 của tổ công tác hỗn hợp hai Phía Việt Nam - Liên Xô (lược trích):

1. Tổ công tác hỗn hợp đã thỏa thuận một số thông số kỹ thuật làm cơ sở cho việc tính toán hiệu quả kinh tế hợp tác:

- Diện tích hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh trên 3 lô 09, 16 và 05 (trên thực tế bạn chỉ quan tâm đến 3 mỏ đã phát hiện là Bạch Hổ, Rồng ở lô 09 và mỏ Đại Hùng, khu vực nằm giữa ranh giới lô 04 và lô 05. Tại lô 16 đã khoan ở cấu tạo Tam Đảo, Ba Vì hiện đang khoan cấu tạo Bà Đen, nếu không phát hiện được dầu khí thì bạn cũng không quan tâm nữa).

- Kế hoạch tìm kiếm - thăm dò: hai phía thống nhất sẽ kết thúc công tác tìm kiếm vào cuối năm 1992, tập trung chủ yếu vào 3 mỏ Rồng, Bạch Hổ, Đại Hùng có khoan tìm kiếm ở cấu tạo Thanh Long (lô 05) và Bà Đen (lô 16). Tổng số giếng tìm kiếm - thăm dò trong 3 năm 1990-1992 là 9-12 giếng (mỗi năm 3-4 giếng). Từ năm 1993 chỉ khoan thêm khoảng 4-5 giếng trên các mỏ đã tìm thấy dầu.

- Xác định trữ lượng đưa vào khai thác 3 mỏ là 265 triệu tấn (lấy lên được), cụ thể: Bạch Hổ 80 triệu tấn; Rồng 50 triệu tấn; Đại Hùng 135 triệu tấn.

2. Những vấn đề ý kiến còn khác nhau:

- Tiến độ đưa mỏ vào khai thác: Phía Việt Nam đề nghị phát triển nhanh các mỏ đã phát hiện để sớm đưa vào khai thác, cụ thể mỏ Rồng khai thác năm 1992, mỏ Đại Hùng khai thác năm 1993. Phía Liên Xô muốn dãn tiến độ… và kéo dài thời hạn khai thác đến sau năm 2015-2020.

- Về vốn: Phía Liên Xô vẫn kiên trì đề nghị trong giai đoạn 1991-1995 dầu thô cấp cho Xí nghiệp Liên doanh nhiều hơn 35% sản lượng khai thác dầu, để tránh phải vay tín dụng, thậm chí Phía Liên Xô còn đề nghị cấp tới 84% sản lượng khai thác dầu sau khi nộp thuế tài nguyên được họ đề nghị là 16%.

- Về cơ chế quản lý: Việt Nam chủ trương khoán cho Xí nghiệp Liên doanh 35% sản lượng dầu khai thác hàng năm và Xí nghiệp Liên doanh phải hoàn toàn tự chủ, tự chịu trách nhiệm. "Trái lại Phía Liên Xô lại chủ trương tiếp tục cơ chế bao cấp cũ, hai phía lo vốn và quyết định mọi việc, còn Xí nghiệp Liên doanh chỉ thực hiện".

3. Nhận xét chung: "Các quan điểm của tổ chuyên viên Liên Xô đưa ra trong lần gặp gỡ này là một bước thụt lùi so với những nguyên tắc đã thỏa thuận tại Mátxcơva cuối tháng 4-1989 vừa qua"[1].

1. Báo cáo số 17/HTQT-M ngày 2-6-1989 của Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười, các Phó Chủ tịch Võ Văn Kiệt, Nguyễn Cơ Thạch, Trần Đức Lương và Thường trực Ban Bí thư.

Ngày 16-8-1989, Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Việt Nam Nguyễn Cơ Thạch đã gửi Công hàm trả lời Công hàm ngày 25-7-1989 của Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô V.K. Gusev.

Trích nội dung công hàm ngày 16-8-1989: tán thành ý kiến của Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng V.K. Gusev là "hai Phía Liên Xô và Việt Nam cần sớm gặp nhau để đàm phán, thỏa thuận những vấn đề cần sửa đổi trong Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981, Nghị định thư năm 1985 và Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, nhằm hoàn thiện cơ chế hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh. Chúng tôi tán thành những vấn đề đồng chí nêu trong thư và cho rằng, trên cơ sở những thỏa thuận đã đạt được trong cuộc gặp của chúng ta tại Mátxcơva tháng 4-1989, hai Bên nên tập trung vào những vấn đề còn bỏ ngỏ như xác định thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh; xác định phần dầu khai thác được dành cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để trang trải các chi phí khai thác dầu và lập quỹ cho Xí nghiệp, trong đó có thời kỳ 1991-1995; xác định mức đóng của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đối với các loại thuế đã thỏa thuận".

Ngày 7-9-1989, Tổng cục Dầu khí có Công văn số 29/HTQT-M xin ý kiến chỉ đạo của Hội đồng Bộ trưởng về phương án kinh tế đối với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Trích nội dung công văn ngày 7-9-1989 của Tổng cục Dầu khí Việt Nam: "Tiếp theo Tờ trình số 22, 24 và 27 (ngày 11-7; 31-7; 28-8-1989) và căn cứ ý kiến chỉ đạo trực tiếp của Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng gần đây (tại cuộc họp ở Thành phố Hồ Chí Minh), Tổng cục Dầu khí đã tiến hành tính toán nhiều phương án kinh tế khác nhau để xin ý kiến chỉ đạo của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng chuẩn bị cho vòng đàm phán tiếp theo với Liên Xô dự kiến sẽ tiến hành tại Mátxcơva từ ngày 15-9 đến ngày 25-9-1989"; xin ý kiến về các mức đàm phán về: tỷ lệ dầu khoán cho Xí nghiệp Liên doanh; thuế tài nguyên; và thuế lợi tức.

Ngày 12-9-1989, Tổng cục Dầu khí có Công văn số 30/HTQT-M giải trình bổ sung về các vấn đề liên quan tới việc sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô.

Trích nội dung công văn ngày 12-9-1989 của Tổng cục Dầu khí Việt Nam: (i) Khẳng định, những thỏa thuận đã đạt được với Liên Xô về cơ chế hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh theo hướng tự hoàn vốn, tự chủ về sản xuất kinh doanh (bao gồm cả việc lựa chọn công nghệ, kỹ thuật tiên tiến và xuất nhập khẩu trực tiếp, v.v.), xóa bỏ các chế độ bao cấp, đóng các loại thuế cho Nhà nước Việt Nam, v.v. là rất cơ bản, phù hợp với Hiệp định khung năm 1987, Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam và thông lệ quốc tế. Đó là kết quả nhiều cuộc đàm phán dưới sự chỉ đạo trực tiếp của Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng. Đó cũng là kết quả bước đầu của sự đổi mới và cải tổ của Việt Nam và Liên Xô. Tổng cục Dầu khí Việt Nam kiến nghị,

điều cần làm tiếp là phải nhanh chóng thảo luận và thỏa thuận với bạn để hoàn thiện cơ chế này; (ii) Các tính toán kinh tế cho thấy, với cơ chế mới, quyền lợi Nhà nước ta được đảm bảo tốt hơn, cơ bản hơn so với cơ chế cũ (Hiệp định năm 1981) cả về trước mắt năm 1989, 1991-1995 và cũng như những năm sau; (iii) Vấn đề cơ bản trong bài toán kinh tế dầu khí là Nhà nước Việt Nam thu được các loại sắc thuế như Tổng cục Dầu khí đã đề nghị: thuế tài nguyên từ 17 đến 18%; thuế lợi tức 38-40%; thuế chuyển lợi tức 5%. Cho phép Xí nghiệp Liên doanh được giữ một phần sản lượng để làm nguồn tài chính, 5 năm đầu không quá 40%, sau đó giảm dần và giao cho Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh chịu trách nhiệm trước hai chính phủ hàng năm xem xét và duyệt các hạn mức chi phí.

Vòng đàm phán thứ năm: ngày 3-10-1989, Tổng cục Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 32/HTQT-M xin ý kiến chỉ đạo của Hội đồng Bộ trưởng về các vấn đề đàm phán như sau: (i) Xin phép cho mời đoàn Liên Xô do Thứ trưởng Bộ Công nghiệp dầu khí dẫn đầu, có đại diện của Ủy ban Kinh tế đối ngoại, Bộ Tài chính, Ngân hàng của Liên Xô… sang Việt Nam đàm phán (thay vì như dự kiến là đoàn Việt Nam sang Liên Xô theo đề nghị của Phía Liên Xô). Thời gian tiếp đoàn từ ngày 10-10-1989 tại Hà Nội sau đó họp tiếp Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XI tại Vũng Tàu. Toàn bộ chi phí ăn, ở, đi lại tại Hà Nội của Đoàn Liên Xô sẽ do Việt Nam đài thọ; (ii) Về nội dung đàm phán liên quan đến các điểm tồn tại, Tổng cục Dầu khí đề nghị được phép xử lý trong trường hợp đàm phán khó khăn là: thuế tài nguyên 17%; thuế lợi tức 38%; dành cho Xí nghiệp Liên doanh tới 40% sản lượng dầu khai thác được trong 5-6 năm đầu 1990-1995 để làm nguồn vốn, sau đó, khi sản lượng tăng dần, tỷ lệ này giảm xuống còn khoảng 18%, để phần dầu của Việt Nam nhận được khoảng 60% sản lượng các mỏ.

Ngày 6-10-1989, Tổng cục Dầu khí mời các ủy ban, bộ liên quan cử đại diện tham gia đoàn đàm phán sửa đổi Hiệp định năm 1981 và họp nội bộ đoàn vào sáng ngày 9-10-1989 trước khi bước vào Vòng đàm phán thứ năm từ ngày 9-10 đến ngày 14-10-1989 tại Hà Nội.

Biên bản đàm phán giữa các chuyên viên Liên Xô và Việt Nam nhằm hoàn thiện cơ chế hoạt động Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (Lược trích nội dung):

1. Thời gian và địa điểm đàm phán: từ ngày 9-10-1989 đến ngày 14-10-1989 tại Hà Nội.

2. Thành phần đàm phán: Trưởng đoàn Phía Liên Xô, Thứ trưởng Bộ Công nghiệp dầu khí Liên Xô, B.A. Nikitin cùng 11 thành viên khác. Trưởng đoàn Phía Việt Nam, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam, Trương Thiên cùng 9 thành viên khác.

3. Nội dung đàm phán: tiếp tục đàm phán về các vấn đề hoàn thiện cơ chế hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chưa được thỏa thuận trong quá trình đàm phán ở Mátxcơva tháng 4-1989.

4. Đã thỏa thuận những vấn đề sau đây:

a) Về khu vực hoạt động: khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro bao gồm:

(i) Vùng biển được giới hạn bằng diện tích các lô 05, 09 và 16, cũng như vùng biển hành lang hệ thống đường ống dẫn dầu khí đang thiết kế. Sơ đồ vùng công tác và tọa độ của các lô được kèm theo Phụ lục số 3 và số 4.

(ii) Các phần đất dùng cho các công trình sản xuất và sinh hoạt công cộng, nhà ở, kể cả các công trình đang trong giai đoạn xây dựng và thiết kế. Giới hạn phần đất sẽ do Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh lần thứ XI phê duyệt.

(iii) Sau khi hoàn thành giai đoạn công tác thăm dò vào năm 1993, hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được thực hiện trong giới hạn các vùng biển tương ứng với giới hạn của các mỏ dầu khí khai thác có hiệu quả.

b) Về thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh: thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh được xác định trên cơ sở chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật khai thác từng mỏ là 20 năm. Các chuyên viên đã thỏa thuận sẽ tiến hành các tính toán kinh tế - kỹ thuật cho giai đoạn 1990-2010. Trong trường hợp cần thiết, thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh có thể được kéo dài theo thỏa thuận của các Bên.

c) Về việc chuyển Xí nghiệp Liên doanh sang hạch toán kinh tế, tự cấp vốn và tự trang trải chi phí: đã khẳng định sự cần thiết của việc chuyển Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sang tự cấp vốn và tự chủ về ngoại tệ, việc hạch toán và thanh toán bằng đôla Mỹ và trao cho Xí nghiệp quyền tự tiến hành các hoạt động xuất nhập khẩu từ ngày 1-1-1990.

5. Về phần dầu để lại cho Xí nghiệp Liên doanh để trang trải các chi phí và lập các quỹ của Xí nghiệp: ý kiến còn khác nhau. Phía Việt Nam: "Trong những năm 1990-1995, có tính đến việc chuyển Xí nghiệp sang cơ chế mới, sẽ để lại cho Xí nghiệp Liên doanh 35% sản lượng khai thác hàng năm để trang trải chi phí và lập các quỹ. Tỷ lệ nói trên cần phải giảm dần sao cho tổng số dầu để lại cho Xí nghiệp Liên doanh không vượt quá 25% tổng sản lượng khai thác dầu của Xí nghiệp Liên doanh trong những năm 1990-2010". Phía Liên Xô: "Phần dầu để dùng trang trải các chi phí và lập các quỹ của Xí nghiệp Liên doanh được xác định hàng năm trên cơ sở tính toán của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, xuất phát từ kế hoạch khối lượng công tác và sản lượng dầu khai thác và được Hội đồng Xí nghiệp phê duyệt nhằm bảo đảm hoạt động Xí nghiệp Liên doanh có hiệu quả cao nhất và quyền lợi của các Bên".

6. Về hệ thống thuế: "Các chuyên viên Việt Nam và Liên Xô phải xác nhận rằng, mặc dù đã cố gắng vẫn không đạt được thỏa thuận về mức thuế tài nguyên (Royalty) và thuế lợi tức có tính đến thông lệ quốc tế". Quan điểm của Phía Việt Nam đã thể hiện trong Bản ghi nhớ ngày 25-4-1989, cụ thể:

+ Thuế tài nguyên 18%;

+ Thuế lợi tức 40% (trong năm 1990 mức thuế lợi tức của Xí nghiệp Liên doanh được giảm 50%);

+ Thuế chuyển lợi nhuận của Phía Liên Xô ra khỏi Việt Nam 5%.

Phía Liên Xô "đề nghị:

+ Thuế tài nguyên 16%;

+ Thuế lợi tức 30%;

+ Thuế chuyển lợi nhuận của Phía Liên Xô ra khỏi Việt Nam 5%.

Phù hợp với Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam, miễn hoàn toàn thuế lợi tức cho Xí nghiệp Liên doanh trong những năm 1990-1991 và giảm 50% trong những năm 1992-1993".

Vòng đàm phán thứ sáu: ngày 31-3-1990, Hội đồng Nhà nước ra Nghị quyết phê chuẩn việc giải thể Tổng cục Dầu khí và sáp nhập vào Bộ Công nghiệp nặng (mới thành lập). Bộ Công nghiệp nặng thực hiện trách nhiệm tiếp tục đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981.

Theo Nghị quyết khóa họp 15 của Ủy ban Liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - khoa học kỹ thuật Việt Nam - Liên Xô được ký ngày 6-3-1990, ngày 12-6-1990, tại Hà Nội, Thứ trưởng Bộ Công nghiệp nặng, Trương Thiên, Trưởng đoàn chuyên viên Phía Việt Nam và Thứ trưởng Bộ Công nghiệp dầu khí Liên Xô, B.A. Nikitin, Trưởng đoàn chuyên viên Phía Liên Xô, dẫn đầu hai đoàn chuyên viên hai phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành Vòng đàm phán thứ sáu về thỏa thuận sơ bộ *Dự thảo "Hiệp định Liên Chính phủ về tiến hành thăm dò địa chất và khai thác dầu và khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam"*.

Ngày 23-6-1990, Bộ Công nghiệp nặng đã có báo cáo bằng Công văn số 1229/CNNg-HTQT ngày 23-6-1990 do Thứ trưởng Trương Thiên ký gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về kết quả đàm phán với đoàn Liên Xô về sửa đổi Hiệp định năm 1981.

Trích nội dung Báo cáo Vòng đàm phán thứ sáu: vòng đàm phán đã diễn ra từ ngày 29-5-1990 đến ngày 11-6-1990, tại Trụ sở Bộ Công nghiệp nặng, Hà Nội. Kết quả đàm phán: "Hai phía đã thỏa thuận được 21 điều để đưa vào Dự thảo

Hiệp định sửa đổi trình hai chính phủ xem xét. Nội dung các điều này chủ yếu là các vấn đề sau đây:

1. Đưa vào Hiệp định các chế độ thuế phù hợp với các luật của Việt Nam mới ban hành, đồng thời áp dụng các điều khoản tương ứng của Hiệp định Liên Chính phủ Việt Nam - Liên Xô ký ngày 29-10-1987 về những nguyên tắc thành lập xí nghiệp liên doanh ở mỗi nước.

2. Chuyển cơ chế hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh từ ngày 1-1-1991 sang tự chủ về tài chính, hạch toán kinh tế toàn phần.

3. Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh là người Việt Nam và Phó Tổng Giám đốc thứ nhất là người Liên Xô.

4. Khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh gồm 2 lô 09, 16 và một phần lô 05. Đã thỏa thuận là hết giai đoạn tìm kiếm thăm dò vào năm 1993, Xí nghiệp Liên doanh được giữ lại phần mỏ khai thác, phần còn lại do Việt Nam sử dụng.

5. Thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh được xác định xuất phát từ chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật là 20 năm đối với mỗi mỏ.

6. Phần dầu để lại cho Xí nghiệp Liên doanh dùng để trang trải các chi phí, phát triển mỏ mới và lập các quỹ tương ứng không quá 35% sản lượng trong giai đoạn 1991-1995. Sau năm 1995 tỷ lệ này giảm dần theo các định mức kinh tế - kỹ thuật và chương trình từng giai đoạn được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh phê duyệt, phần thiếu hụt khoảng 350 triệu đôla Mỹ (theo tính toán của TER) do hai phía giải quyết. Từ ngày 1-1-1991 bảng cân đối tài chính của Xí nghiệp Liên doanh được tính chuyển sang đồng đôla Mỹ".

Còn một số vấn đề liên quan đến các loại sắc thuế mà Xí nghiệp Liên doanh phải nộp vẫn chưa thỏa thuận được.

Ngày 20-9-1990, Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch có văn thư gửi Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum và Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Trương Thiên.

Trích nội dung văn thư của Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Nguyễn Cơ Thạch:

"Ngày 19-9, tôi đã báo cáo Thường vụ về nội dung cuộc hội ý giữa đồng chí Đỗ Mười, đồng chí Võ Văn Kiệt và tôi (Nguyễn Cơ Thạch) sau khi đã bàn xong việc sử dụng số tiền viện trợ và cho vay của Chính phủ Italia.

Trong cuộc hội ý đó, tôi đã xin ý kiến các đồng chí Đỗ Mười và Võ Văn Kiệt về việc Công ty dầu lửa Mỹ - Mobil sẵn sàng hợp doanh tay ba với Liên doanh Dầu khí Việt - Xô, có lợi cho cả ba bên vì Mobil có vốn, có kỹ thuật cao và có đầy đủ tài liệu về khu vực của Liên doanh Việt - Xô. Ba chúng tôi nhất trí là cần trao đổi với Phía Liên Xô về đề nghị của Mobil. Hiện nay Phía Liên Xô đã đề nghị với ta

hợp tác tay ba Liên Xô - Việt Nam với Ấn Độ và Liên Xô - Việt Nam với Italia. Bộ Ngoại giao sẽ trao đổi với Phía Liên Xô về nguyên tắc".

Ngày 10-10-1990, Liên Xô có công hàm gửi Chủ tịch Phía Việt Nam của Ủy ban Liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - khoa học kỹ thuật Việt Nam - Liên Xô thông báo: thực hiện Nghị quyết khóa họp thứ XV của Ủy ban Liên Chính phủ về việc hợp tác trong lĩnh vực dầu khí trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Phía Liên Xô đã chuẩn bị Dự thảo Hiệp định Liên Chính phủ về tiếp tục thăm dò địa chất và khai thác dầu khí trên thềm lục địa phía Nam Việt Nam (gửi kèm theo công hàm cho Phía Việt Nam); đồng thời sẵn sàng đến Việt Nam vào tháng 10-1990 để tiến hành đàm phán.

Ngày 23-10-1990, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã báo cáo Hội đồng Bộ trưởng về tình hình đầu tư, vay nợ và thanh toán giữa Việt Nam và Liên Xô trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro[1]. Báo cáo nêu rõ, tính đến nay Việt Nam chỉ nợ Liên Xô khoảng 100 triệu rúp chuyển nhượng, nhưng trong thời gian 1989-1990 Việt Nam đã xuất cho Liên Xô khoảng 2 triệu tấn dầu thô với giá trị khoảng 355 triệu rúp chuyển nhượng (Nhà nước Việt Nam vay lại để nhập xăng dầu); như vậy, đến nay ngành Dầu khí đã hoàn toàn trả nợ xong vốn vay của mình và có thu cho ngân sách nhà nước.

Vòng đàm phán thứ bảy: ngày 29-10-1990, Bộ Công nghiệp nặng đã ra Quyết định số 2863/CNNg-HTQT thành lập đoàn chuyên viên của Bộ Công nghiệp nặng chuẩn bị nội dung đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981.

Thành phần đoàn chuyên viên của Bộ Công nghiệp nặng theo Quyết định số 2863/CNNg-HTQT:

1. Đỗ Quang Toàn, Phó Vụ trưởng Vụ Hợp tác quốc tế, Trưởng đoàn.

2. Nguyễn Văn Sì, Phó Vụ trưởng Vụ Kế hoạch.

3. Trần Ngọc Toản, Phó Vụ trưởng Vụ Khoa học - kỹ thuật.

4. Hoàng Sĩ Hiền, Phó Vụ trưởng Vụ Tài chính - kế toán.

5. Trần Ngọc Cảnh, Trưởng phòng Kỹ thuật Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

6. Nguyễn Tiến Dũng, Trưởng phòng Tài chính - kế toán Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

7. Lê Văn Hùng, Quyền Trưởng phòng Thương mại Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

1. Công văn số 417/TCKT ngày 23-10-1990 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

8. Bùi Quyết, luật sư, Vụ Hợp tác quốc tế.

9. Bùi Đức Hạnh, chuyên viên Vụ Hợp tác quốc tế, Thư ký.

10. Hoàng Xuân Hùng, chuyên viên Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

11. Ngô Thường San, Phó Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô.

Tham gia đoàn đàm phán còn có đại diện các bộ, ngành liên quan khác như:

1. Lưu Văn Đạt, luật sư, cố vấn Bộ Thương mại;

2. Võ Hồng Phúc, Vụ trưởng, Ủy ban Kế hoạch Nhà nước;

3. Nguyễn Đức Tân, Phó Vụ trưởng, Bộ Tài chính;

4. Lê Minh Tuấn, chuyên viên Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng;

5. Vũ Văn Quảng, chuyên viên Bộ Thương mại;

6. Đào Quốc Sửu, chuyên viên Bộ Thương mại;

7. Trần Quốc Hưng, chuyên viên Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư;

8. Đỗ Thành Trung, chuyên viên Ủy ban Kế hoạch Nhà nước;

9. Nguyễn Thanh Bình, chuyên viên Ủy ban Kế hoạch Nhà nước;

10. Phạm Văn Hiển, chuyên viên Bộ Tài chính;

11. Dương Văn Quảng, chuyên viên Ngân hàng Ngoại thương.

Đoàn đàm phán Liên Xô sang Hà Nội đàm phán sửa đổi Hiệp định dầu khí Việt - Xô năm 1981 do Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kế hoạch Nhà nước Liên Xô A. Troitsky làm Trưởng đoàn. Phía Việt Nam cử Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kế hoạch Nhà nước Đỗ Quốc Sam làm Trưởng đoàn và giao Bộ Công nghiệp nặng đón đoàn và tổ chức đàm phán.

Ngày 2-11-1990, hai phía bắt đầu Vòng đàm phán thứ bảy cấp chuyên viên. Trưởng đoàn chuyên viên Phía Liên Xô: V.M. Yudin,Vụ trưởng Ủy ban Kế hoạch Nhà nước Liên Xô; Trưởng đoàn chuyên viên Phía Việt Nam: Đỗ Quang Toàn, Phó Vụ trưởng Vụ Hợp tác quốc tế, Bộ Công nghiệp nặng. Ngày 10-11-1990 hai Trưởng đoàn đã ký Biên bản đàm phán. Hai Bên đã thỏa thuận được 12 trên tổng số 24 điều khoản và phần Mở đầu của Dự thảo Hiệp định. Trong những vấn đề đã thỏa thuận được có các vấn đề quan trọng sau:

(i) Thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh tính từ 1-1-1991 là 20 năm.

(ii) Khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh giới hạn ở các lô 09, 16 và 1 phần lô 05.

(iii) Việt Nam sử dụng khí đồng hành không phải trả tiền.

(iv) Bộ máy điều hành của Xí nghiệp Liên doanh: Tổng Giám đốc là người Việt Nam, Phó Tổng Giám đốc thứ nhất là người Liên Xô.

(v) Để lại cho Xí nghiệp Liên doanh một phần giá trị dầu thô khai thác hàng năm để có vốn chi phí và phát triển sản xuất (trong những năm đầu không quá 35% sau đó giảm dần). Cũng đã thỏa thuận được là đến cuối năm vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh phải được tính bằng đôla Mỹ và ghi theo mức tại thời điểm 1-1-1991.

Một số vấn đề không đạt được thỏa thuận: giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro quyền sở hữu sản phẩm khai thác được (dầu) và quyền bán các sản phẩm ra thị trường bên ngoài.

Về thuế suất thuế tài nguyên, thể thức nộp thuế, cách giải quyết những vấn đề tranh chấp (trọng tài nước thứ ba…). Xoay quanh sắc thuế tài nguyên và thuế lợi tức, Phía Liên Xô đưa dẫn chứng về các công ty xuyên quốc gia, cho rằng Chính phủ Việt Nam chỉ có thể điều chỉnh thuế tài nguyên trong phạm vi 6-20% và trung bình 12,5% là được. Phía Việt Nam giữ quan điểm thuế tài nguyên 18% và thuế lợi tức 40% dành cho Xí nghiệp Liên doanh và Phía Liên Xô là ưu đãi nhất so với các hợp đồng dầu khí Việt Nam đã ký và không ảnh hưởng tới hiệu quả của Xí nghiệp Liên doanh.

Ngày 21-11-1990, Bộ trưởng Trần Lum đã có báo cáo gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về các kết quả đàm phán Hiệp định Dầu khí Việt - Xô như đã trình bày tóm lược ở trên.

Ngày 12-12-1990, tại Vũng Tàu, được sự ủy quyền của Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Liên Xô, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum và Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu khí Liên Xô B.A. Nikitin đã ký Nghị định thư về các vấn đề liên quan đến hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Nội dung chính của Nghị định thư là:

- Từ ngày 1-1-1991 việc hạch toán của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sẽ được thực hiện bằng đôla Mỹ.

- Từ ngày 1-1-1991, các lô 04, 10, 11, 15 và phần còn lại của lô 05 sẽ được hoàn trả cho Phía Việt Nam (Việc hoàn trả các lô nêu trên có ý nghĩa cực kỳ quan trọng trong việc sớm triển khai thu hút vốn đầu tư nước ngoài vào các lô mà Xí nghiệp Liên doanh hoàn trả, mặc dù Hiệp định sửa đổi chưa được ký kết).

- Từ ngày 1-1-1991, khí đồng hành lấy lên trong quá trình khai thác dầu từ các mỏ, ngoài việc sử dụng cho các nhu cầu công nghệ khai thác, sẽ được giao cho Phía Việt Nam tại mỏ không phải trả tiền.

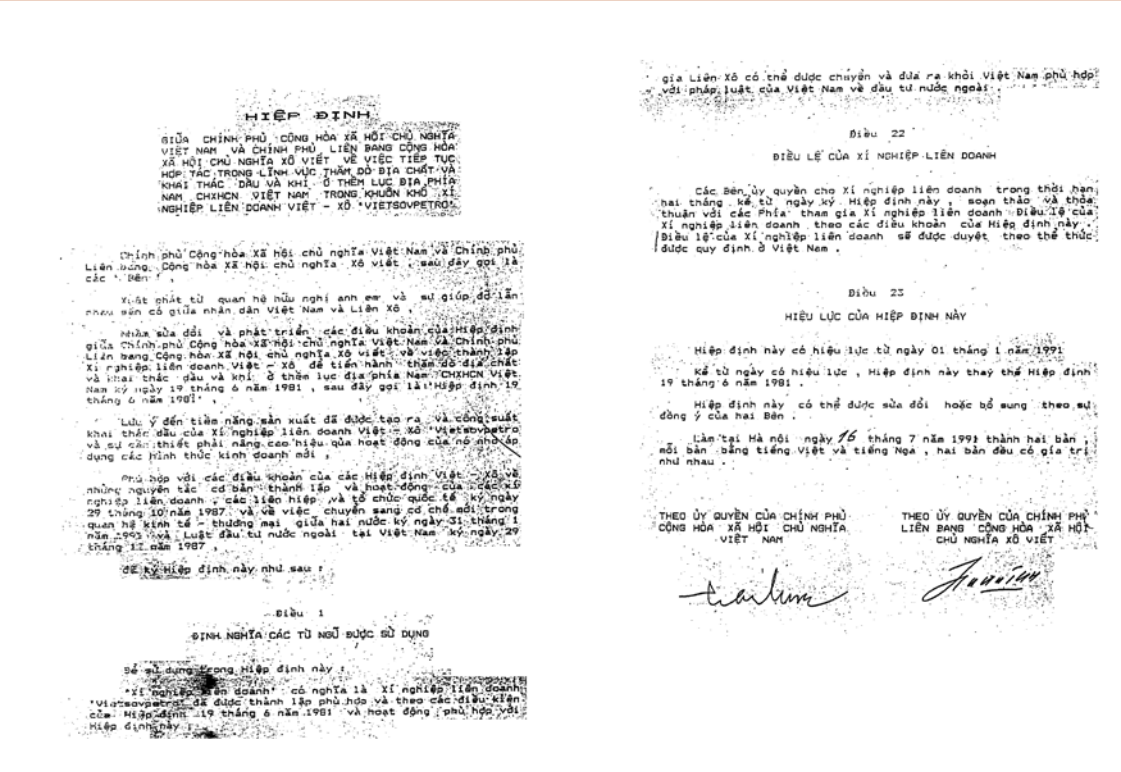
Ngày 31-1-1991, tại Hà Nội, Hiệp định giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Liên Xô về việc chuyển sang cơ chế mới trong quan hệ kinh tế - thương mại giữa hai nước đã được ký kết. Điều 1 của Hiệp định quy định: *"Từ ngày 1-1-1991 các tổ chức Việt Nam và Liên Xô tham gia quan hệ kinh tế đối ngoại sẽ chuyển sang tính toán và thanh toán bằng ngoại tệ tự do chuyển đổi và mua bán theo thời giá thị trường thế giới trong quan hệ kinh tế - thương mại giữa Việt Nam và Liên Xô. Quan hệ kinh tế - thương mại như vậy sẽ được tiến hành theo các điều kiện được áp dụng trong thương mại quốc tế, trên cơ sở các hợp đồng, trong đó có cả các hợp đồng dài hạn, được ký kết giữa các tổ chức tham gia quan hệ kinh tế đối ngoại của hai nước"*.

Vòng đàm phán thứ tám (vòng đàm phán cuối cùng): từ ngày 10-7-1991 đến ngày 16-7-1991, đoàn Liên Xô do Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu khí B.A. Nikitin dẫn đầu và đoàn Việt Nam do Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum dẫn đầu đã tiến hành Vòng đàm phán cuối cùng tại Hà Nội. Trưởng đoàn chuyên viên Phía Liên Xô là Vụ trưởng Vụ Kinh tế đối ngoại Bộ Công nghiệp dầu khí O.K. Popov và Trưởng đoàn chuyên viên Phía Việt Nam là Phó Vụ trưởng Vụ Hợp tác quốc tế Bộ Công nghiệp nặng Đỗ Quang Toàn.

Tất cả những tồn tại của các vòng đàm phán trước đã được chốt lại ở vòng này trên tinh thần hữu nghị đầy thiện chí của cấp cao hai nước và kết quả là nội dung "Hiệp định giữa Chính phủ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết về việc tiếp tục hợp tác trong lĩnh vực thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro" đã được thỏa thuận.

3. Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991

Lễ ký Hiệp định Dầu khí Việt - Xô được tổ chức trang trọng tại Nhà khách Chính phủ ở Hà Nội ngày 16-7-1991. Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum được sự ủy quyền của Hội đồng Bộ trưởng Việt Nam và Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu khí B.A. Nikitin được ủy quyền của Hội đồng Bộ trưởng Liên Xô đã ký Hiệp định trên. Về cơ bản, Hiệp định bảo đảm được quyền lợi của Việt Nam là nước chủ tài nguyên và nâng cao được hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.



HIỆP ĐỊNH

GIỮA CHÍNH PHỦ CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM VÀ CHÍNH PHỦ LIÊN BANG CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA XÔ VIẾT VỀ VIỆC TIẾP TỤC HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC THĂM DÒ ĐỊA CHẤT VÀ KHAI THÁC DẦU VÀ KHÍ Ở THỀM LỤC ĐỊA PHÍA NAM CHXHCN VIỆT NAM TRONG KHUÔN KHỔ XÍ NGHIỆP LIÊN DOANH VIỆT – XÔ "VIETSOVPETRO".

Chính phủ Cộng hòa Xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Cộng hòa Xã hội chủ nghĩa Xô viết, sau đây gọi là các "Bên",

Xuất phát từ quan hệ hữu nghị anh em và sự giúp đỡ lẫn nhau sẵn có giữa nhân dân Việt Nam và Liên Xô,

Nhằm sửa đổi và phát triển các điều khoản của Hiệp định giữa Chính phủ Cộng hòa Xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Cộng hòa Xã hội chủ nghĩa Xô viết về việc thành lập Xí nghiệp liên doanh Việt – Xô để tiến hành thăm dò địa chất và khai thác dầu và khí ở thềm lục địa phía Nam CHXHCN Việt Nam ký ngày 19 tháng 6 năm 1981, sau đây gọi là "Hiệp định 19 tháng 6 năm 1981",

Lưu ý đến tiềm năng sản xuất đã được tạo ra và công suất khai thác dầu của Xí nghiệp liên doanh Việt – Xô "Vietsovpetro" và sự cần thiết phải nâng cao hiệu quả hoạt động của nó nhờ áp dụng các hình thức kinh doanh mới,

Phù hợp với các điều khoản của các Hiệp định Việt – Xô về những nguyên tắc cơ bản thành lập và hoạt động của các Xí nghiệp liên doanh, các liên hiệp và tổ chức quốc tế ký ngày 29 tháng 10 năm 1987 và về việc chuyển sang cơ chế mới trong quan hệ kinh tế – thương mại giữa hai nước ký ngày 31 tháng 1 năm 1990 và Luật đầu tư nước ngoài tại Việt Nam ký ngày 29 tháng 12 năm 1987,

đã ký Hiệp định này như sau:

Điều 1

ĐỊNH NGHĨA CÁC TỪ NGỮ ĐƯỢC SỬ DỤNG

Sẽ sử dụng trong Hiệp định này:

"Xí nghiệp liên doanh" có nghĩa là Xí nghiệp liên doanh "Vietsovpetro" đã được thành lập phù hợp và theo các điều kiện của Hiệp định 19 tháng 6 năm 1981 và hoạt động phù hợp với Hiệp định này.

gia Liên Xô có thể được chuyển và đưa ra khỏi Việt Nam phù hợp với pháp luật của Việt Nam về đầu tư nước ngoài.

Điều 22

ĐIỀU LỆ CỦA XÍ NGHIỆP LIÊN DOANH

Các Bên ủy quyền cho Xí nghiệp liên doanh trong thời hạn hai tháng kể từ ngày ký Hiệp định này, soạn thảo và thỏa thuận với các Phía tham gia Xí nghiệp liên doanh Điều lệ của Xí nghiệp liên doanh theo các điều khoản của Hiệp định này. Điều lệ của Xí nghiệp liên doanh sẽ được duyệt theo thể thức được quy định ở Việt Nam.

Điều 23

HIỆU LỰC CỦA HIỆP ĐỊNH NÀY

Hiệp định này có hiệu lực từ ngày 01 tháng 1 năm 1991.

Kể từ ngày có hiệu lực, Hiệp định này thay thế Hiệp định 19 tháng 6 năm 1981.

Hiệp định này có thể được sửa đổi hoặc bổ sung theo sự đồng ý của hai Bên.

Làm tại Hà nội ngày 16 tháng 7 năm 1991 thành hai bản, mỗi bản bằng tiếng Việt và tiếng Nga, hai bản đều có giá trị như nhau.

THEO ỦY QUYỀN CỦA CHÍNH PHỦ CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM

THEO ỦY QUYỀN CỦA CHÍNH PHỦ LIÊN BANG CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA XÔ VIẾT

Bản sao (trang đầu và cuối) Hiệp định Dầu khí Việt - Xô (năm 1991)

Nội dung chính của Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 bao gồm:

(1) Xóa bỏ cơ chế bao cấp, chuyển Xí nghiệp Liên doanh sang hoạt động theo nguyên tắc hạch toán kinh tế độc lập, tự cấp vốn và tự hoàn vốn (Điều 2) từ ngày 1-1-1991.

(2) Khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh bao gồm: vùng biển trong giới hạn của các lô 05-1, 09 và 16. Từ ngày 1-1-1994, sau khi hoàn thành xong giai đoạn thăm dò, hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh sẽ được thực hiện trong phạm vi các vùng biển tương ứng với đường biên các cấu tạo chứa dầu khí của các mỏ khai thác có hiệu quả. Phần còn lại của vùng biển các lô 05-1, 09 và 16 sẽ do Phía Việt Nam sử dụng.

(3) Thời gian hiệu lực của Hiệp định được xác định là 20 năm, kể từ ngày 1-1-1991, nghĩa là Hiệp định ngày 16-7-1991 sẽ kết thúc vào ngày 31-12-2010 (theo Hiệp định cũ thì thời hạn hiệu lực là mãi mãi).

(4) Vốn pháp định: vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh tính đến ngày 1-1-1991 được đánh giá tổng cộng là 1.500 triệu USD (một nghìn năm trăm triệu

đôla Mỹ), trong đó phần của mỗi Bên là 750 triệu USD (bảy trăm năm mươi triệu đôla Mỹ). Trong quá trình hoạt động Xí nghiệp Liên doanh không được phép giảm mức vốn pháp định. Việc tăng mức vốn pháp định được tiến hành theo sự thỏa thuận giữa các phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh.

(5) Khí đồng hành được lấy lên trong quá trình khai thác dầu, mà Xí nghiệp Liên doanh không sử dụng cho nhu cầu công nghệ, được chuyển giao cho Phía Việt Nam tại mỏ không phải trả tiền. Trong trường hợp phát hiện và khai thác các mỏ khí hoặc khí ngưng tụ (condensat), vấn đề sử dụng, đánh thuế và phân chia sản phẩm khai thác được sẽ là đối tượng của một thỏa thuận riêng của hai Phía.

(6) Xí nghiệp Liên doanh phải nộp cho Nhà nước Việt Nam (Điều 6) các loại thuế sau đây:

- Thuế tài nguyên 18%
- Thuế lợi tức 40%

Sau khi đã hoàn vốn cho các phía tham gia, thuế lợi tức sẽ được xem xét lại có tính đến thông lệ quốc tế.

- Thuế chuyển lợi nhuận của Phía Nga về nước là 5%.

(7) Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải trả tiền thuê các vùng biển và khu đất do Xí nghiệp sử dụng từ ngày 1-1-1991.

Vào cuối những năm 1980 và đầu những năm 1990 của thế kỷ XX, nền kinh tế Việt Nam gặp muôn vàn khó khăn, nguồn viện trợ cũng như các bạn hàng truyền thống của Việt Nam từ Liên Xô và các nước xã hội chủ nghĩa Đông Âu không còn nữa. Chính vào thời gian này, sản lượng khai thác dầu ngày càng tăng của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã có những đóng góp quan trọng vào ngân sách nhà nước và góp phần đáng kể vào việc chống lạm phát đưa Việt Nam thoát khỏi khủng hoảng kinh tế.

Chính vì vậy mà đến hết tháng 9-2006, doanh thu từ xuất khẩu dầu thô của Xí nghiệp Liên doanh đã đạt 32,26 tỷ USD, nộp ngân sách nhà nước Việt Nam 19,77 tỷ USD, lợi nhuận của Phía Nga là 5,57 tỷ USD. Tính trung bình phần nộp ngân sách nhà nước của Xí nghiệp Liên doanh chiếm khoảng 22-25% tổng thu nộp ngoại tệ hàng năm. Phía Việt Nam đã thu hồi vốn vào năm 1993 và Phía Nga vào năm 1996.

(8) Để cấp vốn cho Xí nghiệp Liên doanh (Điều 10) hoạt động sản xuất và lập các quỹ tương ứng của Xí nghiệp, hai phía tham gia để lại cho Xí nghiệp sử dụng

35% khối lượng sản phẩm hàng hóa hàng năm. Phần sản phẩm này sẽ được giảm xuống với việc tăng khối lượng khai thác dầu.

(9) Về hoạt động kinh tế đối ngoại (Điều 14): Xí nghiệp Liên doanh có quyền ký các hợp đồng nhập khẩu vật tư thiết bị và dịch vụ cần thiết cho hoạt động sản xuất kinh doanh (trước đây việc nhập khẩu vật tư thiết bị phải thông qua tổ chức ngoại thương Việt Nam). Điều này hoàn toàn phù hợp với cơ chế hạch toán độc lập, tự chịu trách nhiệm về hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của mình và đã xóa bỏ cơ chế độc quyền ngoại thương là Xí nghiệp Liên doanh bán dầu phải thông qua tổ chức ngoại thương Việt Nam.

Việc bán dầu thô của Xí nghiệp Liên doanh theo phương thức mới làm cho Việt Nam kiểm soát được giá dầu đồng thời cũng mang lại nguồn thu từ thặng số ngoại thương, đội ngũ cán bộ ngoại thương của Việt Nam đã tích luỹ được nhiều kinh nghiệm và uy tín. Vì vậy các công ty dầu nước ngoài hoạt động khai thác dầu tại Việt Nam sau này đều ủy thác cho Petrovietnam bán dầu.

(10) Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh là công dân Việt Nam. Theo tinh thần của Hiệp định này, các vị trí cán bộ chủ chốt của Xí nghiệp Liên doanh, Phía Liên Xô có trách nhiệm đào tạo và chuyển giao cho công dân Việt Nam trong thời gian nhất định.

(11) Bảo hiểm (Điều 18): tài sản của Xí nghiệp Liên doanh phải bảo hiểm ở các cơ quan bảo hiểm Việt Nam.

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro hàng năm phải mua bảo hiểm cho các công trình dầu khí trên biển. Các giàn khoan, các phương tiện kỹ thuật nổi như các tàu chứa dầu, các loại tàu thuyền, đường ống dẫn dầu khí và công trình trên bờ, v.v. là những tài sản có giá trị rất lớn đều được bảo hiểm tại Công ty Bảo hiểm Dầu khí và các công ty bảo hiểm của Việt Nam. Nhờ vậy, doanh thu hàng năm của các công ty này rất lớn, tạo điều kiện thuận lợi cho lĩnh vực bảo hiểm dầu khí cũng như đội ngũ cán bộ ngày càng phát triển.

(12) Xí nghiệp Liên doanh có trách nhiệm thu dọn mỏ (Điều 9) sau khi khai thác xong.

(13) Các bên ủy quyền cho Xí nghiệp Liên doanh trong thời hạn hai tháng kể từ ngày ký Hiệp định này, soạn thảo và thỏa thuận với các phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Điều lệ của Xí nghiệp Liên doanh theo các điều khoản của Hiệp định này. Điều lệ của Xí nghiệp Liên doanh sẽ được duyệt theo thể thức quy định ở Việt Nam.

Sửa đổi Hiệp định là một kết quả to lớn của việc thực hiện chính sách đổi mới ngành Dầu khí bắt nguồn từ Đại hội VI của Đảng Cộng sản Việt Nam đến Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam và Luật Doanh nghiệp, bảo đảm quyền lợi hợp lý của nước chủ tài nguyên, xóa bỏ được cơ chế điều hành quan liêu bao cấp, chuyển Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sang hoạt động theo nguyên tắc hạch toán kinh tế, mang lại hiệu quả kinh tế cao, đóng góp lớn cho nền kinh tế quốc dân. Các điều khoản của Hiệp định cũng cho phép nhanh chóng đào tạo được đội ngũ cán bộ quản lý, kỹ thuật, công nhân có tay nghề cao; Phía Việt Nam trực tiếp giữ các cương vị chủ chốt từ tổng giám đốc, chánh kỹ sư đến các giám đốc xí nghiệp thành viên, viện nghiên cứu, các trưởng, phó phòng, ban của bộ máy điều hành, làm giảm đáng kể số lượng kỹ sư, công nhân Liên Xô (Nga và SNG) trong Xí nghiệp Liên doanh.

Mặt khác, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng trở thành một mô hình liên doanh có hiệu quả, nhất là thành tựu khai thác dầu thô ở tầng móng mỏ Bạch Hổ đã thúc đẩy và hấp dẫn các nhà đầu tư nước ngoài đầu tư vào lĩnh vực dầu khí ở Việt Nam.

Việc quy định lại khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh có ý nghĩa tích cực giúp cho Xí nghiệp tập trung các nguồn lực đẩy mạnh phát triển các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng; mặt khác đã tạo điều kiện thu hút thêm vốn đầu tư của các công ty dầu khí nước ngoài khác tiến hành hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở các lô do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại.

Trong một ý nghĩa nhất định, thực tiễn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng là những tiền đề thực tế cho các cơ quan quản lý của Đảng và Nhà nước xây dựng và hoàn thiện các chính sách đối với hoạt động của các liên doanh nói chung, liên doanh trong lĩnh vực dầu khí nói riêng, mở ra một thời kỳ phát triển mới của chính Xí nghiệp Liên doanh và của toàn ngành Dầu khí.

Thành công của việc sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt-Xô năm 1981 là thắng lợi của việc thực hiện chính sách đổi mới của Việt Nam và Liên Xô, thể hiện quan hệ hợp tác cùng có lợi trên tinh thần hữu nghị giữa Việt Nam và Liên bang Nga/Liên Xô. Sau này, trong tuyên bố chung giữa Chủ tịch nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam Trần Đức Lương và Tổng thống Nga V.V. Putin tháng 3-2001 tại Hà Nội có ghi: "…Những kết quả hợp tác lâu năm giữa hai nước trong lĩnh vực dầu khí là cơ sở vững chắc để phát triển hơn nữa mối quan hệ kinh tế cùng có lợi. Xí nghiệp Vietsovpetro là niềm tự hào về sự hợp tác kinh tế giữa hai nước".

II. LỰA CHỌN ĐỐI TÁC KÝ KẾT CÁC HỢP ĐỒNG VÀ THỎA THUẬN DẦU KHÍ

Tiếp theo các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (sau đây viết tắt là hợp đồng PSC hoặc PSC) đã được ký kết và triển khai trong các năm 1988 và 1989, dưới sự chỉ đạo trực tiếp của Bộ Công nghiệp nặng, từ cuối năm 1990 đến tháng 5-1992; và của Thủ tướng Chính phủ, từ sau tháng 5-1992, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã tổ chức nhiều hội thảo quốc tế tuyên truyền, quảng bá về cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí của Việt Nam. Đồng thời, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng đã phối hợp với Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư (sau này là Bộ Kế hoạch và Đầu tư) tuyên truyền, giải thích về "đổi mới" và các chính sách khuyến khích đầu tư của Chính phủ Việt Nam.

Cùng với những phát hiện dầu khí mới của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tại mỏ Bạch Hổ, đặc biệt phát hiện dầu khí trong tầng móng kết tinh nứt nẻ và tại các mỏ Rồng, Đại Hùng, hoạt động đầu tư nước ngoài trong thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam trở nên rất sôi động. Tuy nhiên, trong thập kỷ 90 của thế kỷ XX, hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí chịu ảnh hưởng khá rõ của những yếu tố khách quan khác nhau, trong đó có những yếu tố tích cực, đã thúc đẩy quá trình tìm kiếm, thăm dò và khai thác, nhưng cũng có những yếu tố chưa thuận lợi hạn chế hoặc gây khó khăn cho các hoạt động này. Về các yếu tố "tiêu cực" có thể kể đến việc Mỹ duy trì cấm vận kinh tế đến đầu năm 1994 và cuộc khủng hoảng tài chính châu Á vào những năm cuối thập kỷ 1990. Mặt khác, nhiều yếu tố đã có tác động tích cực trong quá trình thu hút đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực hoạt động dầu khí, trong đó quan trọng nhất là chính sách mở cửa nhất quán của Đảng và Nhà nước, sửa đổi Hiến pháp, ban hành Luật Dầu khí và nhiều chủ trương cụ thể trong khuyến khích đầu tư trong nước cũng như đầu tư nước ngoài. Dưới tác động của các yếu tố này, công tác lựa chọn đối tác nước ngoài để đàm phán ký kết và triển khai các hợp đồng thăm dò, khai thác dầu khí đối với mỗi thời kỳ có những khó khăn và thuận lợi khác nhau. Trong giai đoạn 1990-2006, số lượng các hợp đồng dầu khí được ký kết và xu hướng đầu tư nước ngoài trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam thay đổi trong từng thời kỳ. Có thể chia làm 3 thời kỳ: năm 1990; thời kỳ 1991-1994; năm 1995 và các năm tiếp theo.

1. Các hợp đồng chia sản phẩm (PSC) ký trong năm 1990

Trên cơ sở kết quả đã đạt được từ các năm 1988 và năm 1989 về đàm phán và ký kết các hợp đồng PSC ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam, trong năm 1990, dưới

sự chỉ đạo trực tiếp của Tổng cục Dầu khí Việt Nam, Petrovietnam đã ký kết và triển khai nhiều hợp đồng PSC tiến hành thăm dò và khai thác dầu khí đối với các lô và khu vực ngoài khơi Việt Nam, cụ thể:

- Ngày 27-2-1990, ký hợp đồng PSC đối với lô 22 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam và lô 115 ngoài khơi khu cửa vịnh Bắc Bộ với tổ hợp các công ty Swedish Exploration Consortium AB (SECAB), International Petroleum Limited (IPL) và Clyde Expro PLC. Hai hợp đồng này đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép số 53/GP ngày 28-2-1990.

- Ngày 22-5-1990, ký hợp đồng PSC đối với lô 111 ngoài khơi vịnh Bắc Bộ Việt Nam với Công ty Sceptre Resources Ltd, Canađa. Hợp đồng này đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép số 83/GP ngày 23-5-1990.

- Ngày 29-5-1990, ký hợp đồng PSC đối với các lô 03, 12W và 20, ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam với tổ hợp các công ty Petrocanada (Vietnam) Inc., Husky Oil (Vietnam) Ltd. và Kufpec (Vietnam) Ltd. Hợp đồng này đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép số 85/GP ngày 29-5-1990.

- Ngày 8-8-1990, ký hợp đồng địa chấn và lựa chọn PSC đối với các lô 45, 46, 49, 50, 51, 53, 54, 55 và 58, ngoài khơi thềm lục địa Tây Nam Việt Nam với Công ty Fina Exploration Minh Hải B.V. (Vương quốc Bỉ). Hợp đồng này đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép số 105/GP ngày 9-8-1990.

2. Các hợp đồng dầu khí ký trong giai đoạn 1991-1994

Để tiếp tục thực hiện Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991, sau khi Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết (Liên Xô) tan rã cuối năm 1991[1], ngày 27-5-1993 Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga đã ký Hiệp định thỏa thuận về việc Liên bang Nga tiếp nhận những cam kết của Phía Liên Xô đối với Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 và ngày 31-5-1993 tại Hà Nội, hai bên đã ký Biên bản Kỳ họp thứ II của Ủy ban Liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế thương mại và khoa học - kỹ thuật.

Ngày 3-2-1994, Tổng thống Hoa Kỳ W.B.Clinton tuyên bố bỏ hoàn toàn cấm vận đối với Việt Nam, mở ra một giai đoạn mới trong quan hệ Việt Nam - Hoa Kỳ, trước hết là quan hệ kinh tế.

1. Ngày 8-12-1991, người đứng đầu các chính phủ Liên bang Nga, Ucraina và Bêlarút đã ký thỏa thuận tuyên bố giải thể Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết. Ngày 25-12-1991, ông Gorbachov chính thức tuyên bố từ chức Tổng thống Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết.

Ở trong nước, mặc dù hoàn cảnh kinh tế - xã hội vẫn còn nhiều khó khăn, nhưng sau bốn năm thực hiện Nghị quyết Đại hội VI, công cuộc đổi mới đã đạt được những thành tựu bước đầu rất quan trọng, nền kinh tế có những chuyển biến tích cực. Thực hiện Cương lĩnh xây dựng đất nước trong thời kỳ quá độ lên chủ nghĩa xã hội, một số ngành công nghiệp, trong đó có dầu khí, được Nhà nước chú trọng củng cố tổ chức, hoàn thiện cơ chế vận hành; đồng thời tạo điều kiện để phát triển thông qua nhiều hình thức khác nhau, đặc biệt là hình thức hợp tác phát triển với nước ngoài.

Phát huy các kết quả đã đạt được trong những năm 1988-1990, công tác đấu thầu lựa chọn đối tác đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam trong những năm 1991-1994 đã được tổ chức tốt và được các công ty dầu khí nước ngoài rất quan tâm, đặc biệt đối với các lô, khu vực trước kia do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro quản lý như Đại Hùng, Thanh Long và các lô 04, 05 (phần còn lại ngoài Đại Hùng và Thanh Long), 10, 11 và 15. Một số khu vực khác như lô 102/91 (vịnh Bắc Bộ) cũng được các công ty dầu nước ngoài quan tâm.

Để kiện toàn công tác đàm phán các hợp đồng dầu khí PSC, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã quyết định thành lập đoàn đàm phán với các công ty dầu khí nước ngoài về hợp đồng tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam.

Thành phần đoàn đàm phán được xác định theo Quyết định số 770/DK-TC ngày 21-10-1991 gồm các ông có tên sau đây:

1- Đỗ Văn Hà, Trưởng phòng Kinh tế đối ngoại, Trưởng đoàn.

2- Trần Ngọc Cảnh, Trưởng phòng Khoa học - kỹ thuật, Phó trưởng đoàn.

3- Lê Văn Hùng, Phó phòng Thương mại - thị trường, thành viên.

4- Nguyễn Tiến Dũng, Trưởng phòng Tài chính - kế toán, thành viên.

5- Đỗ Chí Hiếu, Trưởng phòng Kinh tế - kế hoạch, thành viên.

a) Hợp đồng phát triển và khai thác lô 05-1A/Đại Hùng

Ngày 15-4-1993 tại Nhà khách Chính phủ, Hà Nội, đã diễn ra lễ ký hợp đồng PSC đối với lô 05-1A/Đại Hùng giữa Petrovietnam và tổ hợp các công ty: BHP Petroleum (Ôxtrâylia) là người điều hành, Petronas Carigali (Malaixia), Total (Pháp), Sumitomo (Nhật Bản), RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) và PVEP (Việt Nam). Hợp đồng PSC lô 05-1A/Đại Hùng đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép số 581/GP ngày 16-4-1993.

Lễ ký hợp đồng PSC lô 05-1A/Đại Hùng tại Hà Nội (ngày 15-4-1993)

Về mỏ Đại Hùng

Mỏ Đại Hùng chiếm phần lớn diện tích lô 05-1A ngoài khơi Việt Nam. Trước ngày 30-4-1975, cấu tạo Đại Hùng thuộc lô 03-TLĐ đã được Công ty Mobil (Mỹ) xác định thông qua kết quả khảo sát địa vật lý với mạng lưới khảo sát 2x2 km. Công ty Mobil đã khởi công khoan giếng thăm dò đầu tiên tại cấu tạo này vào ngày 10-3-1975. Tuy nhiên, giếng khoan đã phải kết thúc sớm vào cuối tháng 4-1975 ở chiều sâu 1.819 m mà chưa đạt tới chiều sâu dự kiến của đối tượng thăm dò (tầng trầm tích có khả năng chứa dầu khí). Sau ngày giải phóng miền Nam, thống nhất đất nước, phù hợp với Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981, lô 05 (trước đây là 03-TLĐ) thuộc khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành khảo sát địa chấn bổ sung, khoan 03 giếng thăm dò ĐH-01, ĐH-02 và ĐH-03 và phát hiện dầu khí có lưu lượng công nghiệp tại 2 giếng là ĐH-01 và ĐH-02, trong đó dòng dầu công nghiệp đầu tiên tại mỏ Đại Hùng được Xí nghiệp Liên doanh phát hiện vào ngày 18-7-1988.

Sau khi có phát hiện dầu công nghiệp, mỏ Đại Hùng đã có một sức hấp dẫn hết sức lớn không những đối với các công ty dầu khí quốc tế mà cả giới lãnh đạo các nước. Phần lớn dư luận trong giới dầu khí đều cho rằng, mỏ Đại Hùng còn có thể to hơn mỏ Bạch Hổ. Biểu hiện là đã có công ty khi chào thầu đề xuất hoa hồng chữ ký là 100 triệu USD. Trong chuyến công tác đến Mỹ tháng 8-1992 của Tổng Giám đốc Petrovietnam, Hồ Sĩ Thoảng, khi tiếp xúc với lãnh đạo các công

ty dầu khí và một số thượng nghị sĩ và quan chức Chính phủ Mỹ (John McCain, Robert Kerrey,…), hầu hết họ đều rất lấy làm tiếc là do cấm vận nên các công ty Mỹ không tham dự đấu thầu mỏ Đại Hùng được. Thậm chí có người còn đề nghị Petrovietnam lùi thời hạn đấu thầu lại vì chắc là sắp bỏ cấm vận, lúc đó các công ty Mỹ sẽ được dự thầu.

Công tác chuẩn bị đàm phán:

Để sớm đưa mỏ Đại Hùng vào khai thác, trước tình hình kinh tế - xã hội Việt Nam và Liên Xô đang gặp khó khăn; hơn nữa năng lực quản lý và công nghệ hiện có của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chưa phù hợp với điều kiện biển có độ sâu khá lớn (khoảng 110 m), Chính phủ Việt Nam đã có chủ trương triển khai dự án đưa nhanh mỏ Đại Hùng vào khai thác công nghiệp với sự tham gia của công ty dầu khí nước thứ ba. Thực hiện chủ trương này, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng đã ký Quyết định số 353/CNNg/TC ngày 12-8-1991 thành lập tổ công tác của Bộ để nghiên cứu và lựa chọn phương án đưa nhanh mỏ Đại Hùng vào khai thác công nghiệp. Thành phần tổ công tác gồm 5 cán bộ cấp vụ của Bộ Công nghiệp nặng, 4 trưởng phòng của Petrovietnam và Phó Tổng Giám đốc Vietsovpetro Ngô Thường San, do ông Đỗ Quang Toàn, Vụ phó Vụ Hợp tác quốc tế làm Tổ trưởng. Tổ công tác của Bộ có nhiệm vụ nghiên cứu soạn thảo các dự án với sự tham gia của các cơ quan nhà nước để thống nhất ý kiến của Phía Việt Nam làm cơ sở cho việc đàm phán với Liên Xô và sau đó là với các công ty dầu khí nước thứ ba nhằm đưa nhanh mỏ Đại Hùng vào khai thác công nghiệp.

Thỏa thuận với Phía Liên Xô:

Thay mặt tổ công tác, nhóm chuyên gia của Petrovietnam, đại diện cho Phía Việt Nam, đã tiến hành trao đổi và tổ chức đàm phán với Phía Liên Xô. Sau hơn 10 ngày đàm phán, ngày 28-9-1991, Trưởng nhóm công tác Phía Việt Nam (ông Trần Ngọc Cảnh) và Trưởng đoàn chuyên viên Phía Liên Xô (ông V.N. Prisiazhny) đã thỏa thuận ký "Biên bản xem xét các đề nghị về việc hợp tác với các hãng nước ngoài để sớm đưa mỏ Đại Hùng vào khai thác công nghiệp"[1].

Các thỏa thuận ban đầu nêu trên của nhóm công tác với Phía Liên Xô đã được Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam báo cáo bằng các văn bản: các Công văn số 1596/KTĐN ngày 11-1-1991 và Công văn số 1690/KTĐN ngày 29-1-1991 gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng và Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng.

Được sự cho phép của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, từ ngày 2 đến ngày 10-12-1991 tại Hà Nội và Vũng Tàu, hai phía tham gia Việt Nam và Liên Xô đã tiến hành đàm phán về vấn đề đưa nhanh mỏ Đại Hùng vào khai thác. Kết thúc đàm phán, ngày 10-12-1991 tại Hà Nội, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt

1. Công văn số 1379/KTĐN ngày 5-10-1991 về việc đàm phán với Liên Xô về mỏ Đại Hùng của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Trương Thiên gửi Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum.

Nam Trương Thiên, Trưởng đoàn chuyên viên Việt Nam và Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu khí Liên Xô B.A. Nikitin, Trưởng đoàn chuyên viên Liên Xô, đã đại diện cho hai Phía Việt Nam và Liên Xô ký "Biên bản thỏa thuận về vấn đề đưa nhanh mỏ Đại Hùng vào khai thác".

Nội dung Biên bản gồm một số thỏa thuận chính được lược trích như sau:

(i) Khẳng định sự cần thiết của việc khai thác nhanh mỏ Đại Hùng với sự thu hút các công ty nước ngoài theo điều kiện cấp vốn 100%.

(ii) Giao cho chuyên viên hai phía tham gia, có sự tham gia của các chuyên gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, kết thúc trong quý I năm 1992 việc đàm phán chọn công ty nước ngoài và ký với công ty đó hợp đồng khai thác mỏ Đại Hùng; lãnh đạo tổ chuyên viên là công dân Việt Nam.

(iii) Hai phía tham gia và công ty nước ngoài sẽ thành lập một uỷ ban hoạt động thường trực quản lý Đề án khai thác mỏ Đại Hùng. Quy chế uỷ ban này sẽ được soạn thảo sau khi ký hợp đồng.

(iv) Khi thực hiện Đề án khai thác mỏ Đại Hùng phải tính đến việc thu hút tối đa các năng lực sản xuất kỹ thuật và lao động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

(v) Việc phân chia lợi nhuận thu được do bán sản phẩm của mỏ Đại Hùng giữa các phía tham gia và công ty nước ngoài được tiến hành theo sơ đồ nêu trong Phụ lục 2.

(vi) Việc chuẩn xác cuối cùng các chỉ tiêu theo Sơ đồ (của Phụ lục 2, như thuế tài nguyên, phần lợi nhuận của công ty nước ngoài, v.v.) sẽ được tiến hành sau khi ký hợp đồng với công ty nước ngoài và lập Luận chứng kinh tế - kỹ thuật khai thác mỏ Đại Hùng.

(vii) Biên bản này là phần không tách rời của Nghị định thư ký ngày 16-7-1991.

Thỏa thuận đạt được nêu trên đã được Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam báo cáo Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, các cơ quan Trung ương và các bộ liên quan ngày 16-12-1991[1].

Công tác đấu thầu

Chọn thầu vòng I: được sự cho phép của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng theo Công văn số 94/KTĐN-M ngày 16-11-1991 của Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã tổ chức cho các công ty và tổ hợp tham khảo tài liệu và đăng ký dự thầu. Trong tờ trình gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng ngày 10-2-1992 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã viết:

1. Công văn số 1773/DK ngày 16-12-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, các cơ quan Trung ương và các bộ liên quan "Báo cáo đàm phán về mỏ Đại Hùng và kết quả kỳ họp Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro lần thứ XIII".

"*... đến ngày 20-12-1991 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức cho 9 đối tượng vào tham khảo các thông tin kỹ thuật của mỏ Đại Hùng: 1. Shell (Hà Lan - Anh); 2. BP (Anh); 3. Tổ hợp 8 công ty Hàn Quốc + Phillips (Mỹ); 4. Marubeni (Nhật Bản) + Norsk Hydro (Nauy); 5. Total (Pháp) + Sumitomo (Nhật Bản); 6. Enterprise Oil (Anh); 7. Tổ hợp 4 công ty Nhật Bản: JAPEX, INPEX, JNOC, Nissho Iwai; 8. Mitsui (Nhật Bản); 9. BHP (Ôxtrâylia). Hiện nay các công ty đang khẩn trương đánh giá tiềm năng mỏ, chuẩn bị các phương án công nghệ và lập đề án kinh tế - kỹ thuật để nộp cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trước ngày 15-2-1992*"[1]. Như vậy, trong danh sách các công ty và tổ hợp tham gia vòng I chào thầu Đề án phát triển mỏ Đại Hùng không có các công ty dầu khí Mỹ.

Về tình hình đàm phán và quy trình xét chọn các đề án phát triển mỏ Đại Hùng, ngày 9-3-1992, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Tờ trình số 359/KHKT-KTĐN do Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Hiệp ký gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Hội đồng xét chọn Đề án phát triển mỏ Đại Hùng và Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng.

Thực hiện ý kiến chỉ đạo của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng theo Công văn số 79-DK/M ngày 3-6-1992, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã lập đầu bài đấu thầu và lịch triển khai vòng II đấu thầu, báo cáo xin chỉ đạo của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng trước khi làm việc với phía Nga và các công ty, tổ hợp được lựa chọn ở vòng I[2].

Đấu thầu vòng II (từ ngày 18-6 đến ngày 20-7-1992):

Trên cơ sở kết quả xem xét, phân tích hồ sơ chào thầu của các công ty dầu khí nước ngoài, ngày 7-8-1992 tại Hà Nội, chuyên viên hai Phía Việt Nam và Liên bang Nga đã ký "Biên bản cuộc họp hai phía tham gia Việt Nam và Liên bang Nga về việc kết luận đấu thầu phát triển mỏ Đại Hùng của các công ty nước ngoài đã được lựa chọn vào đấu thầu vòng II". Thành phần chuyên viên hai phía tham gia thảo luận gồm: Phía Việt Nam: Trần Cảnh, Đỗ Văn Hà, Lê Văn Hùng, Nguyễn Tiến Dũng, Đinh Văn Ngà và Ngô Thường San. Phía Liên bang Nga: A.M. Varđanhian, Iu.P. Ivanov, E.G. Aresev, A.M. Shakhnazarov.

Biên bản cuộc họp đã được lãnh đạo hai đoàn chuyên viên ký phê duyệt: Phía Việt Nam: Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng, Phía Liên bang Nga: Tổng Giám đốc RVO Zarubezhneft O.K. Popov.

Nội dung Biên bản gồm những điểm chính như sau:

(i) Nhóm chuyên viên của hai phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

1. Tờ trình số 217/KHKT-KTĐN ngày 10-2-1992 về việc lựa chọn đối tác Đề án phát triển mỏ Đại Hùng của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng.
2. Công văn số 892/KHKT-KTĐN ngày 16-6-1992 về việc "Dự kiến thỏa thuận lịch trình làm việc về mỏ Đại Hùng" của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng.

đã xem xét các đề xuất kinh tế - kỹ thuật và thương mại của các công ty tham gia đấu thầu phát triển mỏ Đại Hùng được lựa chọn ở vòng I. Ngoài ra, theo đề nghị của Phía Việt Nam sẽ cùng xem xét chào thầu của Công ty Shell.

(ii) Theo kết quả phân tích các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật và thương mại, các công ty sau đây đã chào những chỉ tiêu tốt nhất: 1) JAPEX + INPEX + Nissho Iwai; 2) BHP + Petronas; 3) Tổ hợp Hàn Quốc + British Gas.

(iii) Các công ty Total + Sumitomo, Shell, Marubeni + Norsk Hydro không thực hiện trọn vẹn các điều kiện đấu thầu bổ sung, không đảm bảo quyền lợi kinh tế tối đa cho Phía Việt Nam và Phía Liên bang Nga.

(iv) Nhóm chuyên viên của hai phía kiến nghị Phía Việt Nam lựa chọn và cho phép ký kết hợp đồng phân chia sản phẩm để phát triển khai thác mỏ Đại Hùng với một trong các (tổ hợp) công ty sau: 1) JAPEX + INPEX + Nissho Iwai; 2) BHP + Petronas; 3) Tổ hợp Hàn Quốc + British Gas.

Xem xét Biên bản kết luận đấu thầu nêu trên của chuyên viên hai Phía Việt Nam và Liên bang Nga, Hội đồng xét chọn Đề án phát triển mỏ Đại Hùng đã họp chiều ngày 17-8-1992 tại Hà Nội và ra Nghị quyết về: "*… tìm hiểu và khẳng định về trình độ công nghệ, năng lực điều hành, mức độ và địa bàn hoạt động..., cũng như khả năng tài chính của các công ty dự thầu phát triển mỏ Đại Hùng… Các công ty đó là: 1) Shell (Hà Lan); 2) Total (Pháp) + Sumitomo (Nhật Bản); 3) Tổ hợp các công ty Hàn Quốc (Pedco, Daesung, Daewoo, Hyundai, Lucky-Goldstar, Samsung, Samwhan, Ssangyong) + British Gas (Anh); 4) Tổ hợp các công ty Nhật Bản (JAPEX, INPEX, Nissho Iwai); 5) BHP (Ôxtrâylia)+ Petronas (Malaixia); 6). Marubeni (Nhật Bản)+ Norsk Hydro (Nauy)*"[1].

Trình phê duyệt kết quả đấu thầu:

Trên cơ sở phân tích tổng hợp các chào hàng ở vòng II, các thông tin nắm được về năng lực, trình độ và kinh nghiệm của các công ty và tổ hợp công ty đã dự thầu, ngày 29-8-1992, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Tờ trình gửi Hội đồng xét chọn Đề án Đại Hùng cấp Nhà nước với nội dung[2]: "*Tới hạn chót nộp các đề án dự thầu vòng II (ngày 20-7-1992) đã có đủ 6 công ty nộp 6 chào hàng, kể cả Shell là công ty được phía Phía Liên bang Nga chấp thuận để tham gia không chính thức do cố gắng thuyết phục của phía ta. Các công ty này gồm: 1) Tổ hợp Nhật Bản (JAPEX, INPEX, Nissho Iwai); 2) Tổ hợp Hàn Quốc (8 tập đoàn) + British Gas (Anh); 3) Marubeni (Nhật Bản) + Norsk Hydro (Nauy); 4) Total (Pháp) + Sumitomo (Nhật Bản); 5) BHP (Ôxtrâylia) + Petronas (Malaixia); 6) Shell (Hà Lan - Anh)"… "Ngày 28-7-1992, đúng theo thủ tục quy định, Tổng công ty Dầu khí*

1. Công văn số 1388/KTĐN ngày 20-8-1992 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Chủ nhiệm Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Đậu Ngọc Xuân.
2. Công văn số 1436/KHKT-KTĐN ngày 29-8-1992 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Hội đồng xét chọn Đề án Đại Hùng cấp Nhà nước "Tờ trình về các phương án xét chọn các đề án dự thầu mỏ Đại Hùng vòng II".

Việt Nam với sự tham gia của Phía Liên bang Nga, có sự chứng kiến của Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng đã mở phong bì các chào hàng để tổ chuyên viên nghiên cứu đánh giá". Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị ba cách đánh giá để Hội đồng quyết định lựa chọn, cụ thể:

- Cách thứ nhất: nếu chỉ nhìn trực tiếp vào các chỉ tiêu kinh tế thì ba chào hàng sau đây có độ hấp dẫn cao hơn cả: 1) Tổ hợp Nhật Bản; 2) Tổ hợp BHP (Ôxtrâylia) + Petronas (Malaixia); 3) Tổ hợp Hàn Quốc + British Gas (Anh).

- Cách thứ hai: theo cách nhìn kinh tế có kết hợp với khả năng công nghệ và năng lực điều hành của các công ty thì có thể đề xuất các chào hàng của các tổ hợp sau đây: 1) Tổ hợp BHP+ Petronas; 2) Total + Sumitomo; 3) Shell; 4) Tổ hợp Hàn Quốc + British Gas.

- Cách thứ ba: theo cách nhìn chủ yếu vào trình độ công nghệ và khả năng điều hành đem lại sự an tâm nhiều hơn cho nước chủ tài nguyên, đồng thời cũng có tính tới các quan hệ lợi ích kinh tế trong giới hạn chấp nhận được giữa Việt Nam, nhà thầu và Phía Liên bang Nga, thì có thể đề xuất các tổ hợp sau đây: 1) Shell; 2) Total + Sumitomo; 3) BHP + Petronas.

Đồng thời Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng đã làm rõ thêm: "Shell là công ty dầu mỏ khổng lồ, cạnh tranh nghiêm túc, chắc chắn sẽ tạo được sự tin cậy về công nghệ, điều hành và an toàn kinh doanh. Hoa hồng chữ ký cao (100 triệu USD). Tuy nhiên, có nhược điểm là không được Phía Liên bang Nga chấp nhận cho tham gia chính thức vào danh sách dự thầu vòng II. Shell dự thầu vòng II với tư cách là người "dự thính". Nếu Shell được chọn, chúng ta phải có giải pháp thuyết phục Phía Liên bang Nga"… "Riêng tổ hợp Marubeni (Nhật Bản) và Norsk Hydro (Nauy), với uy tín công ty Nauy có kinh nghiệm khai thác dầu ở Biển Bắc, trong chào hàng đã tỏ rõ sự sành sỏi của họ, nhưng do các chỉ tiêu kinh tế tương đối thấp, đặc biệt là hoa hồng chữ ký thấp nhất (45 triệu USD), đồng thời cũng kém hơn Shell và Total về công nghệ và điều hành nên Tổng công ty Dầu khí Việt Nam không đề cử vào cả ba cách xét chọn kể trên"[1].

Để có thêm thông tin về quan điểm của các công ty và tổ hợp công ty đã có chào thầu được đánh giá tốt về: (i) khả năng cùng tham gia đề án với tổ hợp khác nếu Chính phủ Việt Nam lựa chọn hai tổ hợp để phát triển mỏ Đại Hùng; và (ii) khả năng cải thiện thêm một số điều kiện kinh tế đã chào trước; được sự cho phép của Hội đồng xét chọn Đề án phát triển mỏ Đại Hùng, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hiệp đã chủ trì các cuộc tiếp xúc: (i) với tổ hợp BHP + Petronas vào chiều ngày 4-9-1992 tại Văn phòng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, số 69 Nguyễn Du, Hà Nội[2]; (ii) với tổ hợp Total + Sumitomo vào

1. Công văn số 1436/KHKT - KTĐN ngày 29-8-1992 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Hội đồng xét chọn Đề án Đại Hùng cấp Nhà nước "Tờ trình về các phương án xét chọn các đề án dự thầu mỏ Đại Hùng vòng II".
2. Công văn số 1597/KHKT-KTĐN ngày 25-9-1992 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ báo cáo về kết quả tiếp xúc với tổ hợp BHP + Petronas về Đề án phát triển mỏ Đại Hùng.

chiều 21-9-1992 tại Văn phòng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, số 69 Nguyễn Du, Hà Nội[1].

Ngày 6-11-1992, tại trụ sở Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư, lãnh đạo cấp bộ, ngành (gồm: Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Đậu Ngọc Xuân, chủ trì cuộc họp, Bộ trưởng Bộ Tài chính Hồ Tế, Phó Ban Kinh tế Trung ương Vũ Quang Tuyến, Trợ lý Thủ tướng Chính phủ Trương Thiên, Trợ lý Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Nhạc, đại diện Văn phòng Chính phủ Nguyễn Thiệu, Tổng Giám đốc Petrovietnam Hồ Sĩ Thoảng và một số chuyên viên) đã họp để bàn biện pháp giải quyết các vấn đề liên quan đến việc đàm phán và ký kết hợp đồng phát triển và khai thác mỏ Đại Hùng. Sau khi thảo luận, các thành viên tham dự đã nhất trí đệ trình lên Thủ tướng Chính phủ các biện pháp giải quyết như: thủ tục pháp lý về ký kết hợp đồng, tên gọi hợp đồng, cơ quan quản lý và điều hành Đề án, cam kết công việc của nhà thầu, về bảo lãnh ngân hàng và các vấn đề khác liên quan đến các nội dung của công tác đàm phán và ký kết hợp đồng với đối tác được lựa chọn. Cuộc họp đã thống nhất: "Về thủ tục pháp lý để ký kết hợp đồng: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cần điện cho Phía Liên bang Nga, thông báo rằng Phía Việt Nam đã chọn được đối tượng hợp tác và mời Phía Liên bang Nga cử đại diện sang Việt Nam để ký thỏa thuận về việc hai phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh ủy quyền cho Phía Việt Nam ký kết hợp đồng với nhà thầu. Các đại diện của Phía Liên bang Nga có thể tham khảo nội dung hợp đồng và góp ý kiến để Phía Việt Nam đàm phán và ký kết hợp đồng với nhà thầu"[2].

Ngày 7-11-1992, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đề nghị Thủ tướng Chính phủ (Công văn số 1947/KTĐN) cho phép thực hiện một số điểm sau đây:

(i) Sau khi có quyết định của Chính phủ về chọn đối tác vẫn cần giữ bí mật cho đến khi ký xong thỏa thuận nguyên tắc, để giữ thế đàm phán cho Việt Nam.

(ii) Sau khi nhận được ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về các điều trình bày trong Công văn số 1947/KTĐN, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sẽ mời đại diện Phía Liên bang Nga sang để thông báo quyết định của Chính phủ Việt Nam và cho Phía Liên bang Nga biết nội dung hợp đồng sẽ đàm phán, đồng thời đề nghị Phía Liên bang Nga ký văn bản hai phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Việt - Xô ủy quyền cho Phía Việt Nam ký hợp đồng PSC với đối tác được chọn.

(iii) Mời đối tác được chọn đến đàm phán và ký thỏa thuận nguyên tắc, sau đó đàm phán hợp đồng.

1. Công văn số 1585/KHKT-KTĐN ngày 23-9-1992 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng báo cáo về kết quả tiếp xúc với tổ hợp Total + Sumitomo về Đề án phát triển mỏ Đại Hùng.
2. Công văn số 1947/KTĐN ngày 7-11-1992 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về việc đàm phán và ký kết hợp đồng khai thác mỏ Đại Hùng.

(iv) Trong quá trình đàm phán với nhà thầu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sẽ mời đại diện của các ngành tham gia; cố thuyết phục để đại diện Phía Liên bang Nga không tham dự đàm phán với nhà thầu; nếu họ nhất thiết muốn tham gia thì Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sẽ báo cáo xin ý kiến chỉ đạo.

Quá trình đàm phán hợp đồng:

Tại các Công văn số 199/ĐH và số 205/KTĐN ngày 4-2-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Ngọc Cư ký gửi Hội đồng Thẩm định nhà nước về Đề án mỏ Đại Hùng về việc xin ý kiến vào các bản dự thảo hợp đồng PSC, đã ghi nhận, sau đợt đàm phán từ ngày 28-1 đến ngày 3-2-1993 với BHP/Petronas, Phía Liên bang Nga đã gửi dự thảo lần thứ hai và dự thảo Nghị định thư (bằng tiếng Anh và tiếng Việt) cho Petrovietnam, đồng thời Petrovietnam cũng báo cáo một số vấn đề BHP/Petronas chưa chấp nhận đề xuất của Phía Việt Nam về pháp lý, về thuế, về tháo dỡ/thu dọn mỏ, về thể thức gọi thầu, v.v..

Thực hiện Biên bản cuộc họp ngày 15-2-1993 của Hội đồng Thẩm định nhà nước về Đề án mỏ Đại Hùng, sau một thời gian đàm phán với BHP và Petronas Carigali tại Hà Nội, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có văn bản xin ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về một số vấn đề sau:

(i) Về thuế tài nguyên: nhà thầu chấp nhận nếu Chính phủ Việt Nam yêu cầu nộp thuế tài nguyên bằng tiền, thì sẽ quyết toán 30 ngày sau mỗi quý và tạm ứng 50% giá trị phần thuế tài nguyên đã được người mua thanh toán trong tháng (trong vòng 5 ngày sau mỗi tháng). Tuy nhiên, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kiến nghị thuế tài nguyên chỉ nên thu bằng dầu thô, do thấy việc tính giá dầu quá phức tạp.

(ii) Về thuế lợi tức: đến nay nhà thầu chỉ chấp nhận nộp thuế lợi tức bằng tiền và theo quý (không tạm ứng hàng tháng…). Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kiến nghị có thể chấp nhận được.

(iii) Về thu dọn mỏ: nhà thầu vẫn nhắc lại thông lệ quốc tế rằng, thu dọn mỏ là việc của nước chủ nhà và bằng chi phí của mình vì là chủ sở hữu tài sản đã thu hồi đủ chi phí. Nếu áp đặt nghĩa vụ này cho nhà thầu thì nhà thầu được thu hồi trước (tạm ứng) tiền thu dọn ngay từ năm thứ 6 hay 7 của hợp đồng (khi mà chi phí thu hồi nhỏ hơn 35% tổng sản lượng) và nhà thầu sẽ giữ, đảm bảo đưa vào sử dụng ngay khi cần để giải thoát nghĩa vụ thu dọn của nhà thầu. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kiến nghị nên theo cách của Malaixia là nhà thầu nộp cho Chính phủ Việt Nam 1-2 triệu USD/năm từ khi bắt đầu có sản xuất thương mại để Phía Việt Nam tự thu dọn. Đổi lại nhà thầu được quyền thu hồi ngay các chi phí đã nộp hàng năm đó (trong giới hạn 35% thu hồi chi phí)[1].

1. Công văn số 341/ĐH ngày 24-2-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ về xin ý kiến về Đề án mỏ Đại Hùng.

Ngày 15-3-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ (Công văn số 482/KTĐN): "Thực hiện chỉ thị của Chính phủ và chấp hành nội dung chỉ đạo trực tiếp của Hội đồng Thẩm định nhà nước về Đề án mỏ Đại Hùng, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển khai đàm phán các điều kiện cụ thể của hợp đồng phát triển khu vực mỏ Đại Hùng với bên nước ngoài (đại diện trực tiếp là BHP và Petronas Carigali cũng như Phía Liên bang Nga tham gia trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro) ngay sau khi Chính phủ có quyết định các công ty trúng thầu Đại Hùng. Đến nay, dự thảo hợp đồng chia sản phẩm đối với khu vực mỏ Đại Hùng đã được các bên liên quan tạm thỏa thuận chờ sự thẩm định và phê chuẩn cuối cùng của Nhà nước Việt Nam". Đồng thời, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng cho rằng, vì đây là hợp đồng dầu khí quan trọng, nên xin ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về "có thể phải cần đến tư vấn quốc tế góp ý cho toàn bộ nội dung của hợp đồng này".

Trên cơ sở kết quả đàm phán vòng II tại Hà Nội, dự thảo hợp đồng đã được nhà thầu bổ sung, sửa đổi. Sau khi về nước, BHP, đại diện cho phía nước ngoài trong đàm phán, đã gửi fax cho Petrovietnam một bản dự thảo hợp đồng PSC với một số sửa đổi trên cơ sở kết quả đàm phán (các quy chế thuế vẫn như dự thảo cũ). Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã gửi Công văn số 642/HTQT ngày 5-4-1993 trình Hội đồng Thẩm định quốc gia về Đề án mỏ Đại Hùng và kiến nghị Hội đồng tổ chức soát xét văn bản hợp đồng Đại Hùng và các văn bản quy chế liên quan để kịp đàm phán và ký kết vào ngày 15-4-1993.

Ngày 15-4-1993, theo Công văn số 1611/KTN do Bộ trưởng - Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh ký, thừa lệnh Thủ tướng Chính phủ thông báo quyết định của Thủ tướng Chính phủ về hợp đồng chia sản phẩm mỏ Đại Hùng với nội dung như sau: "Xét đề nghị của Bộ trưởng - Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư tại Công văn số 758/HTĐT ngày 15-4-1993, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định như sau:

(1) Phê duyệt hợp đồng chia sản phẩm đối với mỏ Đại Hùng giữa Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam và các công ty tạo thành nhà thầu (hoặc các công ty chi nhánh được các công ty tạo thành nhà thầu ủy quyền hợp pháp và bảo lãnh):

- Công ty BHP Petroleum (Ôxtrâylia),
- Công ty Petronas Carigali (Malaixia),
- Công ty Total (Pháp),
- Công ty Sumitomo (Nhật Bản).

(2) Ủy quyền Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam ký hợp đồng chia sản phẩm nói trên".

Ký kết hợp đồng PSC lô 05-1A/Đại Hùng:

Chiều tối ngày 15-4-1993 tại Nhà khách Chính phủ, Hà Nội, lễ ký hợp đồng PSC đối với lô 05-1A/Đại Hùng đã được diễn ra, sau nhiều giờ chờ đợi và thuyết phục

đại diện phía Zarubezhneft (Liên bang Nga). Đoàn cán bộ của BHP (Ôxtrâylia) sang Việt Nam ký hợp đồng gồm 8 người do Chủ tịch điều hành Tập đoàn Dầu lửa BHP Ôxtrâylia Peter Willcox (và phu nhân - bà Suzanne Willcox) làm trưởng đoàn, đi bằng máy bay riêng đến Hà Nội ngày 14-4, ngày 16-4 bay đi Thành phố Hồ Chí Minh và ngày 18-4-1993 bay về Ôxtrâylia. Đây là hợp đồng PSC có hoa hồng chữ ký lớn nhất trong lịch sử ký kết hợp đồng PSC của Petrovietnam cho đến nay (80 triệu USD).

b) Hợp đồng thăm dò phát triển lô 05-1B/Thanh Long

Ngày 19-4-1994 lễ ký hợp đồng PSC đối với lô 05-1B/Thanh Long ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam đã được tiến hành giữa bên thứ nhất là Petrovietnam và bên thứ hai gồm RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gọi chung là Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và bên thứ ba gồm công ty: MJC Petroleum Co. Ltd. (là công ty liên doanh giữa Công ty Mobil và một số công ty khác của Nhật Bản); Nestro (Liên bang Nga) và PVEP (Việt Nam). Đồng thời thỏa thuận điều hành chung hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh Long giữa các nhà thầu PSC là Công ty PVEP, Công ty Nestro và Công ty MJC Petroleum Co. Ltd. cũng đã được ký kết ngay trong ngày 19-4-1994. Hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh Long đã được Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép đầu tư số 842/GP ngày 20-4-1994.

Lễ ký hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh Long tại Hà Nội (ngày 19-4-1994)

Lô 05-1B/Thanh Long và chủ trương đẩy nhanh công tác thăm dò:

Cấu tạo Thanh Long thuộc lô 05-1B (trước ngày 30-4-1975 thuộc lô 03-TLĐ) ngoài khơi Việt Nam, được Công ty Mobil (Mỹ) xác định trước đây, trên cơ sở kết quả khảo sát địa vật lý mạng lưới 2x2 km. Từ năm 1981, phù hợp với quy định tại Hiệp định dầu khí Việt - Xô năm 1981 và Hiệp định dầu khí Việt - Xô năm 1991, cấu tạo Thanh Long thuộc khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Do cùng nằm trong lô 05 với mỏ Đại Hùng lại có diện tích khá lớn nên cấu tạo Thanh Long được các chuyên gia dầu khí đánh giá rất có triển vọng dầu khí và rất hấp dẫn đối với các công ty dầu nước ngoài. Tuy nhiên, cũng tương tự như mỏ Đại Hùng, cấu tạo Thanh Long nằm ở khu vực biển nước sâu trên 100 m vượt quá năng lực thực tế về công nghệ (thời kỳ đó) của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Để đẩy nhanh công tác tìm kiếm thăm dò và phát triển cấu tạo Thanh Long, Chính phủ Việt Nam chủ trương huy động sự tham gia đầu tư của các công ty dầu khí quốc tế. Triển khai chủ trương này, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tích cực phối hợp với Phía Liên bang Nga triển khai theo hai hướng, vừa chủ động tiến hành các hoạt động tìm kiếm thăm dò, đồng thời tìm kiếm đối tác nước ngoài để hợp tác triển khai. Ngày 21-1-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có công văn báo cáo Thủ tướng Chính phủ[1]: ngày 23-12-1992, tại Vũng Tàu, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam và Tổng giám đốc RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga), thay mặt hai Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã ký Biên bản về việc đưa cấu tạo Thanh Long vào khoan tìm kiếm thăm dò. Hiện nay Petrovietnam đang tích cực cùng với Phía Liên bang Nga chỉ đạo Xí nghiệp Liên doanh chuẩn bị các công tác thương mại, kỹ thuật để khoan càng sớm càng tốt. Song song với việc chuẩn bị khoan như nêu trên, thực hiện tinh thần chỉ đạo của Chính phủ về việc khẩn trương khoan Thanh Long, Petrovietnam đã tiếp xúc với ba đối tác từ đầu tháng 1-1993:

(i) Công ty Hoàng gia Brunây - Primal bày tỏ nguyện vọng cùng với một số công ty Mỹ tham gia khai thác mỏ Thanh Long. Trong khi chưa bỏ cấm vận họ sẽ đứng ra đàm phán ký hợp đồng.

(ii) Nhóm tư vấn do đại sứ EEC (Thị trường chung châu Âu) tại Giơnevơ là ông Trần Văn Thình và Công ty Geoservice Finance đưa ra ý định sẽ thành lập Công ty Ecran (màn ảnh) trung gian để đàm phán với Petrovietnam, khi hết cấm vận họ sẽ chuyển nhượng một phần lớn (có cam kết trước với Petrovietnam) cho công ty Mỹ theo chỉ định của Petrovietnam.

(iii) Trong các ngày 18 và 19-1-1993, đoàn Occidental Petroleum Corporation (OXY- Mỹ) cũng đưa ra đề nghị là họ có thể tiến hành khoan ngay hai giếng trong năm 1993 và chịu rủi ro về tài chính...".

1. Công văn số 137/KTĐN ngày 21-1-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về cấu tạo Thanh Long.

Thực hiện các ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ ngày 6-3-1993 và ngày 27-3-1993[1], Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ (tại Công văn số 995/DK-HTQT ngày 14-5-1993), như sau:

(i) Đã tích cực gọi chào để thuê khoan hai giếng trên cấu tạo Thanh Long. Hiện nay Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đang đàm phán về kỹ thuật và thương mại để lựa chọn 1 trong 3 đối tác có bản chào đầy đủ và hấp dẫn và chờ chỉ đạo của cấp trên.

(ii) Đã tích cực thu thập các chào hàng PSC cấu tạo Thanh Long của các công ty khác nhau và đàm phán sơ bộ với họ. Hiện nay mới có 3 công ty là Primal (Brunây), Mobil và 3 công ty Nhật Bản, OXY (Mỹ) có bản chào hàng cụ thể. Qua đánh giá sơ bộ, các chào hàng còn có nhiều điểm chưa rõ, còn nhiều điểm hạn chế và chưa thực sự hấp dẫn. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đang tiếp tục thu nhận thêm các chào hàng mới và đàm phán sâu thêm các chào hàng cũ.

(iii) Đã chuẩn bị nội dung đàm phán với Phía Liên bang Nga theo tinh thần chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ và Thường trực Chính phủ. Hiện nay, do tình hình diễn biến phức tạp ở lô 06 và một vài nơi khác đòi hỏi chúng ta phải khẩn trương đối phó với tình huống, vì vậy tối 10-5-1993 Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư đã tổ chức cuộc họp liên ngành do Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Đậu Ngọc Xuân chủ trì… Hội nghị đã nhận định rằng, việc đàm phán về Thanh Long với Phía Liên bang Nga và với các công ty khác có thể còn kéo dài và còn nhiều phức tạp, trong khi đó việc khẳng định chủ quyền của Việt Nam ở Thanh Long bằng các hoạt động dầu khí cụ thể là rất khẩn cấp. Như vậy, khả năng khoan sớm hai giếng ở đây trong khuôn khổ hợp đồng PSC hoặc liên doanh (tức là sau khi ký và cấp giấy phép) là không thể thực hiện được. Mặt khác, trong tình hình phức tạp hiện nay, đối tác khoan thuê cần phải có cả khả năng về kỹ nghệ, sức mạnh và uy thế, mà tốt hơn hết là những công ty của Nhà nước[2].

Quá trình thỏa thuận với Phía Liên bang Nga:

Để phối hợp triển khai ở cấp Chính phủ Liên bang Nga, chủ trương huy động sự tham gia đầu tư của các công ty dầu khí quốc tế vào đề án phát triển lô 05-1B/Thanh Long đã được đại diện Phía Việt Nam đưa ra thảo luận tại kỳ họp thứ II của Ủy ban Liên Chính phủ về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật Việt Nam - Liên bang Nga. Ngày 5-6-1993 Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh đã có Công văn số 2655-TH báo cáo Bộ Chính trị, Ban Bí thư, Thủ tướng Chính phủ và các Phó Thủ tướng Chính phủ (c/c gửi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam) như sau: từ ngày 24 đến ngày 31-5-1993

1. Các Thông báo số 57/TB ngày 6-3-1993 và số 87/TB ngày 27-3-1993 của Văn phòng Chính phủ về Chỉ đạo của Thủ tướng đối với việc triển khai công tác thăm dò khai thác trên cấu tạo Thanh Long.
2. Công văn số 995/DK-HTQT ngày 14-5-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về việc thuê khoan trên cấu tạo Thanh Long.

đoàn đại biểu kinh tế Chính phủ Liên bang Nga do Phó Thủ tướng Yu.F. Yarov dẫn đầu đã đến Hà Nội. Phía Việt Nam do Phó Thủ tướng Thường trực Phan Văn Khải chủ trì, thay Phó Thủ tướng Trần Đức Lương - đồng Chủ tịch Ủy ban bận cùng Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt đi công tác nước ngoài. Vấn đề nổi cộm lên là chủ trương đối với cấu tạo Thanh Long. Ngành Dầu khí của Phía Liên bang Nga đặt ra mục tiêu sửa lại sơ đồ phân chia và hình thức hợp tác đã áp dụng đối với mỏ Đại Hùng (cho công ty nước thứ ba vào làm điều hành), muốn quay trở lại hợp tác theo mô hình mỏ Bạch Hổ. Họ yêu cầu Việt Nam thuê Phía Liên bang Nga làm dịch vụ tìm kiếm, thăm dò và làm điều hành, các công ty nước thứ ba chỉ tham gia từ khâu khai thác và cũng chỉ với tư cách nhà thầu phụ. Phía Việt Nam kiên định lập trường và cuối cùng đã thuyết phục Phía Liên bang Nga chấp nhận các nguyên tắc đối với mỏ Thanh Long: (i) Đưa ngay các công ty nước thứ ba vào để đẩy nhanh tìm kiếm, thăm dò và khai thác mỏ Thanh Long; (ii) Hai phía trong Xí nghiệp Liên doanh trong thời gian sớm nhất thỏa thuận với nhau thể thức và chương trình cùng nhau thực hiện những công việc nói trên.

Trong Biên bản kỳ họp thứ II của Ủy ban Liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật, được đại diện hai Phía ký tại Hà Nội vào ngày 31-5-1993, hai Phía Việt Nam và Liên bang Nga đã thỏa thuận: "Giao cho các phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời gian ngắn nhất phải thỏa thuận về thể thức và chương trình phối hợp triển khai việc đẩy nhanh công tác tìm kiếm - thăm dò và phát triển cấu tạo Thanh Long với sự tham gia của bên thứ ba; đồng thời có xét tới việc đảm bảo tối đa quyền lợi của các phía tham gia Việt Nam và Liên bang Nga theo các nguyên tắc quy định trong các Hiệp định Liên Chính phủ ký ngày 16-7-1991 và 27-5-1993".

Thực hiện Biên bản nói trên, hai phía tham gia Việt Nam và Liên bang Nga đã triển khai đàm phán và ký kết Biên bản đàm phán hai phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tại Mátxcơva ngày 7-7-1993, về việc đẩy nhanh công tác tìm kiếm - thăm dò và phát triển cấu tạo Thanh Long. Một ngày sau, ngày 8-7-1993 cũng tại Mátxcơva, kỳ họp thứ XV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh tại Nghị quyết số 8 đã phê chuẩn Biên bản này. Kết quả kỳ họp thứ XV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã được báo cáo lên Thủ tướng Chính phủ. Tại cuộc họp ngày 3-8-1993, khi thảo luận về vấn đề đẩy nhanh công tác tìm kiếm, thăm dò cấu tạo Thanh Long, Thường trực Chính phủ đã có ý kiến chỉ đạo cụ thể cho Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Nhằm triển khai Biên bản thỏa thuận giữa hai Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh ký ngày 7-7-1993 tại Mátxcơva, tuân thủ ý kiến chỉ đạo của Thường trực Chính phủ tại cuộc họp ngày 3-8-1993, từ ngày 27-7 đến ngày 6-8-1993, tại Hà Nội và Vũng Tàu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành đàm phán với

Phía tham gia Liên bang Nga về đề án Thanh Long. Ngày 6-8-1993, kết thúc đợt đàm phán, ông Hồ Sĩ Thoảng, đại diện Phía tham gia Việt Nam và ông B.K. Kutychkin, đại diện Phía tham gia Liên bang Nga đã ký Biên bản thỏa thuận các nguyên tắc và các điều kiện cơ bản để đẩy nhanh công tác tìm kiếm, thăm dò và phát triển cấu tạo Thanh Long[1].

Nội dung Biên bản có những thỏa thuận chính như sau (lược trích):

(i) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thay mặt các phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn trước ngày 25-8-1993 sẽ mời đại diện các công ty nước thứ ba tham gia Đề án "Thanh Long".

(ii) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, trong thời hạn từ ngày 26-8 đến ngày 10-9-1993, tổ chức cho đại diện các công ty tham gia Đề án Thanh Long nghiên cứu các tài liệu hiện có ở cấu tạo nói trên với giá dự kiến 150 nghìn USD.

(iii) Quy định thời hạn từ ngày 11-9-1993 tới ngày 10-10-1993 các công ty nước ngoài chuẩn bị chào hàng kinh tế - kỹ thuật cho Đề án Thanh Long phù hợp với đầu bài đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) thỏa thuận (phụ lục kèm theo Biên bản này). Các chào hàng sẽ được các công ty nước thứ ba chuyển cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gồm ba bản bằng tiếng Anh trong phong bì dán kín với thời hạn tiếp nhận cuối cùng là ngày 10-10-1993. Thủ tục trình chào hàng cần phải đảm bảo tuyệt đối bí mật và các Phía mở phong bì cùng một lúc.

(iv) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) trong thời gian từ ngày 11-10 đến ngày 20-10-1993 sẽ tổ chức nghiên cứu và phân tích các chào hàng đã nộp và lựa chọn 3-6 công ty để trình Chính phủ Việt Nam.

(v) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong thời gian từ ngày 21-10 đến ngày 30-10-1993 sẽ xin ý kiến quyết định của Chính phủ Việt Nam về thành phần cuối cùng các công ty tham gia đề án "Thanh Long".

(vi) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga), trong thời gian từ ngày 1-11-1993 sẽ tiến hành đàm phán hợp đồng phân chia sản phẩm cho Đề án "Thanh Long" với cố gắng ký trước ngày 15-12-1993. Dự thảo hợp đồng sẽ do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam soạn thảo có tính tới các nhận xét của RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) và trình Chính phủ Việt Nam thông qua.

(vii) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) sẽ tham gia trong Đề án "Thanh Long": (1) Với tư cách là các phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, theo điều kiện chia lợi nhuận từ Đề án:

1. Công văn số 1776/DK-TL ngày 12-8-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ trình kết quả đàm phán với Phía tham gia Liên bang Nga về Đề án Thanh Long.

Petrovietnam: 50%, RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga): 50%. Thuế chuyển phần lợi nhuận của Phía tham gia Liên bang Nga về nước được quy định ở mức 5% phù hợp với Hiệp định năm 1991; (2) Với tư cách là các tổ chức nằm trong thành phần nhà thầu, mỗi Phía tham gia theo cổ phần về quyền lợi, nghĩa vụ, chi phí và lợi nhuận, ở mức: Petrovietnam: …% (theo quyết định của Chính phủ Việt Nam); RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga): 12,5%.

(viii) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) sẽ thỏa thuận với nhau về việc phân chia đều nhau số tiền nhận được từ các công ty nước ngoài đến nghiên cứu tài liệu do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thu thập được trên cấu tạo Thanh Long.

(ix) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) sẽ cố gắng hoàn thành việc đàm phán và ký kết hợp đồng phân chia sản phẩm trước ngày 15-12-1993, có tính đến việc bảo vệ tối đa quyền lợi kinh tế của các phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Mặc dù quyền lợi và trách nhiệm của Phía tham gia Liên bang Nga đối với Đề án phát triển lô 05-1B/Thanh Long đã được xác định rõ trong Biên bản thỏa thuận ký ngày 6-8-1993, tuy nhiên Phía Liên bang Nga vẫn quan tâm và lo ngại phần diện tích của lô 05-1B sẽ phải trao trả Việt Nam vào ngày 31-12-1993, theo Điều 5 của Hiệp định dầu khí năm 1991, nếu đến khi đó hai phía chưa triển khai đề án thăm dò, phát triển và khai thác lô này. Sự quan tâm lo lắng này đã được thể hiện trong bức thư của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Liên bang Nga gửi Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt ngày 8-10-1993. Về vấn đề này Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam đã có công văn gửi Thủ tướng Chính phủ trình bày quan điểm của Petrovietnam như sau (lược trích):

(i) Ngày 6-8-1993 tại Hà Nội, Petrovietnam và Zarubezhneft (Liên bang Nga) đã ký Biên bản thỏa thuận các nguyên tắc và các điều kiện cơ bản đẩy nhanh công tác tìm kiếm thăm dò và phát triển cấu tạo Thanh Long là một phần diện tích của lô 05-1 được mang tên lô 05-1B. Đương nhiên phần lô mang tên 05-1C sẽ phải trả lại Việt Nam sau ngày 31-12-1993 (xem bản đồ kèm theo).

(ii) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sẽ làm hết sức mình để ký hợp đồng về cấu tạo Thanh Long trước ngày 1-1-1994. Nếu vì lý do khách quan nào đó mà chưa ký được sớm thì Tổng công ty Dầu khí Việt Nam hiểu rằng, chủ trương của Đảng và Nhà nước Việt Nam vẫn không có ý gạt bỏ quyền lợi của Phía tham gia Liên bang Nga khỏi cấu tạo này. Tuy nhiên, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cho rằng, việc đàm phán hợp đồng với nhà thầu có sự tham gia của Phía Liên bang Nga sẽ thuận lợi hơn nếu Chính phủ chưa trả lời chính thức việc cho gia hạn[1].

1. Công văn số 2554/DK-HTQT ngày 3-11-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Võ Văn Kiệt về thư của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Liên bang Nga ngày 8-10-1993.

Công tác chuẩn bị đấu thầu:

Song song với việc thảo luận với Phía Liên bang Nga về các nguyên tắc triển khai đề án hợp tác thăm dò, phát triển và khai thác cấu tạo Thanh Long, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có các cuộc tiếp xúc và thảo luận với các đối tác nước ngoài, như: (i) với Công ty Occidental (Mỹ): Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có buổi tiếp xúc và ký Biên bản ghi nhớ (ngày 20-1-1993) kèm theo tóm tắt nội dung chính của PSC theo đề nghị của đối tác. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Báo cáo gửi Thủ tướng Chính phủ[1]. Occidental cũng đã tự gửi thư kèm theo nội dung PSC cho Phía Nga để thăm dò ý kiến; (ii) với Công ty Primal (Brunây): ngày 10-2-1993 Tổng công ty đã làm việc và nhận được đề nghị cụ thể của đoàn Công ty Primal (với cam kết hợp tác ban đầu của Công ty Amoco, Mỹ) về hợp đồng PSC tìm kiếm, thăm dò, phát triển và sản xuất dầu khí tại lô 05-1 (cấu tạo Thanh Long) và dự án phát triển khí LPG (từ mỏ Bạch Hổ)[2]; và (iii) với Tổ hợp 4 công ty là Mobil New Exploration Ventures, Japan Petroleum Exploration Co. Ltd. (Japex), Indonesia Petroleum Ltd. (Inpex) và Nissho Iwai Corporation[3].

Công tác đấu thầu:

Đến giữa tháng 4-1993 đã có 4 công ty và tổ hợp là công ty Occidental (Mỹ); tổ hợp Mobil/JAPEX/INPEX/Nissho Iwai; Công ty Primal (Brunây); và Công ty Arco (Mỹ) trình Petrovietnam văn bản Đề án phát triển lô 05-1B/Thanh Long. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã xem xét và báo cáo lên Thủ tướng Chính phủ và các cấp lãnh đạo có liên quan để xin ý kiến chỉ đạo[4].

Ngoài việc trình nộp văn bản Đề án, tổ hợp Mobil/JAPEX/INPEX/Nissho Iwai đã trình bày báo cáo đánh giá kỹ thuật lô 05-1B/Thanh Long và hứa sẽ gửi cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam một số tài liệu liên quan[5].

Rút kinh nghiệm từ việc chọn thầu đối với Đề án phát triển mỏ Đại Hùng, để triển khai Đề án phát triển lô 05-1B/Thanh Long, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có tờ trình lên Thủ tướng Chính phủ với nội dung: với nhận thức là bên cạnh

1. Công văn số 257/KTĐN ngày 13-2-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về tiếp Công ty Occidental xin tìm kiếm, thăm dò và khai thác cấu tạo Thanh Long.
2. Công văn số 304/KTĐN ngày 19-2-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về xem xét đề nghị của Công ty Primal đối với cấu tạo Thanh Long và Đề án khí LPG.
3. Văn thư ngày 14-4-1993 của tổ hợp 4 công ty là Mobil New Exploration Ventures, JAPEX, INPEX và Nissho Iwai Corp. do Phó Chủ tịch hoặc Giám đốc điều hành ký gửi Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng về việc nộp dự thầu thăm dò, phát triển và khai thác lô 05-1, bao gồm cả cấu tạo Thanh Long ngoài khơi Việt Nam.
4. Công văn số 800/HTQT ngày 22-4-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi cấp trên các bản đề nghị ban đầu về hợp tác dầu khí đối với lô 05-1B/Thanh Long của các công ty và tổ hợp.
5. Công văn số 929/HTQT ngày 8-5-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi các phòng/ban Tổng công ty về cam kết đánh giá kỹ thuật lô 05-1B/Thanh Long.

quy mô lớn và những phức tạp tương tự như Đề án Đại Hùng về việc đánh giá các giải pháp kinh tế, kỹ thuật phát triển mỏ, lựa chọn đối tác để ký hợp đồng và thương lượng kiên trì với Phía Liên bang Nga để bảo vệ quyền lợi chính đáng của nước chủ nhà, Đề án Thanh Long còn đòi hỏi phải có những quyết định và giải pháp cấp bách nhằm bảo vệ sự toàn vẹn lãnh thổ và vùng đặc quyền kinh tế của Tổ quốc. Để hoàn thành tốt nhiệm vụ được giao phó, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kính đề nghị Thủ tướng cho phép được triển khai công tác đàm phán, cũng như lựa chọn chào hàng và đối tác hợp tác đối với Đề án Thanh Long dưới sự chỉ đạo thường xuyên của một hội đồng xét chọn đề án cấp Nhà nước do Thủ tướng Chính phủ chỉ định như đối với Đề án Đại Hùng[1].

Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ và dưới sự chỉ đạo các bộ, ngành có liên quan và sự tham gia phối hợp của RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga), Tổng công ty Dầu khí đã tổ chức cho các công ty và tổ hợp nước ngoài tiến hành chào thầu Đề án Thanh Long. Hồ sơ chào hàng của các công ty và tổ hợp được đặt trong các phong bì dán kín và được niêm phong theo quy định. Việc mở phong bì có niêm phong và ký vào từng trang của các chào hàng do đại diện Petrovietnam và RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) thực hiện, bắt đầu vào lúc 9:00 giờ ngày 12-10-1993, tại 69 Nguyễn Du, Hoàn Kiếm, Hà Nội, lần lượt đối với từng phong bì và từng tài liệu với sự chứng kiến của đại diện Văn phòng Chính phủ, Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư và Ban Kinh tế Trung ương[2]. Công tác xét chọn thầu đã được tiến hành nghiêm túc, tuân thủ các quy định hiện hành của Nhà nước Việt Nam. Kết quả chọn thầu đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Thủ tướng Chính phủ và các cấp lãnh đạo có thẩm quyền.

Công tác đàm phán và ký kết hợp đồng:

Thực hiện sự chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ tại Công văn số 219/KTN-Tym ngày 3-12-1993, theo Báo cáo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[3], công tác đàm phán hợp đồng với tổ hợp công ty Mobil, JAPEX, INPEX và Nissho Iwai về Đề án Thanh Long, đối tác được lựa chọn, đã được bắt đầu từ ngày 9-12-1993.

Sau hơn 4 tháng đàm phán và thực hiện các thủ tục trình duyệt theo quy định của các bên liên quan, ngày 19-4-1994 lễ ký hợp đồng PSC đối với lô 05-1B/Thanh Long ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam đã được tiến hành giữa bên thứ nhất là Petrovietnam và bên thứ hai gồm RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gọi chung là Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và bên thứ ba gồm các công ty: MJC Petroleum Co. Ltd. (Nhật Bản); Nestro (Liên bang Nga) và PVEP (Việt Nam). Hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh

1. Công văn số 1048/TDKT-HTQT-M ngày 20-5-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ Tờ trình về việc chỉ đạo đàm phán Đề án Thanh Long.
2. Công văn số 2342/DK-HTQT ngày 8-10-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Văn phòng Chính phủ, Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư và Ban Kinh tế Trung ương về mời tham gia chứng kiến mở các phong bì chào thầu Đề án Thanh Long.
3. Công văn số 2929/HTQT-Tm ngày 14-12-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về đàm phán với tổ hợp Mobil về Đề án Thanh Long.

Long đã được Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép đầu tư số 842/GP ngày 20-4-1994. Đồng thời thỏa thuận điều hành chung hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh Long giữa các bên nhà thầu PSC là Công ty PVEP (Việt Nam), Công ty Nestro (Liên bang Nga) và Công ty MJC Petroleum Co. Ltd. (Nhật Bản) cũng đã được ký kết ngay trong ngày 19-4-1994.

c) Các hợp đồng dầu khí các lô khác do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại

Trên cơ sở kết quả đánh giá tiềm năng dầu khí của khu vực, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đề nghị chia nhỏ các lô do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại từ ngày 1-1-1991, phù hợp với nội dung Nghị định thư Liên Chính phủ Việt Nam và Liên Xô ký ngày 12-12-1990[1]. Theo chỉ đạo của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Bộ Công nghiệp nặng đã quyết định chia các lô do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại thành 10 lô là: 15-1; 15-2; 04-1; 04-2; 04-3; 05-2; 05-3; 10; 11-1; 11-2 và chỉ đạo Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam tổ chức cho các công ty dầu khí nước ngoài nghiên cứu tài liệu và chào thầu.

- Các hợp đồng dầu khí sau đấu thầu đợt 1, năm 1992

Sau gần nửa năm tiến hành chọn thầu, đàm phán hợp đồng và làm các thủ tục phê duyệt theo quy định của các bên liên quan, việc ký hợp đồng PSC đối với 5 lô 05-2; 05-3; 10; 11-1 và 11-2, do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại đã lần lượt được tiến hành:

+ Ngày 27-4-1992, ký hợp đồng PSC lô 10 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty Shell Vietnam Exploration B.V. (Hà Lan). Hợp đồng PSC lô 10 được Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép số 357/GP ngày 28-4-1992.

+ Ngày 19-5-1992, ký hợp đồng PSC đối với lô 11-2 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp các công ty Hàn Quốc, mà đại diện là Korea Petroleum Development Corporation (Pedco sau đổi thành KNOC). Hợp đồng PSC lô 11-2 đã được cấp Giấy phép đầu tư số 363/GP ngày 20-5-1992.

+ Ngày 4-6-1992, ký hợp đồng PSC đối với lô 05-3, ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp các công ty AEDC Vietnam Ltd. và Teikoku Oil Offshore Vietnam Co. Ltd. (Nhật Bản). Hợp đồng PSC lô 05-3 đã được cấp Giấy phép đầu tư số 369/GP ngày 5-6-1992.

1. Nghị định thư Liên Chính phủ Việt Nam và Liên Xô về một số vấn đề liên quan đến hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong năm 1991 do Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum và Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu khí Liên Xô B.A. Nikitin ký ngày 12-12-1990.

Lễ ký hợp đồng PSC lô 11-2 tại Hà Nội (ngày 19-5-1992)

+ Ngày 9-6-1992, ký hợp đồng PSC đối với lô 05-2 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty BP Exploration Operating Limited (Anh) và Công ty Den Norske Stats Olsjelskap a.s. (Nauy). Hợp đồng PSC lô 05-2 đã được cấp Giấy phép kinh doanh số 371/GP ngày 10-6-1992.

+ Ngày 9-7-1992, ký hợp đồng PSC đối với lô 11-1 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty Total Oil and Gas International B.V. (Pháp). Hợp đồng PSC lô 11-1 đã được cấp Giấy phép số 384/GP ngày 10-7-1992.

Công tác chọn thầu:

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu các hồ sơ chào thầu của các công ty dầu khí nước ngoài, có lưu ý đến các công ty đã có hoạt động dầu khí ở Việt Nam từ năm 1988, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã có Tờ trình số 1820/KTĐN-TM, ngày 25-12-1991 báo cáo Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng và Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về kết quả đánh giá các chào thầu đã nhận được. Sau đó Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng đã có Tờ trình số 4216/CNNg-HTQT-TM ngày 26-12-1991, kiến nghị Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng chọn các đối tượng hợp tác sau:

(i) Công ty BP (Anh) đối với lô 05-2;

(ii) Tổ hợp AOC và EIE (Nhật Bản) đối với lô 05-3;

(iii) Công ty Shell (Hà Lan) đối với lô 10;

(iv) Tổ hợp 8 công ty Hàn Quốc đối với lô 11-2;

(v) Tổ hợp Công ty Total (Pháp) và Marubeni (Nhật Bản) đối với lô 11-1, với Công ty Total là người điều hành.

Kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và của Bộ Công nghiệp nặng đã được Thường trực Hội đồng Bộ trưởng xem xét và phê duyệt tại Công văn số 01/CN/m ngày 6-1-1992 của Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Trần Xuân Giá[1]. Thường trực Hội đồng Bộ trưởng lưu ý thêm: trước khi tiến hành ký hợp đồng, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cần bàn với từng đối tượng đầu tư được lựa chọn để tranh thủ thêm các điều kiện có lợi hơn cho ta. Riêng đối với lô 11-1 việc liên doanh giữa Công ty Total (Pháp) và Công ty Marubeni (Nhật Bản) là do hai công ty đó thỏa thuận với nhau, ta không nên ép buộc.

Công tác đàm phán hợp đồng:

Công tác đàm phán hợp đồng với các đối tác được bắt đầu từ ngày 10-1-1992. Ngày 13-1-1992 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có báo cáo do Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Hiệp ký gửi Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng là từ ngày 10-1-1992 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam bắt đầu đàm phán và ký thỏa thuận sơ bộ với các công ty BP, Shell, AOC/EIE/Teikoku, Total; riêng tổ hợp 8 công ty Hàn Quốc đã khẳng định đàm phán từ ngày 15-1-1992. Tuy nhiên, do có khiếu nại của một số công ty đã không được lựa chọn trúng thầu đợt I nên ngày 30-1-1992 bằng Công văn số 163/DK-KTĐN.M, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên đã báo cáo và giải trình rõ với Tổng Bí thư Đỗ Mười, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum với nội dung:

(i) Sau khi công bố kết quả chọn thầu, một số công ty không được trúng thầu đợt này đã có những phản ứng không nghiêm túc như viết thư xin nâng điều kiện để được trúng thầu, hoặc gửi thư đến nhiều cơ quan và nhiều đồng chí lãnh đạo cấp cao làm nhiễu thông tin.

(ii) Đấu thầu lựa chọn đợt 1 gồm có 5 lô. Tổng công ty nhận tất cả 14 chào hàng của 30 công ty, trong đó có 5 chào hàng của các công ty Nhật Bản. Sau khi phân tích các điều kiện kinh tế - kỹ thuật và chính trị, tại cuộc họp ngày 31-12-1991 Thường trực Hội đồng Bộ trưởng đã quyết định chọn 5 chào hàng tốt nhất.

(iii) Rất đáng tiếc, tổ hợp Nissho Iwai/JAPEX/INPEX/JNOC (có công ty quốc gia JNOC) không cạnh tranh được chào hàng của BP; tổ hợp này chào hàng kém nhất trong 3 chào hàng lô 05-2.

1. Công văn số 01/CN/m ngày 6-1-1992 của Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Trần Xuân Giá gửi Bộ Công nghiệp nặng, Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư, Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc lựa chọn các đối tượng hợp tác dầu khí.

(iv) Công ty CIECO (Nhật Bản) thua chào hàng của Shell; Công ty Mitsubishi (Nhật Bản) và Enterprise/CEP (Anh/Pháp) thua chào hàng của tổ hợp 8 công ty Hàn Quốc.

- Các hợp đồng dầu khí sau đấu thầu đợt 2, năm 1992

Song song với việc đấu thầu 5 lô đợt 1, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức 19 lượt tham khảo tài liệu thông tin địa chất, địa vật lý của 5 lô khác do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại cho các công ty/tổ hợp công ty thuộc 9 quốc gia và tiến hành công tác chào thầu đợt 2. Kết quả đấu thầu đợt 2 đã có 4 hợp đồng được ký kết (Công ty Santos từ bỏ, không nộp chào thầu lô 15-1), cụ thể:

+ Ngày 19-8-1992, ký hợp đồng PSC đối với lô 04-2 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp Công ty Lasmo Vietnam Limited (Anh) và Công ty C.ITOH Energy Development Co. Ltd. (Nhật Bản).

+ Ngày 6-10-1992, ký hợp đồng PSC đối với lô 15-2 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty Mitsubishi Oil Ltd. (Nhật Bản). Hợp đồng PSC đã được cấp Giấy phép số 431/GP ngày 7-10-1992.

+ Ngày 22-10-1992, ký hợp đồng PSC đối với lô 04-3 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty PT. Astra Petronusa (Inđônêxia).

+ Ngày 28-10-1992, ký hợp đồng PSC đối với lô 04-1 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty British Gas Exploration and Production Ltd. (Anh).

Công việc tham khảo tài liệu:

Sau khi các công ty/tổ hợp công ty tham khảo tài liệu, thông tin địa chất, địa vật lý của các lô này, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã nhận được các đăng ký chào thầu như sau: (i) lô 15-1: có 1 công ty đăng ký là Công ty Santos; (ii) lô 15-2: có 5 công ty đăng ký là Jukong, Santos, Astra, Mitsubishi và Premier Oil/Coparex; (iii) lô 04-1: có 2 công ty đăng ký là: Sceptre Resources và British Gas; (iv) lô 04-2: có 5 công ty đăng ký là BHP, Sceptre Resources, Jukong, Trident và Cieco/Lasmo; (v) lô 04-3: có 2 công ty đăng ký là BHP và Astra.

Công tác đấu thầu:

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tổ chức cho các công ty và tổ hợp đã đăng ký nộp chào thầu. Trên cơ sở phân tích các chào thầu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo và kiến nghị Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng và các cơ quan cấp trên: "Qua phân tích các chào thầu Tổng công ty Dầu khí Việt

Nam xin kiến nghị chọn các đối tượng sau (điều kiện cụ thể xem Phụ lục 1): (i) lô 04-3 và lô 15-2: chào hàng của Astra hơn chào hàng của BHP ở lô 04-3 và nhỉnh hơn chào hàng của Mitsubishi ở lô 15-2. Chào hàng của Mitsubishi lại hơn hẳn chào hàng của BHP do vậy nếu chọn Astra ở cả 2 lô thì không tạo được thế hợp tác đa phương. Chúng tôi kiến nghị: lô 15-2 chọn Mitsubishi trúng thầu; lô 04-3 chọn Astra trúng thầu. (ii) lô 04-1: chọn British Gas trúng thầu. (iii) lô 04-2: Chọn Jukong trúng thầu"[1].

Ngày 8-5-1992 tại Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng, Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Trần Đức Lương đã chủ trì cuộc họp với sự tham dự của Bộ trưởng Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư, Bộ trưởng Chủ nhiệm Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và một số chuyên viên khác. Sau khi nghe Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình bày nội dung Tờ trình số 569/KTĐN-M, Hội đồng xét chọn thầu đã phân tích và có ý kiến như sau:

(i) Đồng ý chọn Mitsubishi trúng thầu lô 15-2 với điều kiện Mitsubishi phải nâng các điều kiện hợp đồng bằng Astra đã chào. Mitsubishi phải cam kết triển khai ngay công việc sau khi đồng ý cho trúng thầu;

(ii) Đồng ý chọn Astra trúng thầu lô 04-3. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cần tìm hiểu thêm về khả năng điều hành của Công ty Astra;

(iii) Đồng ý chọn British Gas trúng thầu lô 04-1;

(iv) Đồng ý chọn Lasmo và Jukong trúng thầu lô 04-2 và để Lasmo điều hành theo điều kiện Jukong đã chào[2].

Kiến nghị của Hội đồng xét chọn thầu đã được Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng phê duyệt theo Thông báo ngày 16-5-1992. Như vậy, trừ lô 15-1 do Công ty Santos đã đăng ký nhưng không tham gia dự thầu, đối với 4 lô còn lại đã chọn được đối tác triển khai hoạt động dầu khí. Thực hiện quyết định này, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức công tác đàm phán cùng lúc, xen kẽ với các công ty/tổ hợp được chọn thầu đợt 1 để ký "Thỏa thuận nguyên tắc" (Head Agreement) làm cơ sở cho việc đàm phán hợp đồng chi tiết sau đó. Trong quá trình đàm phán với các công ty/tổ hợp, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cập nhật báo cáo và thường xuyên xin ý kiến chỉ đạo của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng[3]. Trừ đối với

1. Công văn số 569/KTĐN-M ngày 17-4-1992 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ tịch và các Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng, Chủ nhiệm Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư, Chủ nhiệm Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước về việc chọn đối tác hợp tác.
2. Theo nội dung Công văn số 711/VP.M ngày 11-5-1992 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ tịch và các Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng báo cáo về việc chọn trúng thầu 4 lô đợt 2.
3. Xem Công văn số 804/KTĐN ngày 30-5-1992 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Chủ tịch và các Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng và Công văn số 447/KTĐN ngày 17-6-1992 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Chủ tịch và các Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng.

lô 15-1 Công ty Santos không có chào thầu (sau này, khi có phát hiện dầu khí tại lô 15-2, lô này trở nên rất hấp dẫn các công ty dầu khí quốc tế và sẽ có đợt chọn thầu cho lô 15-1 vào nửa sau của thập kỷ 1990), nhìn chung công tác đàm phán hợp đồng đợt này có nhiều thuận lợi và đã diễn ra nhanh chóng, đặc biệt đối với hợp đồng PSC lô 04-2. Nội dung cuối cùng của các hợp đồng PSC đã được các bên liên quan thỏa thuận ký tắt và làm thủ tục trình duyệt trước khi tiến hành lễ ký chính thức.

d) Các hợp đồng đối với các lô và khu vực khác

Bên cạnh việc tổ chức đấu thầu lựa chọn đối tác tiến hành các hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí đối với các lô do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại, các khu vực khác cũng được Chính phủ Việt Nam quan tâm chỉ đạo triển khai công việc tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Kết luận của Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng về công tác dầu khí trong phiên họp ngày 23-1-1991[1]: *Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng đồng ý để Bộ Công nghiệp nặng và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiếp tục tiếp xúc với các công ty nước ngoài về việc tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở các lô còn lại (riêng lô 103 vịnh Bắc Bộ và các lô Xí nghiệp Liên doanh trả lại đã có chỉ thị cụ thể).*

Thực tế, giai đoạn 1991-1994 là giai đoạn hoạt động ký kết hợp đồng PSC của Petrovietnam hết sức sôi động. Số lượng các hợp đồng được ký kết đối với những lô khác, ngoài các lô do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại theo Hiệp định năm 1991, cũng rất nhiều.

- *Các lô 120 và 121:* ngày 10-1-1991, Petrovietnam ký hợp đồng PSC đối với các lô 120 và 121 ngoài khơi phía bắc biển miền Trung Việt Nam với Công ty BHP Petroleum (Vietnam) Pty. Ltd. Hợp đồng PSC lô 120 và 121 đã được cấp Giấy phép số 149/GP ngày 11-1-1991[2].

- *Các lô 01 và 02*: ngày 9-9-1991, Petrovietnam ký hợp đồng PSC đối với các lô 01 và 02, ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam với Công ty Petronas Carigali Overseas Sdn. Bhd. (Malaixia). Hợp đồng PSC các lô 01 và 02 đã được cấp Giấy phép ngày 10-9-1991.

- *Lô 102/91:* ngày 24-6-1992, Petrovietnam ký hợp đồng PSC đối với lô 102/91 ngoài khơi vịnh Bắc Bộ Việt Nam với Công ty Idemitsu Hải Phòng Oil Exploration Co. Ltd. Hợp đồng được cấp Giấy phép ngày 1-10-1992.

1. Công văn số 15-TB ngày 11-2-1991 của Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng.
2. Công văn số 1480/KTKH ngày 22-10-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên ký gửi Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về Báo cáo tình hình thực hiện các hợp đồng dầu khí đến hết năm 1991.

Lô 102/91 nằm ở khu vực cửa Ba Lạt của sông Hồng. Vì nằm trong khu vực mà trước đây vẫn được đánh giá là rất có triển vọng dầu khí và được xác định là khu vực dự trữ quốc gia nên việc đàm phán và làm thủ tục phê duyệt hợp đồng đã phải thực hiện trong một thời gian dài (từ đầu năm 1990), trước khi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng có Công văn số 98/KTĐN ngày 26-11-1991 cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký hợp đồng chia sản phẩm với Công ty Idemitsu (Nhật Bản) lô 102/91 ở vịnh Bắc Bộ.

- *Các lô 07 và 08:* ngày 17-7-1992, Petrovietnam ký kết thỏa thuận triển khai "Đề án hợp tác nghiên cứu địa chất khu vực chồng lấn với Inđônêxia (thềm lục địa Đông Nam Việt Nam) giữa Petrovietnam và Công ty Red River Oil, Thụy Sĩ (sau này đổi tên là Công ty Vamex). Thỏa thuận hợp tác được ký kết căn cứ quyết định phê duyệt của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng[1].

- *Đồng bằng sông Hồng:* ngày 22-7-1993, Petrovietnam đã ký hợp đồng PSC đối với miền võng Hà Nội (lô trên đất liền ở Thái Bình) với Công ty Anzoil (Asia) Pte. Ltd. (Ôxtrâylia), sau khi được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ[2].

- *Lô 104:* ngày 20-8-1993, Petrovietnam ký thỏa thuận PSC đối với lô 104 ngoài khơi vịnh Bắc Bộ Việt Nam với Công ty OMV (Vietnam) Exploration GmbH (Cộng hòa Áo).

Lô 104 chỉ có Công ty OMV quan tâm. Sau khi nhiều giếng khoan trong các lô xung quanh của Total, Shell, BP và quanh đảo Hải Nam, Trung Quốc, của các công ty khác không thành công hoặc chỉ gặp khí, các công ty dầu khí thế giới đều đánh giá lô này có nhiều rủi ro, khả năng gặp khí cao, khó có khả năng gặp dầu thương mại. Sau nhiều đợt kiên trì đàm phán và thuyết phục, đến ngày 2-4-1993 Công ty OMV đã cải thiện những điều kiện kinh tế tích cực hơn so với chào hàng ban đầu (kèm trong Tờ trình số 1837/KTĐN ngày 26-10-1992) tuy rằng không bằng những điều kiện đã thỏa thuận với Petrocorp (năm 1991) vì những đánh giá tiêu cực nói trên, nhưng không thể cải thiện hơn nữa, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ cho phép được ký thỏa thuận nguyên tắc với OMV tại lô 104 theo những điều kiện kinh tế chủ yếu được gửi kèm theo Công văn số 674/HTQT ngày 8-4-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng. Ngày 5-5-1993 Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh đã ký Công văn số 2002/KTN truyền đạt ý kiến của Thủ tướng Chính phủ đồng ý để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký thỏa thuận nguyên tắc đối với lô 104 và sớm tiến hành việc bàn nội dung hợp đồng về lô này với Công ty OMV (Áo). Thực hiện

1. Thông báo số 96/DK-Tym ngày 16-6-1992 của Bộ trưởng Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Lê Xuân Trinh.
2. Công văn số 951/DK ngày 18-11-1992 của Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh.

chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, hai công ty đã ký thỏa thuận nguyên tắc và đàm phán văn bản hợp đồng. Đến ngày 26-7-1993 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 1624/DK-HTQT xin phép ký kết hợp đồng và đã được Thủ tướng Chính phủ giao Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư xem xét toàn văn hợp đồng chia sản phẩm dầu khí lô 104 giữa Petrovietnam và Công ty OMV (Áo) để bảo đảm các điều kiện về kinh tế đã được Chính phủ cho phép khi ký thỏa thuận nguyên tắc. Ngày 14-8-1993 theo Công văn số 3985/KTN, Văn phòng Chính phủ đã thông báo ý kiến của Thủ tướng Chính phủ đồng ý cho ký kết hợp đồng.

- *Đồng bằng Sông Cửu Long:* ngày 28-12-1993, Petrovietnam đã ký thỏa thuận khảo sát địa chấn không độc quyền ở châu thổ Mêkông, bao gồm khảo sát địa chấn trên đất liền, ngoài biển, tái xử lý và khảo sát từ hàng không với Tổng công ty Địa vật lý - CGG (Cộng hòa Pháp).

Đến năm 1993, phần đất liền của Đồng bằng sông Cửu Long và các lô phụ cận còn mở, chưa có các hợp đồng dầu khí, thềm lục địa Nam Việt Nam (các lô từ 25 đến 27 và từ 31 đến 44) với tổng diện tích khoảng 150.000 km^2 là vùng ít được nghiên cứu, cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí chưa rõ, đặc biệt đối với trầm tích có tuổi trước Kainozoi. Các công ty địa vật lý, tổ chức địa chất, dầu khí nước ngoài như: Halliburton (Mỹ), AGSO (Ôxtrâylia), JNOC (Nhật Bản), và CGG (Pháp) đã quan tâm và gửi các đề xuất của mình cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Đề xuất của CGG là phù hợp với yêu cầu của Petrovietnam và có tính khả thi hơn cả. Sau nhiều lần đàm phán, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và CGG đã thống nhất được văn bản dự thảo hợp đồng hợp tác khảo sát địa vật lý không độc quyền ở khu vực nêu trên với các điều khoản chính như sau:

a) Khu vực khảo sát: Đồng bằng sông Cửu Long và các lô còn mở ở thềm lục địa từ 25 đến 27 và từ 31 đến 44.

b) Nội dung công việc:

(i) Pha I (1994): khảo sát từ hàng không 37.000 km; khảo sát địa chấn, từ, trọng lực ở các lô từ 25 đến 27 và từ 31 đến 44 khoảng 6.000 km;

(ii) Pha II (1995): xử lý lại 2.250 km địa chấn cũ; khảo sát bổ sung 2.000 km địa chấn biển và 1.000 km địa chấn đất liền.

c) Đối tượng nghiên cứu: trầm tích Kainozoi và trước Kainozoi.

d) Thời gian có hiệu lực của hợp đồng: 5 năm.

e) Tổng công ty CGG tự bỏ vốn và chịu hoàn toàn rủi ro và dự kiến: kinh phí Pha I: 3.878.000 USD; kinh phí Pha II: 5.226.000 USD. CGG được quyền chào hàng trước 3 tháng để đạt được số tiền "đặt cọc" mua trước của các công ty dầu là 35% kinh phí Pha I. Nếu số tiền đặt cọc đó không đủ thì hợp đồng sẽ được xem xét lại hoặc hủy bỏ.

f) Phía Việt Nam sẽ được chia ngay từ đầu 25% doanh thu từ việc bán tài liệu. Sau khi CGG hoàn vốn, lãi sẽ được chia 50/50.

g) Đề án được thực hiện với sự tham gia tối đa của Phía Việt Nam. Kinh phí cho việc chuyển giao công nghệ, đào tạo và sự tham gia của phía Việt Nam là 270.000 USD.

h) Bản quyền tài liệu thuộc về phía Việt nam (Petrovietnam).

Ngày 25-9-1993 tại Công văn số 2227/DK-TDKT, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã xin phép Thủ tướng Chính phủ được ký hợp đồng hợp tác với CGG (Pháp) khảo sát địa vật lý không độc quyền ở Đồng bằng sông Cửu Long và các lô phụ cận còn mở thuộc thềm lục địa. Ngày 14-10-1993 Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ đã có Công văn số 175/KTN/m, thông báo ý kiến của Thủ tướng Chính phủ đồng ý cho phép Petrovietnam ký hợp đồng khảo sát và nghiên cứu địa chất - địa vật lý dầu khí tại vùng Đồng bằng sông Cửu Long và các lô 25-:-27, 31-:-34 với CGG của Pháp, như một nhà thầu phụ dầu khí.

- *Vùng chồng lấn Việt Nam - Malaixia:* ngày 25-8-1993 tại Hà Nội, đã diễn ra lễ ký thỏa thuận thương mại giữa Petroliam Nasional Berhad (Petronas) và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam), để tiến hành thăm dò và khai thác dầu khí đối với khu vực chồng lấn giữa vùng biển phía Đông của Malaixia và Tây - Nam của Việt Nam (sau đây viết tắt là khu vực PM3-CAA).

Quá trình hình thành đề án, đàm phán và trình phê duyệt:

Ngày 16-2-1992 hợp đồng PSC đối với lô PM3 (có một phần nhỏ phía Bắc là vùng chồng lấn) đã được Tổng công ty Petronas (Malaixia) ký với Công ty IPL (sau đó chuyển cho BHP Hamilton[1]). Theo thỏa thuận của hai Chính phủ Việt Nam và Malaixia, hai công ty dầu khí quốc gia của hai nước là Petrovietnam và Petronas sẽ đàm phán để đi đến ký "Thỏa thuận thương mại" về việc cùng khai thác vùng chồng lấn. Trong khi chưa ký được thỏa thuận thương mại, được sự cho phép của Chính phủ Việt Nam, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thông báo cho Petronas đồng ý để nhà thầu BHP Hamilton được khoan thêm 2 giếng tìm kiếm, thăm dò trên phần diện tích chồng lấn. Xét điều kiện địa chất của khu vực và yêu cầu của công tác tìm kiếm, thăm dò, Petronas lại xin ý kiến Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gia hạn thêm 3 năm cho thời kỳ tìm kiếm, thăm dò theo hợp đồng (4 năm) cho nhà thầu. Như vậy, PSC (24 năm) sẽ trở thành 27 năm đối với toàn bộ lô PM3 cũng như đối với phần chồng lấn trong đó. Tại Công văn số 85/KTĐN-KHKT ngày 12-1-1993 gửi Thủ tướng Chính phủ và Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về việc gia hạn hợp đồng PM3, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam cho rằng việc gia hạn nói trên theo yêu cầu của nhà thầu BHP Hamilton là hợp lý.

1. Công văn số 85/KTĐN-KHKT ngày 12-1-1993 báo cáo của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ.

Lễ ký thỏa thuận thương mại phát triển chung khu vực chồng lấn Việt Nam - Malaixia (PM3-CAA). Đại diện Phía Việt Nam là Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hiệp (người ngồi ở vị trí thứ 2 từ bên trái)

Căn cứ biên bản đàm phán giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Malaixia về vùng chồng lấn tại thềm lục địa phía Tây - Nam Việt Nam và Đông-Bắc Malaixia và chỉ thị của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Việt Nam[1], ngày 20-6-1992 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng đã thành lập đoàn đàm phán với Malaixia về vùng chồng lấn tại thềm lục địa Việt Nam - Malaixia[2], gồm Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Hiệp, Trưởng đoàn; và các ông Đỗ Văn Hà, Trần Ngọc Cảnh, Đỗ Văn Đạo, Nguyễn Hùng Lân và Nguyễn Ngọc Sự. Ngày 30-9-1992, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã gửi xin ý kiến các cơ quan có liên quan về bản Dự thảo[3] (lại) thỏa thuận thương mại trên tinh thần chỉ đạo của cấp trên. Ngày 8-10-1992 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã mời các ngành đến bàn phương hướng thảo luận vòng 2 với Petronas và ngày 12-10-1992 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Báo cáo số 1729/KTĐN gửi Thủ tướng Chính phủ và các cấp lãnh đạo Trung ương. Ngày 13-10-1992, khi đàm phán vòng 2 với Petronas,

1. Công văn số 86-DK/Tym.
2. Quyết định số 472/DK-TC ngày 20-6-1992.
3. Công văn số 1624/KTĐN-KHKT ngày 30-9-1992.

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trao Dự thảo tu chỉnh cho Petronas, sau đó Bộ Ngoại giao đã trình Thủ tướng Chính phủ về phương án giải quyết tiếp vấn đề vùng chồng lấn[1].

Ngày 5-1-1993 Bộ Ngoại giao có Công văn 02/VP đề nghị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đàm phán ngay với Petronas để ký thỏa thuận thương mại về vùng chồng lấn PM3-CAA. Ngày 11-1-1993, tại trụ sở Tổng công ty, 69 Nguyễn Du, dưới sự chủ trì của ông Nguyễn Hiệp, đã diễn ra cuộc họp trao đổi xin ý kiến về phương án triển khai đàm phán với sự tham dự của đại diện của các bộ, cơ quan, như: Ban Kinh tế Trung ương, Ủy ban Kế hoạch Nhà nước, Ban Biên giới, Bộ Ngoại giao, Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư, Bộ Tài Chính, Tổng cục Thuế, Văn phòng Chính phủ, cùng một số chuyên viên của Petrovietnam (ông Nguyễn Ngọc Sự làm thư ký). Nội dung chủ yếu gồm hai vấn đề là tỷ lệ tham gia của Petrovietnam trong hợp đồng PSC mà đối tác đã ký và luật áp dụng đối với thỏa thuận thương mại sẽ được ký kết giữa Petrovietnam và Petronas. Căn cứ ý kiến của cuộc họp, ngày 16-1-1993, tại Công văn số 114/KTĐN-KHKT (kèm theo Biên bản cuộc họp với các bộ, ban, ngành ngày 11-1-1993), Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ về vùng chồng lấn với Malaixia PM3-CAA như sau: những ý kiến phát biểu đều thống nhất cho rằng, vấn đề luật áp dụng cho PSC phải được giải quyết bằng văn bản giữa hai chính phủ, vì việc này vượt quá thẩm quyền của Petrovietnam và Petronas. Ý kiến này cũng đã được Petronas đưa ra trong lần làm việc đầu tháng 12-1992 tại Kualar Lumpur. Vì vậy, để giải quyết vấn đề này có thể có hai cách làm, hoặc có một hiệp định chung giữa hai chính phủ bao trùm lên cả nội dung MOU ký tháng 5-1992, cả những nguyên tắc chung của thỏa thuận cùng khai thác dầu khí, hoặc Bộ Ngoại giao hai nước phải ký một văn bản bổ sung cho MOU trong đó có thỏa thuận về luật áp dụng. Vấn đề Petrovietnam được tham gia đến 50% cổ phần mà Petronas đã có được như là quyền của nước chủ nhà, hai bên sẽ thỏa thuận chi tiết trên tinh thần bình đẳng đồng chủ nhà sau khi ký "Thỏa thuận thương mại" trong đó có ghi nhận điều đó về nguyên tắc.

Tại Công văn số 778/DK ngày 20-4-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ về việc giải quyết vùng chồng lấn có nội dung: Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã nhận được Văn bản số 699/NG-LPQT ngày 10-4-1993 của Bộ Ngoại giao trình Thủ tướng Chính phủ về việc giải quyết vùng chồng lấn với Malaixia. Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam xin có một số ý kiến như sau: 1- Trong việc xem xét lại MOU vấn đề gay cấn nhất là luật áp dụng. 2- Trong tình hình hiện nay Phía Việt Nam không nên treo lại việc hợp tác dầu khí trong khu vực tranh chấp giữa Malaixia và Việt Nam. 3- Sau khi được phép của Thủ tướng Chính phủ, Bộ Ngoại giao Việt Nam thỏa thuận với Bộ Ngoại giao Malaixia về các vấn đề dành cho Petrovietnam 50% cổ phần của Petronas Carigali và luật áp dụng…

1. Công văn số 2907/NG-LPQT ngày 21-10-1992.

Ngày 23-4-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có Công văn số 813/DK-HTQT gửi Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Đậu Ngọc Xuân trình toàn văn dự thảo Thỏa thuận thương mại với những điều sửa đổi theo ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ trong cuộc họp Thường trực Chính phủ ngày 20-4-1993 để xin ý kiến của Ủy ban.

Ngày 27-4-1993, Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Đậu Ngọc Xuân đã chủ trì cuộc họp các ban, ngành rà soát lại dự thảo "Thỏa thuận thương mại" giữa Petronas và Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Sau đó, ngày 8-5-1993 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Công văn số 938/HTQT lên Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương xin ý kiến chỉ đạo về Dự thảo "Thỏa thuận thương mại" với Petronas. Chính phủ đã chỉ đạo đàm phán thêm một số điểm. Ngày 24-6-1993, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hiệp đã ký Công văn số 1397/DK-HTQT gửi Thủ tướng Chính phủ và Ủy ban Kế hoạch Nhà nước báo cáo kết quả đàm phán với Petronas với nội dung: thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, từ ngày 14 đến hết ngày 16-6-1993 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã mời đoàn đại diện của Petronas (Malaixia) vào tiếp tục đàm phán, thảo luận "Thỏa thuận thương mại" cho vùng chồng lấn Việt Nam và Malaixia (PM3). Tham dự đàm phán về phía Việt Nam có đại diện các cơ quan hữu quan sau (có danh sách kèm theo): Bộ Ngoại giao; Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường; Ban Biên giới; Ban Kinh tế Trung ương; Văn phòng Chính phủ; Bộ Tài chính; Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư. Trên cơ sở bản Dự thảo Thỏa thuận thương mại đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ kèm theo Công văn số 938/HTQT ngày 8-5-1993 và trên cơ sở bản trao đổi công hàm ngoại giao (Exchange of Diplomatic Notes) ngày 4-6-1993, hai đoàn đã đàm phán và tạm thời thống nhất được văn bản mới (xin gửi kèm theo). Về cơ bản Thỏa thuận thương mại mới giống như bản Thỏa thuận thương mại mà Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trình Thủ tướng Chính phủ ngày 8-5-1993. Một số điểm được hai phía bàn bạc thống nhất hoặc sửa lại cho tốt hơn, bình đẳng và công bằng hơn…

Ngày 23-7-1993 Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh gửi Công văn số 3669/KTN cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thông báo là Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký Thỏa thuận thương mại với Petronas (Malaixia) như kết quả đàm phán với đoàn đại biểu của Petronas (Malaixia).

Ngày 26-7-1993 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng nhận được văn bản cuối cùng của phía Malaixia với đề nghị Việt Nam xem xét để ký kết. Ngày 9-8-1993, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã gửi công văn, kèm theo bản Dự thảo "Thỏa thuận thương mại", đến Bộ Ngoại giao và Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư

để xin ý kiến cuối cùng trước khi ký[1]. Ngày 12-8-1993, Thứ trưởng Bộ Ngoại giao Vũ Khoan[2]; và ngày 14-8-1993, Bộ trưởng, Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Đậu Ngọc Xuân[3] đã có công văn trả lời đồng ý để Petrovietnam ký "Thỏa thuận thương mại" với Petronas.

Ngày 18-8-1993 Bộ trưởng Bộ Ngoại giao Nguyễn Mạnh Cầm ký giấy ủy quyền: Bộ Ngoại giao nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam chứng nhận Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam ủy quyền cho ông Nguyễn Hiệp, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thay mặt Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam ký Thỏa thuận thương mại giữa Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam và Petroliam National Berhad để tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí từ diện tích thỏa thuận giữa Tây - Nam Việt Nam và Đông Malaixia.

- Thỏa thuận nguyên tắc với Công ty Conoco Vietnam Exploration & Production (Mỹ): ngày 16-11-1994, Thỏa thuận nguyên tắc về tìm kiếm, thăm dò, phát triển và khai thác hydrocarbon tại Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty Conoco (Vietnam) Exploration & Production B.V. (Mỹ) đã được ký kết.

Quá trình tiếp xúc, lựa chọn trình phê duyệt trước khi ký thỏa thuận nguyên tắc

(1) Về sự quan tâm của Conoco và các công ty khác đối với khu vực nước sâu thềm lục địa phía Nam Việt Nam từ năm 1991, Công ty Conoco (Mỹ) đã nhiều lần vào Việt Nam với mục đích nghiên cứu, thảo luận khả năng hợp tác ký hợp đồng PSC đối với các lô 133, 134. Riêng trong năm 1993, Công ty Conoco đã nhiều lần gặp và gửi bốn bản chào hàng cho Petrovietnam[4]. Cuối năm 1993, do lo ngại sự can thiệp của quốc gia láng giềng ảnh hưởng đến hoạt động kinh doanh, đã có một số công ty không còn thể hiện sự quan tâm đến khu vực Tư Chính - Vũng Mây nữa như BP, Primal…, nhưng Công ty Conoco vẫn tiếp tục quan tâm đến khu vực này.

Trong năm 1993, qua các cuộc đàm phán, Công ty Conoco đã có cải thiện điều kiện hợp đồng và hứa sẽ xin giấy phép đặc biệt của Chính phủ Mỹ để tiến tới đàm phán và sớm ký hợp đồng chia sản phẩm (PSC) cho lô 133 và 134. Ngoài ra, Công ty Petrocor (Mỹ) cũng quan tâm đến các lô 131, 132, 133, 134, 156, 157.

1. Công văn số 1758/HTQT ngày 9-8-1993.
2. Công văn số 1489/NG-LPQT ngày 12-8-1993.
3. Công văn số 1686/UB-TĐ ngày 14-8-1993.
4. Công văn số 1808/HTQT ngày 21-8-1993 của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ báo cáo tình hình thảo luận hợp tác dầu khí đối với khu vực nước sâu rìa thềm lục địa Đông Nam tới ngày 6-8-1993.

(2) Về kiến nghị ký thỏa thuận nguyên tắc với Công ty Conoco và Công ty Oceanic: trong các chào hàng trước đó, diện tích đề nghị ký hợp đồng của Conoco là các lô 133 và 134, còn của Oceanic là 133, 134, 135, 157 và 158. Như vậy hai lô 133 và 134 đều được hai công ty đề xuất. Để giải quyết vấn đề này, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chủ động trao đổi với cả hai công ty trên. Ngày 9-11-1993 Công ty Oceanic và Công ty Conoco đã gửi thư thông báo về sự thay đổi diện tích hợp đồng, dựa trên đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam mà họ đã thỏa thuận được với nhau, theo đó, diện tích đề nghị hợp tác được điều chỉnh đối với Công ty Conoco là lô 133 và phần lớn của lô 134, đối với Công ty Oceanic phần còn lại của lô 134 và diện tích 3 lô 135, 157 và 158. Đoàn cán bộ của hai công ty sẽ sang làm việc cụ thể với Petrovietnam, cụ thể Công ty Conoco: từ ngày 9 đến ngày 10-12-1993, còn Công ty Oceanic: từ ngày 1 đến ngày 2-12-1993. Công ty Conoco đã chấp nhận hình thức hợp tác liên doanh với Petrovietnam tiến hành thăm dò và khai thác khu vực Tư Chính - Vũng Mây và đã đề xuất ký thỏa thuận nguyên tắc làm cơ sở cho việc đàm phán ký kết hợp đồng dầu khí sau này. Tại Công văn số 2756/DK-HTQT ngày 26-11-1993 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ cho phép ký thỏa thuận nguyên tắc và, nếu có thể, ký PSC với Công ty Conoco và Công ty Oceanic.

(3) Về phương thức hợp tác: ngày 8-12-1993, sau khi trình bày (Công văn số 2887/DK-TDKT-Tm) về các phương án triển khai hợp tác tìm kiếm dầu khí ở khu vực Tư Chính (TC-93), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đề nghị Thủ tướng Chính phủ cho phép triển khai Phương án hai: "Ta nên chủ động triển khai tìm kiếm, thăm dò ở đây nhưng dưới hình thức liên doanh hoặc liên kết với các công ty mạnh trong đó nhấn mạnh yếu tố tự làm… Trước mắt trong khi chờ chủ trương của Chính phủ, Tổng công ty tiếp tục đẩy nhanh việc tổng hợp tài liệu để hoàn thiện công tác chuẩn bị cho việc khoan 1-2 giếng dự kiến vào quý II-1994 cho dù hình thức hợp tác như thế nào. Đồng thời Tổng công ty vẫn tiếp tục đàm phán với các đối tác để tìm kiếm những giải pháp thích hợp".

(4) Về công tác đàm phán, trình duyệt và ký thỏa thuận nguyên tắc: tại Công văn số 2966/DK-TDKT-Tm ngày 18-12-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ:

(i) Đến cuối năm 1993,... một số công ty... đã không còn quan tâm nữa; nhưng Công ty Conoco và Công ty Oceanic vẫn tiếp tục theo đuổi vùng này.

(ii) Việc đàm phán hợp đồng có thể rất khó khăn, bởi vì các công ty sẽ giảm điều kiện hoặc giữ nguyên điều kiện như chào hàng trước vì chúng ta đã loại cấu tạo Phúc Nguyên Nam ra khỏi diện tích đàm phán.

(iii) Khó khăn đó chỉ có thể được giải toả nếu chúng ta cho họ tham khảo một số thông tin cần thiết thuộc các cấu tạo còn lại trong diện tích đàm phán (ví dụ 1, 2 đoạn tuyến địa chấn qua mỗi cấu tạo).

(iv) Nếu đàm phán tiến triển tốt cũng phải mất 4-5 năm công ty mới có thể thực hiện được các việc: nghiên cứu toàn bộ tài liệu đã có; khảo sát địa vật lý bổ sung (nếu cần) và khoan giếng đầu tiên (tức là cũng phải từ giữa năm 1995).

Ngày 27-4994, tại Công văn số 1045/DK-HTQT-m, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng lại báo cáo Thủ tướng: *trong những lần tiếp xúc với Công ty Conoco và Công ty Oceanic từ cuối năm 1993 đến nay, theo chỉ đạo của Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đưa ra hình thức liên doanh ở khu vực Tư Chính. Công ty Conoco và Công ty Oceanic chấp nhận hình thức hợp tác đó và đã gửi chào hàng theo tinh thần liên doanh. Tuy nhiên, một trong những yêu cầu có tính nguyên tắc mà Công ty Conoco muốn Tổng công ty Dầu khí VIệt Nam thoả thuận là chỉ tiến hành hoạt động tìm kiếm thăm dò khi không còn tranh chấp...*

Trong tình hình đó, cũng tại Công văn nêu trên, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ: xuất phát từ bối cảnh phức tạp hiện nay, ...; nhằm nâng cao tính chủ động trong hoạt động dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, góp phần khẳng định chủ quyền và tạo đối trọng có sức thuyết phục ở khu vực này, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kiến nghị:

(1) Khu vực nước sâu đã đến lúc căng thẳng nên việc tạo thế mạnh ở đây là hết sức cần thiết. Do vậy việc ký liên doanh với các công ty Mỹ và các công ty nước ngoài nên tiến hành nhanh, vấn đề góp phần bảo vệ chủ quyền có thể phải được đặt trước bài toán kinh tế.

(2) Công ty Conoco và Công ty Oceanic... vẫn có thiện chí muốn ký hợp đồng với chúng ta vì họ tin vào tính hợp pháp của khu vực hợp đồng. Thậm chí nếu ký xong hợp đồng mà họ chưa triển khai công việc ngay thì đó cũng là một đóng góp không nhỏ trong việc khẳng định chủ quyền của chúng ta. Tuy nhiên, khi ký kết Việt Nam sẽ hết sức cố gắng không đưa vào hợp đồng... điều kiện chỉ tiến hành các hoạt động khi giải quyết xong tranh chấp; đồng thời đưa thêm vào hợp đồng điều khoản: nếu một bên nào đó chưa thể tiến hành công việc thì bên đối tác vẫn có thể tiến hành những hoạt động thăm dò, khai thác.

(3) Trong những lần gặp gỡ gần đây, Phía Liên bang Nga được ta gợi ý tham gia với Petrovietnam ở khu vực nước sâu. Tuy chưa trả lời chính thức nhưng Phía Liên bang Nga cho rằng vấn đề này cần được lưu ý nhưng quan ngại về góp vốn. Đây là yếu tố rất đáng chú ý cần khai thác vì có lợi cho ta khi Phía Liên bang Nga tham gia vào khu vực này...

(4) Song song với việc đề nghị Công ty Conoco và Công ty Oceanic cải thiện điều kiện kinh tế của chào hàng, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sẽ đề nghị Công ty Conoco và Công ty Oceanic tìm kiếm thêm các đối tác khác cùng tham gia, đồng thời Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng sẽ tiếp xúc với một số công ty nước ngoài để tìm thêm đối tác (Mobil, BP, OXY...) trên tinh thần trao đổi miệng. Sự có mặt của nhiều công ty trong liên doanh sẽ củng cố thêm sự thừa nhận của cộng đồng quốc tế đối với chủ quyền của Việt Nam.

(5) Trong thời gian từ ngày 11 đến ngày 13-5-1994, đoàn cao cấp của Công ty Conoco sẽ sang thăm và làm việc với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Đây là dịp thuận lợi, nếu điều kiện cho phép, để có thể nhanh chóng đi đến ký kết thoả thuận khung với Công ty Conoco, nhất là trong điều kiện khẩn trương hiện nay. Đối với Công ty Oceanic, đầu tháng 5-1994 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng sẽ có dịp tiếp xúc tại Mỹ và, nếu cần, có thể mời họ vào ngay sau đó.

Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, ngày 16-11-1994, thỏa thuận nguyên tắc về tìm kiếm, thăm dò, phát triển và khai thác hydrocarbon tại Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty Conoco (Vietnam) Exploration & Production B.V. (Mỹ) đã được ký kết.

Nhìn lại giai đoạn 1990-1994, có thể thấy, giai đoạn này rất có ý nghĩa trong lịch sử hợp tác quốc tế của ngành Dầu khí Việt Nam nói chung, cũng như trong công tác đàm phán hợp đồng của Petrovietnam (trước đây gọi tắt là PV) với các công ty dầu quốc tế để tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam nói riêng. Kế thừa kinh nghiệm và các bài học đã rút ra sau khi Petrovietnam đã ký các hợp đồng chia sản phẩm (PSC) trong giai đoạn trước năm 1990 và đang thực hiện, như với ONGC Videsh, BP, Petrofina, Total, Shell, Enterprise OIL…, công tác đàm phán PSC đã đạt những tiến bộ đáng kể.

Nếu trong giai đoạn trước năm 1990, phía nước ngoài chủ động đề nghị diện tích hợp đồng để đàm phán thì nay Petrovietnam đã tích cực thực hiện công tác chuẩn bị cho đàm phán gồm lên kế hoạch và xin phép Chính phủ để chọn các lô đưa ra kêu gọi hợp tác đầu tư theo hình thức đấu thầu có lựa chọn, chỉ định thầu, chuẩn bị các tài liệu kỹ thuật địa vật lý/địa chất để chào hàng. Các đối tác quan tâm nghiên cứu sơ bộ vẫn được miễn phí nhưng nếu muốn được tái xử lý/nghiên cứu kỹ hơn tài liệu thì phải ký hợp đồng tham khảo tài liệu kỹ thuật riêng rẽ với Petrovietnam và phải trả phí. Kết quả là Petrovietnam ngay từ đầu đã có doanh thu ngoại tệ. Điểm đặc thù ở đây là chúng ta phải định giá tài liệu tham khảo sao cho phù hợp với chất lượng tài liệu thấp (phần lớn tài liệu đã cũ hoặc được thực hiện bằng những kỹ thuật lạc hậu, không được bảo quản đúng mức).

Liên quan đến tài liệu tham khảo để đánh giá tiềm năng dầu khí có những chuyện bi hài đã xảy ra về bảo mật. Chuyện thứ nhất: tài liệu tham khảo về mỏ Đại Hùng khi đó được nhiều công ty dầu khí trả tiền phí để nghiên cứu. Đó là một quy trình bình thường, nhưng bỗng dưng rộ lên tin là bí mật mỏ Đại Hùng bị bán trái phép và báo chí đã giật tít "Ai bán bí mật quốc gia" (ám chỉ tài liệu mỏ Đại Hùng!). Sau khi điều tra thì không có gì sai trái. Chuyện thứ hai: một cuộc điều tra khác được tiến hành khi một dự thảo hợp đồng PSC đang trong quá trình đàm phán được phát hiện trong số sách tham khảo rao bán ngoài hiệu sách vỉa

hè phố Tràng Tiền. Điều tra cho thấy người đàm phán PSC của công ty nước ngoài đã thải bản thừa vào sọt rác khách sạn trước khi về nước và được nhân viên khách sạn bán chung với giấy vụn[1].

Đặc điểm ở giai đoạn này là các đối tác phải nộp cho Petrovietnam bản đánh giá tiềm năng dầu khí của diện tích chào thầu, trên cơ sở tài liệu địa chất/địa vật lý đã được tham khảo. Như vậy, Petrovietnam có cơ sở để so sánh với ý kiến chủ quan của mình bảo đảm cho sự đánh giá có độ chuẩn xác cao hơn.

Trên cơ sở tài liệu kỹ thuật mới được bổ sung (thu nổ, xử lý theo hợp đồng giữa Petrovietnam và các nhà thầu địa vật lý quốc tế như CGG, GECO PRACKLA, WESTERN GEOPHISICAL…) và các tài liệu cũ được xử lý nâng cấp, Petrovietnam đã tổ chức một số hội thảo, trình bày, workshop trong nước để quảng bá các cơ hội hợp tác. Đặc biệt, Petrovietnam đã cử các đoàn công tác xuất ngoại (Nhật Bản, Anh, Mỹ,…) để quảng bá (promotion) về tiềm năng dầu khí và những khuyến khích đầu tư mới mà Việt Nam sẵn sàng dành cho các nhà thầu nước ngoài.

Về nội dung PSC, thời kỳ này sự hiểu biết về dầu khí và hợp đồng PSC rất đa dạng, do những kinh nghiệm khác nhau của các đối tác từ những nguồn gốc văn hoá và địa chính trị, xã hội và trình độ kỹ thuật khác nhau, đã được nhận thức đầy đủ hơn trong nội bộ Phía Việt Nam, đó là những đặc thù trong việc đầu tư rủi ro về kỹ thuật, kinh tế trong hoạt động dầu khí; môi trường đầu tư trong nước (hệ thống pháp luật chưa hoàn chỉnh, còn thiếu nhiều quy định pháp lý để bảo đảm việc thực thi hợp đồng theo thông lệ quốc tế, trong đó nhà đầu tư quan tâm nhất là hệ thống và chính sách thuế, thanh toán tiền tệ, nhập-xuất khẩu dầu thô, doanh thu ngoại hối,…). Ngoài ra, hầu hết các cuộc đàm phán được tiến hành trực tiếp bằng tiếng Anh, nhưng theo luật Việt Nam, hợp đồng phải được ký bằng cả tiếng Anh, tiếng Việt và cả hai văn bản đều có giá trị như nhau, nên công tác dịch thuật luôn là một vấn đề lo lắng cho cả hai bên.

Về lợi ích tham gia cổ phần của Petrovietnam trong các hợp đồng PSC: quyền ưu tiên tham gia cổ phần của nước chủ nhà đã trở thành một điều kiện tiên quyết thông qua đàm phán, yêu cầu nhà thầu PSC chấp thuận ứng tiền cho Petrovietnam (quyền này có thể được giao cho đơn vị trực thuộc Petrovietnam như PVEP hiện nay) số phần trăm nhất định (carried cost) từ những thời điểm sớm nhất có thể được và Petrovietnam chỉ phải hoàn tiền ứng đó (không chịu lãi) khi có phát hiện thương mại. Ngược lại, nhà thầu chỉ được thu hồi toàn bộ vốn đã chi cho

1. Ông Nguyễn Hùng Lân, Phó Trưởng phòng Hợp tác Quốc tế thời kỳ đó, nhớ lại.

hoạt động dầu khí khi có sản xuất/khai thác dầu khí thương mại mà không được tính lãi. Thực tế là khi đàm phán hợp đồng PSC trong điều kiện như vậy, phía Petrovietnam đã thống nhất lấy tiêu chí tỷ suất doanh lợi nội bộ (IRR) tối thiểu cho nhà thầu không vượt quá mức trung bình đã tham khảo từ tài liệu, thông tin có được từ các nước trong khu vực.

Về môi trường pháp lý, ngoài Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam đã ban hành và thực thi từ năm 1988, Quốc hội cũng đã thông qua Luật Dầu khí. Tuy nhiên, còn không ít vấn đề luật chưa có quy định, đặc biệt là hệ thống thuế, chính sách thuế, tính ổn định của luật pháp bảo đảm quyền lợi xác đáng lâu dài của nhà đầu tư, v.v.. Chúng ta đã có quyết định linh hoạt và công bằng phù hợp với thông lệ quốc tế là Petrovietnam sẽ thay mặt nhà thầu chịu trách nhiệm thanh toán mọi khoản thuế, phí, lệ phí, đóng góp bắt buộc… chưa quy định trong PSC. Thực tế tại thời điểm này Việt Nam còn thiếu rất nhiều quy định dưới bất cứ dạng văn bản pháp quy nào về nhiều điểm trong số những vấn đề nêu trên, nên quyết định linh hoạt của Petrovietnam trong chính sách đàm phán hợp đồng PSC đã giải toả tâm lý lo xa của những người đàm phán phía đối tác cũng như lãnh đạo công ty của họ khi duyệt và ký chính thức hợp đồng PSC. Nguyên tắc thoả thuận trong hợp đồng sẽ có hiệu lực thi hành (contrat fait loi) và không hồi tố (với điều kiện không được trái luật) được nhiều luật gia hàng đầu của Việt Nam đồng thuận trong đó có tiếng nói ủng hộ rất trọng lượng của các cố vấn pháp lý của Chính phủ như các luật sư Lưu Văn Đạt, Lưu Văn Lượng và một số luật gia khác. Những nguyên tắc trên được giải thích và khẳng định với các nhà đầu tư thông qua những cuộc hội thảo, hội nghị, hoặc thư giải đáp pháp lý PSC.

Về tiếp thị thị trường dịch vụ, trong giai đoạn này, chúng ta đã nắm bắt được chính xác hơn tình hình thị trường dịch vụ của khâu đầu (upstream), từ đó có thể đàm phán chính xác và thực tế hơn về những mức cam kết tài chính ứng với cam kết công việc cần thoả thuận trong PSC (các nhà thầu luôn đưa ra những cam kết tối thiểu ở mức thấp).

> "Lời trách cứ đáng yêu": Petronas đã giúp ta nhiều kinh nghiệm trong đàm phán PSC. Ta áp dụng tương đối thích hợp trong nhiều trường hợp, tuy nhiên áp dụng như vậy khi đàm phán PSC với Petronas buộc bạn phải thốt lên lời trách rằng, sao lại áp dụng điều họ khuyên với chính họ mà không phải là người khác! Sau khi được giải thích bạn hiểu rằng đàm phán vì quyền lợi quốc gia không có ngoại lệ[1].

1. Hồi tưởng của ông Nguyễn Hùng Lân, nguyên Phó Trưởng phòng Hợp tác Quốc tế, người tham gia đàm phán hợp đồng với Petronas.

3. Các hợp đồng dầu khí ký năm 1995 và các năm tiếp theo

Tiếp theo tuyên bố bãi bỏ hoàn toàn cấm vận đối với Việt Nam ngày 3-2-1994, ngày 11-7-1995, Tổng thống Mỹ W. B. Clinton tuyên bố bình thường hoá quan hệ ngoại giao với Việt Nam. Ngày 12-7-1995, Thủ tướng Chính phủ Việt Nam Võ Văn Kiệt tuyên bố sẵn sàng thiết lập quan hệ ngoại giao với Mỹ. Ngày 6-8-1995, cùng lúc, Việt Nam và Mỹ đã khai trương Đại sứ quán tại Washington D.C. và Hà Nội. Các sự kiện quan trọng này đã mở đường cho sự ra đời của Hiệp định Thương mại Việt-Mỹ được ký kết vào năm 2000. Việc thiết lập quan hệ ngoại giao và kinh tế với Mỹ, cùng với các sự kiện quan trọng khác như: (i) Chính phủ Việt Nam và Liên minh châu Âu ký chính thức Hiệp định hợp tác giữa Cộng hoà xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Cộng đồng châu Âu ngày 17-7-1995 tại Brucxen (Bỉ) và (ii) Lễ chính thức kết nạp Việt Nam là thành viên thứ 7 của Hiệp hội các nước Đông Nam Á (ASEAN) đã diễn ra chiều ngày 28-7-1995 tại thủ đô Bandar Seri Begawan của Brunây, Việt Nam đã bắt đầu một thời kỳ mới trong việc hội nhập sâu rộng vào nền kinh tế thế giới. Như vậy, ở giai đoạn này các công ty dầu của Mỹ đã có điều kiện chính thức tham gia đấu thầu tiến hành thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam. Hoạt động dầu khí ở Việt Nam không còn gặp khó khăn do không tiếp cận được với công nghệ và kỹ thuật mới nhất và nguồn tài chính khổng lồ do các công ty Mỹ sở hữu. Tuy nhiên, vào cuối giai đoạn này hoạt động đầu tư nước ngoài ở Việt Nam đã chịu ảnh hưởng lớn của khủng hoảng tài chính khu vực Đông Nam Á và sự sụt giảm của giá dầu thế giới.

Trong nước, từ ngày 22-6 đến ngày 1-7-1996 tại Hà Nội, Đại hội Đảng toàn quốc lần thứ VIII đã diễn ra và thành công tốt đẹp. Đại hội đã nêu rõ quan điểm chỉ đạo công nghiệp hoá, hiện đại hoá: "Giữ vững độc lập tự chủ đi đôi với mở rộng hợp tác quốc tế, đa phương hoá, đa dạng hoá quan hệ đối ngoại. Dựa vào nguồn lực trong nước là chính đi đôi với tranh thủ tối đa nguồn lực bên ngoài. Xây dựng một nền kinh tế mở, hội nhập với khu vực và thế giới, hướng mạnh về xuất khẩu, đồng thời thay thế nhập khẩu bằng những sản phẩm trong nước sản xuất có hiệu quả"[1]. Triển khai chủ trương của Đảng trong lĩnh vực dầu khí, theo sự phân công của Thủ tướng Chính phủ, ngày 16-9-1998, Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Trần Xuân Giá đã ký Văn bản số 07/1998/TT-BKH ban hành thông tư hướng dẫn việc liên doanh trong hoạt động dầu khí. Ngoài các nội dung khác, thông tư xác định *"Liên doanh trong hoạt động dầu khí là việc Tổng công ty Dầu khí*

1. Đảng Cộng sản Việt Nam: *Văn kiện Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ VIII*, Nxb. Chính trị quốc gia, Hà Nội, 1996, tr.84-85.

Việt Nam và các bên nhà thầu thành lập công ty dưới hình thức công ty liên doanh điều hành hoặc các hình thức liên doanh khác để thực hiện hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trong diện tích hợp đồng dầu khí".

Công tác đấu thầu lựa chọn đối tác đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam trong những năm đầu của giai đoạn này tập trung chủ yếu đối với khu vực bể Cửu Long, đặc biệt tại các lô do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại. Một số khu vực nước sâu như bể Phú Khánh cũng được quan tâm nhiều vào những năm 2004-2005.

- *Lô 15-1:* ngày 16-9-1998, Petrovietnam ký hợp đồng (PSC) lô 15-1 với tổ hợp các công ty: Công ty Giám sát hợp đồng chia sản phẩm (PVSC); Công ty Conoco Limited (Mỹ); Công ty Korea Petroleum Development Corporation (Hàn Quốc); Công ty SK Corporation (Hàn Quốc); và Công ty Geopetrol Vietnam S.A (Pháp).

Lô 15-1 được đưa ra đấu thầu từ giai đoạn 1991-1994, nhưng khi đó chỉ có Công ty Santos đăng ký, sau đó cũng không nộp hồ sơ dự thầu. Thời gian đó lô này được coi là kém hấp dẫn. Tuy nhiên từ sau khi có phát hiện dầu khí tại các lô lân cận như lô 01 và 02 ở phía Đông và đặc biệt là lô 15-2 ở phía Nam thì lô 15-1 lại trở nên khá hấp dẫn với các nhà đầu tư nước ngoài.

Cuối năm 1995, sau khi được Thủ tướng Chính phủ cho phép, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức đấu thầu chọn đối tác liên doanh tiến hành thăm dò khai thác dầu khí đối với lô 15-1, khuyến khích các nhà thầu bảo đảm để Petrovietnam tham gia cổ phần với tỷ lệ phần trăm cao, bắt đầu góp vốn từ khi có phát hiện thương mại. Rất nhiều công ty, kể cả các công ty dầu khí lớn của Mỹ đã tham gia chào thầu. Báo cáo của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ[1], đã viết: "Sau hai vòng chọn thầu, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chỉ đạo gửi đầu bài vòng 3 cho bốn đối tác được chọn để chào hàng chính thức liên doanh (JV): Geopetrol (Pháp); Mobil (Mỹ); BP (Anh)/Statoil (Nauy)/Exxon (Mỹ)/Mitsubishi (Nhật Bản); Pedco (Hàn Quốc)/Yukong (Hàn Quốc)/Conoco (Mỹ).

Các chào thầu vòng 3 đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đánh giá theo các tiêu chí: về tỷ lệ tham gia của Petrovietnam; về hỗ trợ tài chính cho Petrovietnam; về phương thức trả nợ của Petrovietnam; về thu nhập của Việt Nam đối với dầu và đối với khí; về cơ chế điều hành có lợi cho Petrovietnam; về năng lực kỹ thuật, tài chính và kinh nghiệm điều hành. Sau khi đánh giá đầy đủ các tiêu chí, tại Công văn số 897/DK-HTQT ngày 8-3-1996, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ chọn đối tác là Công ty Geopetrol với chào thầu có lợi nhất cho Petrovietnam. Kiến nghị chọn Geopetrol đã nhận được sự ủng

1. Công văn số 897/DK-HTQT ngày 8-3-1996.

hộ của Ban Kinh tế Trung ương[1] cũng như sự nhất trí của Hội đồng Thẩm định nhà nước trong cuộc họp để xem xét việc chọn đối tác liên doanh lô 15-1 ngày 29-4-1996, tại Văn phòng Chính phủ, với sự chủ trì của Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương. Tuy nhiên, với sự kiện hợp đồng hợp tác kinh doanh đối với các lô 133 và lô 134, ngoài khơi thềm lục địa Đông Nam Việt Nam được ký kết ngày 10-4-1996 giữa Petrovietnam và Công ty Conoco Vietnam Exploration & Production B.V. (Mỹ), để thực hiện chủ trương kết hợp giữa dự án nước nông và dự án nước sâu, cũng như để có thêm sức mạnh kỹ thuật và kinh tế của đối tác, đồng thời điều hòa lợi ích của các công ty tham gia đấu thầu lô 15-1, tại Công văn số 2132/DK-HTQT ngày 21-5-1996, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã nhất trí kiến nghị Thủ tướng Chính phủ xem xét phương án cho Công ty Conoco tham gia một phần vào liên doanh giữa Petrovietnam và Geopetrol với điều kiện Công ty Conoco chấp nhận các điều kiện chào hàng của Geopetrol, đồng thời đề nghị Geopetrol tham gia đề án nước sâu đã ký giữa Petrovietnam và Công ty Conoco. Kiến nghị này đã không nhận được sự ủng hộ của Ban Kinh tế Trung ương vì cho rằng "không thích hợp"[2]. Quan điểm không đồng tình của Ban Kinh tế Trung ương còn được tiếp tục trình bày thông qua văn bản với Thủ tướng Chính phủ[3]: "Hợp tác dầu khí ở khu vực nước sâu đối với ta rất cấp thiết, Chính phủ Việt Nam đang và sẽ có chính sách ưu tiên phát triển, song không thể là chỗ dựa, là yêu sách để các công ty dầu khí nước ngoài mặc cả, ra điều kiện trong việc đấu thầu, chọn thầu lô 15-1".

Trong khi đó, ngày 4-6-1996, Công ty Conoco gửi thư cho Petrovietnam thông báo chấp nhận tăng cổ phần của Petrovietnam tới 50% và đề nghị cải thiện hoa hồng sản xuất, một số tiêu chí khác tương tự như của Geopetrol. Tại Công văn số 5349/DK-HTQT ngày 22-11-1996 gửi Thủ tướng Chính phủ, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cho rằng, xét các yếu tố chào hàng có tính đến các yếu tố mới về nước sâu và tham khảo các điều kiện chào hàng bổ sung mà các bên có thể chấp nhận khi đàm phán, trên cơ sở những phân tích, đánh giá trên đây, Tổng công ty kiến nghị xếp hạng giữa tổ hợp Pedco và Geopetrol như sau: 1) Pedco/Yukong/Conoco; 2) Geopetrol. Do đó, Tổng công ty đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ chọn một đối tác để đàm phán ký kết hợp đồng liên doanh, đồng thời có thể gợi ý để đối tác còn lại tham gia một tỷ lệ nào đó với đối tác được chọn trong phần tham gia của phía nước ngoài.

Tuy vẫn có ý kiến chưa thống nhất với kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Công văn ngày 22-11-1996 (Công văn số 325/CN-KTTW ngày 14-12-1996 của Ban Kinh tế Trung ương cho rằng "chưa có luận chứng thuyết phục"). Đến cuối năm 1996, phương án chọn tổ hợp Conoco/các công ty Hàn Quốc

1. Công văn số 92/CN/KTTW ngày 15-3-1996 của Ban Kinh tế Trung ương gửi Thủ tướng Chính phủ về liên doanh lô 15-1.
2. Công văn số 147-CN/KTTW ngày 28-5-1996 của Ban Kinh tế Trung ương gửi Thủ tướng Chính phủ về chọn liên doanh lô 15-1.
3. Công văn số 313/CN-KTTW ngày 3-12-1996.

với sự tham gia của Geopetrol là đối tác liên doanh với Petrovietnam thăm dò khai thác lô 15-1 về cơ bản đã được chấp nhận, như thông báo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1]: "Tổ hợp nước ngoài thắng thầu lô 15-1 là Conoco (Mỹ)/Pedco (Hàn Quốc)/Yukong (Hàn Quốc)/Geopetrol (Pháp). Phần tham gia của Petrovietnam trong hợp đồng là 50%".

Mặc dù vậy, việc ký kết hợp đồng dầu khí vẫn chưa thể được tiến hành, do chưa có quy định pháp lý của Nhà nước Việt Nam về hình thức liên doanh mới, trong đó quy định, ở giai đoạn thăm dò nhà thầu nước ngoài hoàn toàn chịu rủi ro. Để giải quyết vướng mắc này, Thủ tướng Chính phủ đã yêu cầu Bộ Kế hoạch và Đầu tư ban hành thông tư hướng dẫn việc thành lập công ty liên doanh trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí trên cơ sở vận dụng linh hoạt Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam và Luật Dầu khí để sớm ký hợp đồng liên doanh[2].

Ngày 16-9-1998, Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Trần Xuân Giá đã ký ban hành Thông tư số 07/1998/TT-BKH hướng dẫn việc liên doanh trong hoạt động dầu khí, trong đó quy định: "Liên doanh trong hoạt động dầu khí là việc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các bên nhà thầu thành lập công ty liên doanh hoặc các hình thức liên doanh khác để thực hiện hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trong diện tích hợp đồng dầu khí". Thông tư này đã tạo cơ sở cho việc thành lập Công ty liên doanh điều hành chung (JOC) Cửu Long với sự tham gia của các công ty: Công ty PVSC (Việt Nam), Công ty Conoco (Mỹ) Limited; Công ty Pedco (Hàn Quốc); Công ty SK (Hàn Quốc) và Công ty Geopetrol Vietnam S.A (Pháp).

- Các lô 09-2, 09-3, 16-1 và 16-2

Sau một thời gian dài và với nhiều khó khăn, phức tạp trong công tác đấu thầu, đàm phán và trình phê duyệt hợp đồng; thực hiện ý kiến phê duyệt của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã phối hợp với các bên đối tác nước ngoài tiến hành lễ ký kết chính thức các hợp đồng dầu khí cho các lô 09-2, 09-3, 16-1 và 16-2, cụ thể như sau:

+ Ngày 15-11-1999, diễn ra lễ ký hợp đồng dầu khí lô 16-1 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp các nhà thầu: Công ty Giám sát hợp đồng chia sản phẩm (PVSC), Công ty Soco Vietnam Ltd., Công ty

1. Công văn số 3883/DK-HTQT ngày 4-11-1997 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Phó Trưởng phòng Hợp tác Quốc tế Nguyễn Hùng Lân, thừa lệnh Tổng Giám đốc gửi ông Phạm Bình Mân, Phó Vụ trưởng Vụ Thông tin Báo chí về trả lời bà phóng viên Mỹ.
2. Công văn số 2788/VPCP-DK ngày 20-7-1998 của Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Nguyễn Tôn gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, Tổng cục Hải quan và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc báo cáo kết quả buổi gặp mặt giữa Thủ tướng Chính phủ với các nhà đầu tư dầu khí.

Amerada Hess Vietnam và Công ty Opeco Vietnam, Ltd.. Cùng ngày 15-11-1999, thỏa thuận điều hành chung và điều lệ công ty điều hành chung "Hoàng Long" đối với lô 16-1 giữa các Công ty PVSC (Việt Nam), Soco Vietnam Ltd., Amerada Hess Vietnam và Opeco Vietnam Ltd. đã được ký kết và được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phê duyệt.

+ Ngày 27-4-2000, hợp đồng dầu khí lô 16-2 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp các nhà thầu: Công ty Giám sát hợp đồng chia sản phẩm PVSC (Việt Nam), Công ty Conoco (Mỹ) Ltd. và Korea National Oil Corporation - KNOC (Hàn Quốc) đã được ký kết.

+ Ngày 16-12-2000, hợp đồng dầu khí lô 09-2 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp các đối tác: Công ty Đầu tư và Phát triển Dầu khí (PIDC) và Công ty Soco Vietnam Ltd. đã được ký kết.

+ Ngày 19-1-2002, diễn ra lễ ký hợp đồng dầu khí lô 09-3 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp các nhà thầu: Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí - PVEP (Việt Nam), RVO Zarubezhneft (Nga) và Công ty Idemitsu Oil and Gas Co. Ltd. (Nhật Bản) đã được diễn ra.

Để triển khai các hoạt động thăm dò dầu khí tại các lô 09-2, 09-3, 16-1 và 16-2 do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro hoàn trả sau ngày 31-12-1993, phù hợp với Điều 5 Hiệp định dầu khí Việt - Xô năm 1991, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 2806/DK-HTQT-TDKT ngày 19-10-1995, xin chủ trương của Chính phủ về công tác đấu thầu chọn đối tác tiến hành hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí tại các lô này.

Ngày 2-2-1996, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có Công văn số 459/DK-HTQT gửi Thủ tướng Chính phủ báo cáo về việc ngày 25-1-1996 Petrovietnam đã gửi đầu bài hướng dẫn dự thầu cho 15 công ty/tổ hợp công ty, đồng thời kiến nghị Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Kế hoạch triển khai chọn thầu các lô 09-2, 09-3, 16-1 và 16-2, với mục tiêu là sẽ ký kết các hợp đồng dầu khí trong quý III-1996. Riêng về hoạt động của Công ty Soco Việt Nam, tại công văn nói trên, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ là công ty này đã quan tâm đến lô 09, lô 16 từ đầu năm 1995 và đã có những hoạt động như: ngày 15-2-1995 nhóm Việt kiều do ông Nguyễn Hoàng Hải dẫn đầu (gọi là Công ty Việt-Tex) đã ký với PVEP văn bản ghi nhớ về những đề nghị của họ trong liên doanh tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam. Công ty Soco Việt Nam đã đề nghị được tham khảo tài liệu sớm và đề xuất phương án liên doanh 50/50. Ngày 18-1-1996 Công ty Soco Việt Nam đã ký với PVEP văn bản ghi nhớ về khung pháp lý của liên doanh giữa PVEP và Công ty Soco Việt Nam (nếu được phép).

Cùng với đấu thầu lô 15-1, đợt đấu thầu này khác với các lần trước là lần đầu tiên áp dụng hình thức hợp tác mới; hơn nữa lại có sự tham gia của các công ty dầu quốc tế lớn như: Esso, Mobil và của các công ty do người Việt ở nước ngoài tham gia đầu tư. Nhận rõ mức độ phức tạp và khó khăn của đợt đấu thầu này nên ngày 22-3-1996 bằng các Văn bản số 1142/DK-HTQT và số 1143/DK-HTQT, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng đã quy định về quy trình làm việc và nội quy làm việc của Tổ chuyên viên nghiên cứu các chào hàng lô 09-2, 09-3, 16-1 và 16-2; đồng thời tổ chức quản lý và giám sát rất chặt chẽ công tác đấu thầu.

Theo báo cáo ngày 15-5-1996 tại Công văn số 2009/DK-HTQT của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ, đến hạn nộp chào hàng đã có 14 công ty/tổ hợp công ty nộp chào hàng dự thầu (trong đó có Zarubezhneft - Liên bang Nga) so với 15 công ty/tổ hợp đã nhận đầu bài hướng dẫn dự thầu.

Kết thúc việc đánh giá thầu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có báo cáo trình Thủ tướng Chính phủ và các cơ quan trung ương tại Công văn số 48/DK-HTQT-TM ngày 28-7-1997. Kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được các bộ và Hội đồng Thẩm định Nhà nước về các dự án đầu tư xem xét ủng hộ, sau đó trình Thường trực Chính phủ xem xét tại cuộc họp sáng ngày 17-9-1997 tại trụ sở Chính phủ.

Trên cơ sở kết luận tại cuộc họp ngày 17-9-1997, ngày 24-9-1997, thay mặt Thủ tướng Chính phủ, Phó Thủ tướng Phan Văn Khải đã ký Công văn số 4801/DK gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Hội đồng Thẩm định Nhà nước về các dự án đầu tư, Bộ Tài chính và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam với nội dung (lược trích): "Xét đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (tại Công văn số 48/DK-HTQT-TM ngày 28-7-1997), ý kiến của Hội đồng Thẩm định Nhà nước về các dự án đầu tư (tại Tờ trình số 5598/HĐTĐ ngày 9-9-1997) và kiến nghị của Bộ Kế hoạch và Đầu tư (tại Công văn số 60 BKH/VPXT ngày 18-8-1997), Thủ tướng Chính phủ có ý kiến như sau:

(1) Tỷ lệ tham gia liên doanh của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong dự án thăm dò và khai thác các lô 09-2, 09-3, 16-1 và 16-2 là 50%;

(2) Phê duyệt các đối tác nước ngoài được lựa chọn và tỷ lệ tham gia như sau:

- Lô 09-2: Texaco/Yukong-30%; Eoe/Arco/PTT-10%; Mobil-10%.
- Lô 09-3: Zarubezhneft-35%; Idemitsu-15%.
- Lô 16-1: Soco-30%; Esso-10%; Opeco-10%.
- Lô 16-2: Esso-30%; Mobil-12%; Eoe/Arco/PTT-08%".

Thực hiện quyết định chọn thầu của Thủ tướng Chính phủ, công tác đàm phán hợp đồng đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam triển khai một cách tích cực.

Ngày 4-11-1997, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thông báo rằng: "Đấu thầu các lô 09-2, 09-3, 16-1 và 16-2 đã đi vào giai đoạn kết thúc và sẽ sớm có thông báo chính thức"[1].

Tuy nhiên, sau đó đã nảy sinh các phản ứng khác nhau của các công ty được chọn thầu. Trước hết là các công ty Esso, Mobil có phản ứng do không thỏa mãn với vai trò và tỷ lệ tham gia được phê duyệt trong các đề án lô 09-2, 16-1 và 16-2. Trước tình hình đó, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có công văn kiến nghị với Thủ tướng Chính phủ về điều chỉnh tỷ lệ tham gia lô 16-1[2]; và các công văn về điều chỉnh tỷ lệ tham gia các lô 09-2 và 16-2[3]. Tại Công văn số 1130/VPCP-DK ngày 31-3-1998, Văn phòng Chính phủ thông báo ý kiến của Phó Thủ tướng Ngô Xuân Lộc đồng ý với kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giữ nguyên tỷ lệ tham gia của các đối tác tham gia lô 16-1 như đã chỉ đạo tại Công văn số 4801/DK ngày 24-9-1997, đối tác nào không chấp nhận có thể rút khỏi đàm phán và tại Công văn số 265/CP-DK ngày 4-4-1998 đồng ý với kiến nghị của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc điều chỉnh tỷ lệ tham gia các lô 09-2, 16-2 và chọn Công ty Mobil làm người điều phối lô 09-2; yêu cầu Tổng công ty Dầu khí Việt Nam khẩn trương triển khai việc đàm phán ký kết hợp đồng trong quý II-1998.

Sau đó, Công ty Soco đưa ra sáng kiến thỏa hiệp sẽ dành cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam quyền tham gia vào Đề án thăm dò và khai thác dầu khí ở vùng Tamtsag - Mông Cổ. Để đổi lại, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kiến nghị Thủ tướng Chính phủ[4] thay đổi điều kiện kinh tế đối với đề án lô 16-1. Sau khi có ý kiến của Bộ Kế hoạch và Đầu tư[5]; và của Bộ Tài chính[6], Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc đã yêu cầu "Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo về tính khả thi của Dự án hợp tác tại vùng Tamtsag - Mông Cổ và xin phép Chính phủ cho tham gia bằng một văn bản riêng". Ngoài ra, do còn có ý kiến khác nhau, Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc yêu cầu Tổng công ty Dầu khí Việt Nam làm việc với Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính để thống nhất việc lựa chọn mức hoa hồng chữ ký và các điều kiện kinh tế khác của hợp đồng lô 16-1, trình Thủ tướng Chính phủ trước ngày 20-7-1998 để xem xét quyết định[7].

Riêng về việc áp dụng Luật Thuế trị giá gia tăng (VAT) (mới được Quốc hội khóa IX, kỳ họp thứ 11 thông qua ngày 10-5-1997) đối với các lô 09-2, 09-3, 16-1, 16-2,

1. Công văn số 3883/DK-HTQT ngày 4-11-1997 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Phó Trưởng phòng Hợp tác Quốc tế Nguyễn Hùng Lân, thừa lệnh Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi ông Phạm Bình Mân, Phó Vụ trưởng Vụ Thông tin Báo chí về trả lời bà phóng viên Mỹ.
2. Công văn số 789/DK-HTQT ngày 12-3-1998.
3. Các Công văn số 1041/HĐQT ngày 28-3-1998, Công văn số 516/CV-HĐQT ngày 18-2-1998 và Công văn số 202/CV-HTQT ngày 19-1-1998.
4. Công văn số 2189/HĐQT ngày 17-6-1998 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
5. Công văn số 4613 BKH/CN ngày 6-7-1998.
6. Công văn số 2433 TC/TCĐN ngày 4-7-1998.
7. Công văn số 2679/VPCP-DK ngày 14-7-1998 của Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Nguyễn Tôn gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

xét đề nghị của Tổng công ty Dầu khí[1], các ý kiến của Bộ Kế hoạch và Đầu tư[2], của Bộ Tài chính[3], Thủ tướng Chính phủ cho phép áp dụng nguyên tắc mức thuế trị giá gia tăng đối với hợp đồng dầu khí các lô 09-2, 09-3, 16-1, 16-2, tương tự như hợp đồng lô 15-1 đã được phê duyệt[4].

Đến cuối năm 1998, công tác đàm phán về cơ bản đã hoàn thành. Xét đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[5] về kết quả đàm phán hợp đồng dầu khí lô 09-2, Phó Thủ tướng Ngô Xuân Lộc thay mặt Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý với các thoả thuận đã đạt được về hợp đồng dầu khí lô 09-2 và yêu cầu Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thông báo cho đối tác nước ngoài, hoàn tất hợp đồng và các thủ tục cần thiết để hợp đồng dầu khí lô 09-2 được ký vào tháng 12-1998[6]. Về lô 09-3, xét đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[7]; và các ý kiến của Bộ Kế hoạch và Đầu tư[8], của Bộ Tài chính[9], Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc thay mặt Thủ tướng Chính phủ đã "đồng ý thay đổi các điều kiện hợp đồng lô 09-3 so với chào thầu đã được phê duyệt theo đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong Công văn số 4247/DK-HTQT ngày 5-11-1998; cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký kết thoả thuận khung lô 09-3 và triển khai đàm phán hợp đồng theo phương thức liên doanh điều hành"[10].

- Các lô khác trong bể Cửu Long

Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, để tiến hành công tác thăm dò, khai thác diện tích các lô hợp đồng PSC: 01, 02 và 15-2 do các nhà thầu Petronas và JVPC trả lại khi bước vào giai đoạn 2, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức lựa chọn/đấu thầu, đàm phán hợp đồng và đã ký các hợp đồng mới sau đây:

+ *Các lô 01-97 và 02-97:* ngày 7-1-2003, đã diễn ra lễ ký hợp đồng dầu khí các lô 01-97 và 02-97 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa

1. Công văn số 2926 DK/HTQT ngày 6-8-1998.
2. Công văn số 5816 BKH/CN-DN ngày 20-8-1998.
3. Công văn số 3449 TC/TCT ngày 9-9-1998.
4. Công văn số 1119/CP-DK ngày 18-9-1998 của Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về áp dụng thuế VAT đối với các lô 09-2, 09-3, 16-1, 16-2.
5. Công văn số 3931/DK-HTQT ngày 9-10-1998.
6. Công văn số 4180/VPCP-DK ngày 17-10-1998 của Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Nguyễn Tôn gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc đàm phán hợp đồng dầu khí lô 09-2.
7. Công văn số 4247/DK-HTQT ngày 5-11-1998.
8. Công văn số 8082/BKH-VPTĐ ngày 21-11-1998.
9. Công văn số 5016 TC/TCĐN ngày 26-11-1998.
10. Công văn số 4938/VPCP-DK ngày 3-12-1998 của Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Nguyễn Tôn gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc xin phê duyệt hợp đồng lô 09-3.

Petrovietnam và tổ hợp các nhà thầu: PVEP (Việt Nam) và Công ty Petronas Carigali Overseas Sdn. Bhd..

+ *Lô 15-2/01:* ngày 26-4-2005, Petrovietnam ký hợp đồng dầu khí lô 15-2/01 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam với tổ hợp nhà thầu Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd. và PVEP (Việt Nam).

Riêng lô 15-2, theo đề nghị của JVPC, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị và được Thủ tướng Chính phủ cho phép để Công ty Conoco Phillips (Mỹ) Gama Ltd. được mua lại cổ phần và tham gia hợp đồng PSC lô 15-2 cùng với JVPC (Nhật Bản) và PVEP (Việt Nam). Ngày 29-7-2004, đã diễn ra lễ ký thỏa thuận sửa đổi lần 3 (Third Amendment Agreement) hợp đồng PSC lô 15-2 giữa Petrovietnam và tổ hợp các công ty: JVPC (Nhật Bản), PVEP (Việt Nam), Conoco Phillips (Mỹ) Gama Ltd..

- *Các hợp đồng dầu khí các lô thuộc bể Sông Hồng và khu vực cửa vịnh Bắc Bộ*

Để tiếp tục tiến hành các hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở khu vực vịnh Bắc Bộ và khu vực biển phía bắc miền Trung, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành đàm phán và ký kết các hợp đồng dầu khí đối với các lô sau đây:

+ *Các lô 102 và 106:* ngày 28-1-2000, diễn ra lễ ký hợp đồng PSC các lô 102 và 106 ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Công ty American Technologies, Inc. (Mỹ).

Ngày 17-5-2005, Petrovietnam ký thỏa thuận sửa đổi lần 3 hợp đồng PSC các lô 102 và 106 với tổ hợp các công ty Petronas Carigali Overseas SDN. BHD (Malaixia), SPC (Xingapo), Công ty ATI Petroleum Inc. (Mỹ) và Công ty Đầu tư và Phát triển Dầu khí - PIDC (Việt Nam).

Ngày 16-4-2004, bằng Giấy phép điều chỉnh số 2153/GPĐC3, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Công ty SPC nhận chuyển nhượng (từ Công ty ATIP) và tham gia 10% hợp đồng PSC các lô 102 và 106. Ngày 9-8-2005, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cấp Giấy phép điều chỉnh số 2153/GPĐC4 cho phép Công ty SPC (Xingapo) tham gia thêm 10% vào lô hợp đồng (do Công ty ATIP chuyển nhượng lại).

+ *Lô 112:* ngày 11-9-2000, diễn ra lễ ký hợp đồng PSC lô 112 ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp: Công ty cổ phần rộng rãi "Gazprom", Công ty Giám sát hợp đồng PSC (PVSC) và Công ty cổ phần hạn chế "Zarubezhneftgas".

+ *Lô 104:* ngày 19-9-2000, Petrovietnam ký hợp đồng PSC lô 104 thềm lục địa vịnh Bắc Bộ Việt Nam với tổ hợp các công ty: OMV Vietnam Exploration GmbH (Cộng hòa Áo) và Edison International S.P.A..

+ *Lô 101 và 100-04:* ngày 27-10-2006, Petrovietnam ký hợp đồng PSC lô 101 và 100-04 với tổ hợp các công ty: Santos Vietnam Pty. Ltd. và Petroleum Vietnam Song Hong Co. Ltd. (Xingapo).

- *Các hợp đồng PSC các lô thuộc bể Nam Côn Sơn*

+ *Lô 12E:* ngày 19-9-1997, diễn ra lễ ký hợp đồng PSC lô 12E ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp các công ty: Opeco International, Inc. và Canadian Petroleum Vietnam, Ltd..

+ *Các lô 07 và 08-97:* ngày 26-7-1999, diễn ra lễ ký hợp đồng PSC đối với các lô 07 và 08-97 ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và Công ty Vietnam American Exploration Company, Inc. (là tên mới của Công ty Red River Oil và được viết tắt là Vamex).

+ *Lô 05-1A/Đại Hùng:* sau khi các nhà thầu Total/Sumitomo, BHPP, Petronas Carigali rút khỏi hợp đồng PSC ký tháng 4-1993, để tiếp tục điều hành việc khai thác mỏ Đại Hùng và thăm dò lô 05-1A, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, ngày 12-8-1999, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký hợp đồng về hợp tác kinh doanh thăm dò và khai thác mỏ Đại Hùng lô 05-1A với đối tác RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) và đồng thời ký thỏa thuận chuyển giao chức năng điều hành về khai thác dầu và thăm dò mỏ Đại Hùng cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

+ *Lô 06-1:* do hợp đồng PSC lô 06 ký năm 1988 chưa có các điều khoản về khí, để triển khai dự án khí Nam Côn Sơn và được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành đàm phán với các đối tác nước ngoài. Trên tinh thần đảm bảo các bên đều có lợi, ngày 11-10-2000, hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1 giữa Petrovietnam và tổ hợp các công ty: ONGC Videsh Ltd., BP Exploration Operating Company Ltd. và Den Norske Stats Oljeselskap a.s. đã được ký kết.

+ *Lô 12W:* ngày 17-11-2000, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký hợp đồng PSC lô 12W ngoài khơi Việt Nam với các công ty Opeco Natural Gas Ltd. và Samedan Vietnam Ltd..

+ *Các lô 10 và 11-1:* ngày 8-1-2002, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký hợp đồng dầu khí các lô 10 và 11-1 ngoài khơi Nam Việt Nam với các đối tác là Công ty PIDC (Việt Nam) 40%, Công ty Petronas Carigali Overseas Sdn. Bhd.

(Malaixia) 30% và Công ty Perusahaan Pertambangan Minyak Dan Gas Bumi Negara - Pertamina (Inđônêxia) 30%.

Về sau, do Công ty Pertamina (Inđônêxia) rút khỏi hợp đồng, theo thoả thuận của các bên nhà thầu còn lại và được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, thỏa thuận sửa đổi hợp đồng dầu khí các lô 10 và 11-1 đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký lại vào tháng 7-2005 với Công ty PIDC (Việt Nam) 55% và Công ty Petronas Carigali (Malaixia) 45%.

+ *Lô 11-2:* tương tự như hợp đồng PSC lô 06-1, để bổ sung nguồn khí cho Dự án khí Nam Côn Sơn, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đàm phán với đối tác Hàn Quốc là KNOC thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC lô 11-2. Ngày 20-12-2004, lễ ký thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC (PSC Supplementary Agreement) lô 11-2 ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Công ty KNOC (thay mặt tổ hợp các công ty Hàn Quốc) đã được ký kết.

+ *Các lô 05-1B và 05-1C:* ngày 28-10-2004, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký hợp đồng PSC các lô 05-1B và 05-1C ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam với tổ hợp các công ty Nhật Bản: Idemitsu Oil and Gas Co. Ltd. Nippon Oil Exploration Ltd. và Teikoku Oil Co. Ltd..

- *Các hợp đồng PSC ở vùng biển Tây - Nam Việt Nam*

Vùng biển Tây - Nam bao gồm một phần diện tích thuộc cánh Đông Bắc của bể trầm tích Malay-Thổ Chu, phần còn lại nằm trên đới nâng Khorat có trầm tích Kainozoi mỏng và ít được các công ty dầu nước ngoài quan tâm. Năm 1990, Petrovietnam đã ký hợp đồng địa chấn và lựa chọn PSC đối với 9 lô: 45, 46, 49, 50, 51, 53, 54, 55 và 58 với Công ty Fina Exploration Minh Hải B.V. (Vương quốc Bỉ). Năm 1992, khi kết thúc giai đoạn I, Công ty Fina Exploration Minh Hải giữ lại 4 lô để chuyển sang giai đoạn II, thực hiện hợp đồng PSC và trả lại 5 lô: 45, 49, 53, 54 và 55.

Để tiếp tục lựa chọn đối tác nước ngoài hợp tác triển khai các hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở vùng biển này, đặc biệt sau khi có các phát hiện dầu khí thương mại ở các vùng biển lân cận của Malaixia và Thái Lan, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 1788/KHKT ngày 19-10-1992 xin chủ trương đấu thầu các lô tại thềm lục địa Tây-Nam. Giải quyết vấn đề này, tại Công văn số 748/DK ngày 11-11-1992 của Văn phòng Chính phủ do Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh ký, Thủ tướng Chính phủ có ý kiến như sau: *"Khu vực bao gồm các lô do Petrofina trả lại cho ta nằm trong vùng chồng lấn*

với Campuchia và Thái Lan. Vì vậy đề nghị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam làm tờ trình đầy đủ và chi tiết về các lô 45, 49, 53, 54 và 55 để trình Thường trực Chính phủ xem xét".

Thực hiện chỉ đạo này, ngày 24-11-1992 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có tờ trình kèm theo Công văn số 2058/KHKT xin chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ. Ngày 14-1-1993 tại Công văn số 11/DK-m, Văn phòng Chính phủ đã thông báo, trong phiên họp ngày 6-1-1993, Thủ tướng Chính phủ đã có ý kiến như sau: "*Đồng ý để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiến hành việc tổ chức đấu thầu tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí 3 lô trên vùng thềm lục địa Tây - Nam nước ta theo phương thức đấu thầu lựa chọn, nơi nào có nhiều triển vọng thì điều kiện thầu cao hơn. Cần chọn các đối tượng mạnh có năng lực về kỹ thuật, tài chính và góp phần tác động đến việc bãi bỏ lệnh cấm vận của Mỹ đối với Việt Nam. Lưu ý đến các công ty không trúng thầu mỏ Đại Hùng nếu họ tham gia đấu thầu ở vùng này".*

+ *Lô B:* ngày 28-5-1996, đã diễn ra lễ ký hợp đồng PSC lô B ngoài khơi Tây - Nam Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp các công ty: Unocal Vietnam Exploration Ltd., Repsol Exploracion Vietnam S.A. và Moeco Vietnam Petroleum Co. Ltd..

Lễ ký hợp đồng PSC lô B ngoài khơi thềm lục địa Tây - Nam Việt Nam (ngày 28-5-1996)

Ngày 26-9-1998, Petrovietnam ký sửa đổi số 1 hợp đồng PSC lô "B" (mở rộng thêm cả diện tích lô 48/95) với tổ hợp các công ty: Unocal Vietnam Exploration Ltd., Repsol Exploracion Vietnam S.A. và Moeco Vietnam Petroleum Co. Ltd..

Tại Công văn số 460/HTQT ngày 2-2-1996 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo Bộ Kế hoạch và Đầu tư: "Thực hiện chỉ thị của Thủ tướng Chính phủ (Công văn số 4730/DK ngày 28-8-1995 của Văn phòng Chính phủ) cho phép đàm phán và ký hợp đồng dầu khí lô B với Unocal Vietnam Exploration Ltd., Repsol Exploration Vietnam S.A. và Moeco Vietnam Petroleum Co. Ltd., Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cùng Unocal Vietnam Exploration Ltd. (được chỉ định là người điều hành) thảo luận và thỏa thuận văn bản hợp đồng chia sản phẩm đối với lô B phù hợp với các cam kết trong thỏa thuận nguyên tắc đã ký ngày 14-9-1995 và tuân thủ luật Việt Nam. Đến nay văn bản hợp đồng đã được hoàn tất để chuẩn bị ký kết, kính đề nghị Bộ Kế hoạch và Đầu tư xem xét, thẩm định và phê duyệt để lễ ký kết có thể được tổ chức trong tháng 3-1996".

Tại Công văn số 1514/HĐQT ngày 27-4-1998, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trình Thủ tướng Chính phủ phương án thăm dò và khai thác các lô thuộc vùng biển Tây - Nam Việt Nam.

Ngày 7-5-1998, tại Công văn số 1719/VPCP-DK gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Văn phòng Chính phủ đã thông báo ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về phương án thăm dò, khai thác các lô thuộc vùng biển Tây - Nam:

(i) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam soạn thảo ngay kế hoạch đấu thầu, đầu bài hướng dẫn dự thầu, tiến độ triển khai, phương án đàm phán, ký hợp đồng PSC để thăm dò và khai thác dầu khí ở các lô 52-97 và 48-95. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sẽ tham gia cổ phần với tỷ lệ 50% và giữ quyền điều hành từ năm thứ 5 kể từ khi phát hiện mỏ thương mại.

(ii) Trong thời gian tổ chức đấu thầu, chọn đối tác, ký hợp đồng PSC, cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đàm phán ngay với Unocal phối hợp làm địa chấn 3D lô 52-97 cùng với lô B để sớm có tài liệu và tiết kiệm chi phí, với điều kiện Unocal ứng tiền trước để làm địa chấn 3D, khoản chi phí này sẽ được tính vào thu hồi chi phí không có lãi, nếu Unocal trúng thầu PSC. Trong trường hợp các công ty khác trúng thầu thì Unocal sẽ được bồi hoàn chi phí làm 3D kể trên, theo phương thức cụ thể do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đàm phán với Unocal và các đối tác trúng thầu. Công việc này phải làm ngay trong năm 1998.

(iii) Việc trao đổi 10-15% cổ phần với PTTEP (Thái Lan) cần cân nhắc, nghiên cứu thận trọng để bảo đảm tính khả thi của dự án.

+ *Lô 52-97:* ngày 19-10-1999, Petrovietnam ký hợp đồng PSC lô 52-97 với Unocal Southwest Vietnam Exploration & Production Ltd., Moeco Southwest

Vietnam Petroleum Co. Ltd. Cùng ngày 19-10-1999, thỏa thuận cùng điều hành (Joint Operating Agreement) lô 52-97 giữa Petrovietnam với Unocal Southwest Vietnam Exploration & Production Ltd. và Moeco Southwest Vietnam Petroleum Co. Ltd. cũng đã được ký kết.

+ *Lô 46/2:* ngày 12-12-2002, đã diễn ra lễ ký hợp đồng PSC lô 46/02 ngoài khơi thềm lục địa Nam Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và tổ hợp công ty Talisman (Vietnam 46/02) Ltd., Petronas Carigali Overseas Sdn. Bhd. và Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP).

+ *Lô 46/Cái Nước:* ngày 6-12-2004, đã diễn ra lễ ký thỏa thuận sửa đổi liên quan đến hợp đồng địa chấn và lựa chọn PSC lô 46/Cái Nước giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và tổ hợp các công ty là Talisman Vietnam Ltd., Công ty Đầu tư và Phát triển Dầu khí (PIDC), Petronas Carigali Overseas Sdn. Bhd. (PCOSB) và Petronas Carigali Vietnam Ltd. (PCVL).

Được sự cho phép của Chính phủ Việt Nam, ngày 9-7-2004, Công ty PCOSB và Công ty PCVL đã ký thỏa thuận chuyển nhượng 100% quyền và nghĩa vụ của PCOSB (tức là 36,845966% tỷ lệ tham gia) cho PCVL.

- *Các hợp đồng PSC và thỏa thuận hợp tác dầu khí ở khu vực biển nước sâu, xa bờ*

+ *Bể Phú Khánh*

Bể Phú Khánh thuộc phạm vi các lô từ 122 đến 130, là bể trầm tích nước sâu, mới được khảo sát địa vật lý mạng lưới khu vực. Tuy nhiên, dựa vào các vết lộ dầu được phát hiện trên bờ ở khu vực đầm Thị Nại, Bình Định trước đây và cấu trúc địa chất được xác định trên cơ sở kết quả phân tích tài liệu địa vật lý, bể Phú Khánh được đánh giá là có tiềm năng dầu khí. Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành tổ chức đấu thầu lựa chọn đối tác đầu tư thăm dò và khai thác ở 9 lô nằm trong khu vực bể Phú Khánh từ ngày 1-10-2004[1].

Kết quả đấu thầu đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Thủ tướng Chính phủ. Sau khi được Thủ tướng Chính phủ cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các bên đối tác nước ngoài đã tiến hành đàm phán và năm 2006 đã ký 4 hợp đồng dầu khí, cụ thể như sau:

1. Công văn số 5108/CV-TKTD ngày 1-10-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh gửi Thủ tướng Chính phủ báo cáo tình hình và kế hoạch hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở vùng biển Việt Nam.

• *Lô 124:* ngày 5-4-2006, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký hợp đồng PSC lô 124 ngoài khơi thềm lục địa miền Trung Việt Nam với Công ty Pogo Producing và Keeper Resources Inc..

Ngày 5-4-2006, hợp đồng chuyển nhượng lô 124 giữa Keeper Resources Inc. và Công ty Pogo Producing đã được ký kết. Ngày 29-12-2006, lễ ký hợp đồng phí chuyển nhượng liên quan đến lô 124 giữa Công ty Pogo Producing và Công ty Keeper Resources Inc. và thỏa thuận sửa đổi hợp đồng chia sản phẩm lô 124 giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Keeper Resources Inc. và Pogo Producing đã được diễn ra.

• *Lô 122:* ngày 28-4-2006, lễ ký hợp đồng PSC lô 122 ngoài khơi thềm lục địa miền Trung Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam với tổ hợp công ty: Chevron Vietnam Phú khánh (lô 122) Ltd. và công ty Petronas Carigali Overseas Sdn. Bhd. đã được diễn ra.

• *Lô 127:* ngày 24-5-2006, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký hợp đồng PSC lô 127 ngoài khơi thềm lục địa miền Trung Việt Nam với Công ty ONGC Videsh Ltd. (Ấn Độ).

• *Lô 128:* ngày 24-5-2006, lễ ký hợp đồng PSC lô 128 ngoài khơi thềm lục địa miền Trung Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Công ty ONGC Videsh Ltd. (Ấn Độ) đã được diễn ra.

+ *Vùng Tư Chính - Vũng Mây:*

Bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây được xác định nằm trên thềm lục địa Đông Nam Việt Nam, bên cạnh bể trầm tích Nam Côn Sơn. Thuộc phạm vi của bể này gồm các lô từ 133 đến 136 và từ 157 đến 159; độ sâu nước thay đổi từ 100 đến trên 1000 m. Ngày 8-5-1992, Tổng công ty Dầu quốc gia ngoài khơi Trung Quốc (CNOOC) đã ngang nhiên ký hợp đồng dầu khí với Công ty Crestone Energy (Mỹ) đối với vùng biển các lô 133, 134, 158 và một phần diện tích các lô 135, 136 và 137 của Việt Nam, mà Trung Quốc gọi là khu vực Wan An Bei (Vạn An Bắc). Trước tình hình đó, cộng với những kết quả thăm dò rất khích lệ tại bể Nam Côn Sơn, Chính phủ Việt Nam đã chủ trương khẩn trương tổ chức khảo sát và khoan thăm dò ở khu vực Tư Chính[1].

1. Kết luận số 168-BBK/BCT ngày 3-7-1993 của Bộ Chính trị Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa VII do Ủy viên Bộ Chính trị Đào Duy Tùng ký về *"một số vấn đề trong công tác dầu khí"*.

Thực hiện chủ trương này, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã vừa tổ chức các cuộc tiếp xúc trao đổi về khả năng hợp tác thăm dò dầu khí với một số công ty dầu khí nước ngoài (trong đó có các công ty dầu khí Mỹ), vừa triển khai các hoạt động thăm dò dầu khí, như báo cáo của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1]:

"*(1) Công ty Conoco (Mỹ) quan tâm đến lô 133, 134 từ năm 1991. Năm 1992 Công ty Conoco đã nộp đề án hợp tác kiểu hợp đồng chia sản phẩm.*

(2) Công ty Oceanic Exploration (Mỹ) vừa qua đã ký với Petrovietnam bản ghi nhớ về mong muốn hợp tác dầu khí tại khu vực các lô 133, 134, 135. Công ty Oceanic Exploration sẽ nghiên cứu địa chất khu vực để điều chỉnh chào hàng cho hợp đồng PSC và thực hiện các dàn xếp cần thiết để bảo đảm cho việc triển khai đề án.

(3) Công ty Primal (Brunây) cùng với Công ty Amoco (Mỹ) muốn tham gia hợp tác tìm kiếm thăm dò tại lô 127. Ngày 5-1-1993 Primal đã ký với Petrovietnam bản ghi nhớ về mong muốn hợp tác này.

(4) Công ty BP (Vương quốc Anh) năm 1992 đã trình đề án hợp tác dầu khí lô 133 và 134. Tuy điều kiện đưa ra khá hơn của Công ty Conoco nhưng sau đó Công ty BP không thật mặn mà với khu vực này nữa.

(5) Công ty Red River đã trình Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư (ngày 22-12-1992) và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (ngày 2-2-1993) thỏa thuận (dự thảo) "Đánh giá tiềm năng dầu khí" khu vực rộng lớn trùm lên khu vực hợp đồng của Trung Quốc và Crestone bao gồm các lô 130, 136, 154, 159, dưới danh nghĩa công ty Mỹ lấy tên là Jackson Exploration. Công ty sẽ thực hiện báo cáo đánh giá này trong năm 1993 với kinh phí 0,5 triệu USD và thời hạn của thỏa thuận là 10 năm... Để bù lại Red River đề nghị cho ký PSC với Petrovietnam ở phần còn lại của lô 05-1 hoặc ở diện tích phía Đông của lô 16 và phía Bắc lô 09 mà Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sẽ trả lại sau ngày 31-12-1993.

Song song với các cuộc tiếp xúc trên, các đề án khảo sát địa vật lý nước sâu đã ký với Nopec và với Liên đoàn Địa vật lý Thái Bình Dương (Liên bang Nga) vẫn đang được tiến hành".

Hợp tác với Công ty Conoco (Mỹ) tiến hành tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại lô 133 và 134: sau nhiều lần tiếp xúc, trao đổi với Công ty Conoco, được sự cho phép của

1. Công văn số 305/KHKT-KTĐN ngày 20-2-1993.

Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành đàm phán và ký kết thỏa thuận khung với Công ty Conoco (Mỹ) vào ngày 1-11-1995 và ngày 10-4-1996 ký hợp đồng hợp tác kinh doanh thăm dò và khai thác dầu khí đối với lô 133 và lô 134 ngoài khơi Việt Nam với Công ty Conoco Vietnam Exploration & Production B.V. (Mỹ).

1. Về trình ký thỏa thuận khung: ngày 16-10-1995, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có tờ trình kèm theo dự thảo thỏa thuận khung kiến nghị Thủ tướng Chính phủ cho phép ký kết (Công văn số 2759/DK-HTQT).

Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ (thông báo của Văn phòng Chính phủ tại Công văn số 161/TB ngày 23-12-1995), Petrovietnam đã ký với Công ty Conoco thỏa thuận khung về hợp đồng tìm kiếm thăm dò ở lô 133 và 134 vào ngày 1-11-1995.

2. Về trình ký hợp đồng hợp tác kinh doanh lô 133 và 134: sau một quá trình đàm phán khá phức tạp, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cùng Công ty Conoco Vietnam Exploration & Production B.V. thỏa thuận được văn bản hợp đồng hợp tác kinh doanh đối với lô 133 và 134. Ngày 22-3-1996, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký Công văn số 1141/HTQT gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư đề nghị phê chuẩn hợp đồng và Công văn số 1271/DK-HTQT ngày 29-3-1996 xin ý kiến chỉ đạo của Bộ trưởng Bộ Ngoại giao Nguyễn Mạnh Cầm. Trong công văn này, Tổng công ty cũng thông báo: dự kiến ngày 10-4-1996, nhân dịp đoàn cấp cao của Công ty Conoco do ông Archie Dunham, Tổng Giám đốc công ty dẫn đầu sang thăm Việt Nam từ ngày 9 đến ngày 11-4-1996, hai bên sẽ ký hợp đồng. Trong trường hợp Petrovietnam và Công ty Conoco ký được hợp đồng ngày 10-4-1996, Công ty Conoco dự định đưa ra thông cáo báo chí (Press Release) với dự thảo được gửi kèm theo đây. Nếu vì một lý do nào đó hai bên không ký được hợp đồng vào ngày 10-4-1996, Công ty Conoco đề nghị Petrovietnam và Công ty Conoco cùng ký vào tuyên bố liên minh (Declaration of Alliance) với dự thảo được gửi kèm theo đây. Ngày 8-4-1996, Tổng Giám đốc Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Công văn số 1439/DK-HTQT xin phép Thủ tướng Chính phủ cho phép ký hợp đồng, trong đó nội dung có nêu: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã hoàn tất toàn bộ các văn bản hợp đồng để ký kết với Công ty Conoco, đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư thẩm định ngày 3-4-1996. Tuy nhiên văn bản trình Thủ tướng Chính phủ để xin phép phê chuẩn hợp đồng của Bộ Kế hoạch và Đầu tư sẽ được ký vào cuối giờ chiều ngày hôm nay (8-4-1996) trong khi lễ ký chính thức được hai bên thỏa thuận vào 16 giờ ngày 10-4-1996 (khi đoàn lãnh đạo cấp cao của Công ty Conoco có mặt tại Việt Nam để ký).

Đề xuất hợp tác của các công ty dầu khí khác đối với khu vực Tư Chính - Vũng Mây:

Sau khi hợp đồng hợp tác kinh doanh đối với lô 133 và lô 134 được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký với Công ty Conoco ngày 10-4-1996, một số công ty dầu khí nước ngoài khác đã đề xuất tham gia đầu tư tiến hành các hoạt động dầu khí ở khu vực Tư Chính - Vũng Mây, như:

(1) Công ty Petrostar đối với lô 135 và phần còn lại của lô 134: theo đề xuất của Công ty Petrostar (Mỹ), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kiến nghị Thủ tướng Chính phủ về việc hợp tác dầu khí với Petrostar ở lô 135 và phần còn lại của lô 134 thuộc khu vực Tư Chính[1]. Mặc dù kiến nghị đã được phê duyệt, theo thông báo của Văn phòng Chính phủ ngày 22-4-1996[2], nhưng đề án hợp tác đã không được Petrostar triển khai.

(2) Công ty Opeco đối với lô 135 và phần còn lại của lô 131, 132, 155 và 156: theo đề xuất của Công ty Opeco, ngày 17-7-1997, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã xin chủ trương của Thủ tướng Chính phủ về việc hợp tác với Công ty Opeco tại các lô nước sâu nêu trên[3]. Mặc dù được Thủ tướng Chính phủ cho phép[4], và trong quá trình đàm phán thỏa thuận nguyên tắc, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam còn được Thủ tướng Chính phủ cho phép áp dụng các chính sách khuyến khích về thuế cho khu vực nước sâu xa bờ. Nhưng, cũng như đề án hợp tác với Công ty Petrostar, đề án hợp tác ở khu vực nước sâu đã không được Công ty Opeco triển khai.

(3) Công ty Keystone đối với khu vực Trường Sa và Hoàng Sa: theo đề xuất của Công ty Keystone, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có văn bản trình lên Thủ tướng Chính phủ[5], kèm theo một số văn bản có liên quan đến việc đề nghị của Công ty Keystone muốn được độc quyền thăm dò và khai thác dầu khí tại toàn bộ vùng nước sâu, xa bờ, thuộc thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam ở khu vực Trường Sa và Hoàng Sa. Do những đề xuất của Keystone không phù hợp với quy định trong Luật Dầu khí và Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam nên Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng như các bộ, ngành liên quan đều không thể ủng hộ. Được sự ủy quyền của Thủ tướng Chính phủ, ngày 28-7-1998, Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Đoàn Mạnh Giao đã ký văn thư trả lời ông Khoát Văn Trần, Tổng Giám đốc Công ty Keystone Development Management INC,

1. Công văn số 1059/DK-HTQT-m ngày 15-3-1996.
2. Công văn số 1892/DK ngày 22-4-1996.
3. Công văn số 2383/DK-HTQT ngày 17-7-1997.
4. Công văn số 3607/DK ngày 21-7-1997 của Văn phòng Chính phủ.
5. Công văn số 77/DK-HTQT-m ngày 18-5-1998.

Houstone, Texas, USA. Ngoài các nội dung khác, văn thư đã khẳng định: *"Chính phủ Việt Nam luôn luôn khuyến khích các công ty dầu khí quốc tế vào hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí ở các lô thuộc thềm lục địa và vùng biển đặc quyền kinh tế của Việt Nam trên cơ sở Luật Dầu khí và Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam. Tập đoàn Keystone đã đưa ra các điều kiện nằm ngoài khuôn khổ luật pháp Việt Nam hiện hành, do đó trong trường hợp này, Chính phủ Việt Nam không thể chấp nhận. Tuy nhiên, tôi xin khẳng định với ông rằng, Chính phủ Việt Nam vẫn tiếp tục chính sách khuyến khích các công ty dầu khí quốc tế vào đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ở các khu vực nước sâu, xa bờ thuộc thềm lục địa và vùng biển đặc quyền kinh tế của Việt Nam trong khuôn khổ các quy định của Luật Dầu khí".*

(4) Công ty trách nhiệm hữu hạn Thăm dò và Khai thác Biển Đông (Eastern Sea Exploration and Production Ltd.) thuộc Tập đoàn ExxonMobil đối với các lô từ 155 đến 159: khác với đề xuất của các công ty nêu trên, đề xuất của Công ty trách nhiệm hữu hạn Thăm dò và Khai thác Biển Đông về thỏa thuận nghiên cứu chung và lựa chọn triển khai thăm dò, khai thác dầu khí ở khu vực nước sâu các lô từ 155 đến 159, sau khi được Thủ tướng Chính phủ cho phép, các bên liên quan đã nhanh chóng hoàn thiện văn bản thỏa thuận. Ngày 2-12-2005, lễ ký thỏa thuận nghiên cứu chung và lựa chọn (Joint Study and Option Agreement) giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Công ty trách nhiệm hữu hạn Thăm dò và Khai thác Biển Đông nghiên cứu tiềm năng dầu khí các lô từ 155 đến 159 ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam đã được tiến hành. Các cam kết của đối tác về công tác khảo sát địa vật lý, nghiên cứu tổng hợp tài liệu, v.v. đã được triển khai.

- *Các hợp đồng và thỏa thuận hợp tác dầu khí ở vùng biển chồng lấn hoặc có cấu tạo vắt ngang ranh giới biển của Việt Nam*

+ *Về hợp nhất mỏ 46/Cái Nước và khu vực PM3-CAA:* xuất phát từ thực tế là mỏ khí 46/Cái Nước (do nhà thầu Fina Exploration Minh Hải (Vương quốc Bỉ) phát hiện năm 1995 và về sau chuyển nhượng lại cho tổ hợp nhà thầu Talisman, Petronas Carigali và PVEP) là một mỏ nhỏ; hơn nữa về mặt cấu trúc địa chất lại gắn liền với một đối tượng chứa dầu khí (mà Malaixia gọi là mỏ East Bunga) nằm ở khu vực chồng lấn Việt Nam - Malaixia (khu vực khai thác chung PM3-CAA). Để phát triển có hiệu quả mỏ khí này, vấn đề quan trọng đặt ra là phải tận dụng được hạ tầng thiết bị có sẵn của khu vực mỏ PM3-CAA. Theo đề xuất của tổ hợp nhà thầu và được Thủ tướng Chính phủ cho phép, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Petroliam Nasional Berhad (Petronas) cùng tiến hành đàm phán và ngày 10-2-2000 đã ký kết các văn bản thỏa thuận hợp nhất mỏ (Field Unitization Agreement) East Bunga-46/Cái Nước.

Ngày 11-5-1998, bằng Công văn số 1543/HĐQT, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam xin chủ trương phát triển chung mỏ 46/Cái Nước và mỏ East Bunga thuộc PM3-CAA. Xử lý kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, ngày 11-5-1998 Bộ Kế hoạch và Đầu tư có Công văn số 3096 BKH/CN trình lên Thủ tướng Chính phủ, như sau:

(1) Về phương án ăn chia khi góp phần mỏ của Việt Nam vào đề án PM3: phương án ăn chia phụ thuộc vào việc xác định điểm A mà Thủ tướng Chính phủ đã giao cho Bộ Ngoại giao chủ trì đàm phán với phía Malaixia để xác định chính thức toạ độ điểm A (tại Công văn số 3096/DK ngày 20-6-1997 của Văn phòng Chính phủ). Hiện nay, hai bên đã xác định đây là vùng góp chung của cả hai phía, do đó ta khó có thể nhận được 100% quyền lợi của nước chủ nhà. Trước tình hình đó, Bộ Kế hoạch và Đầu tư nhất trí với đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là đàm phán với Malaixia để nhận ít nhất 75% quyền lợi của nước chủ nhà đối với phần mỏ góp chung và đề nghị Bộ Ngoại giao hỗ trợ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong việc đàm phán.

(2) Về phương án sử dụng khí: tại Công văn số 1264 BKH/CN ngày 26-2-1998, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã có ý kiến về vấn đề này. Nay Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đề xuất hai phương án, trong đó phương án 1: bán phần khí của ta (20%) cho Malaixia trong thời gian 3-5 năm, sau đó tìm biện pháp để sử dụng cho thị trường trong nước với sản lượng tới 50% tổng sản lượng của mỏ và phương án 2: bán toàn bộ phần khí của mỏ (kể cả phần của ta được hưởng) cho Malaixia trong thời gian ít nhất là mười năm. Trong hai phương án trên, việc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đề nghị chọn phương án 1 là hợp lý vì sơ bộ ta đã dự kiến phát triển một số hộ tiêu thụ khí (ví dụ nhà máy điện tại Sóc Trăng…) và do có các phát hiện khí khác ở khu vực Tây Nam (chẳng hạn ở lô B) rất cần thiết và cấp bách phải đưa khí vào bờ để phục vụ cho phát triển khu vực Đồng bằng Nam Bộ, đặc biệt là cho phát triển năng lượng. Để triển khai phương án này, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cần khẩn trương hoàn thành quy hoạch khí Tây Nam để trình Thủ tướng Chính phủ quyết định. Trên cơ sở quy hoạch được duyệt, Bộ Kế hoạch và Đầu tư sẽ cùng với các ngành có liên quan khác triển khai các dự án cần thiết. Để tranh thủ thời gian, đề nghị Thủ tướng Chính phủ giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam lập phương án vận chuyển khí của khu vực Tây Nam, tìm đối tác đầu tư đường ống cũng như chuẩn bị các phương án thu xếp vốn.

(3) Về khu vực khác biệt: để thỏa thuận với phía Malaixia về ranh giới giữa vùng diện tích hoàn toàn thuộc chủ quyền của Phía Việt Nam và vùng diện tích chồng lấn, được sự ủy quyền của Bộ Ngoại giao và sau khi đã trao đổi với Petronas, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 2971/DK-HTQT ngày 10-8-1998 báo cáo Thủ tướng Chính phủ. Trả lời Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, tại Công văn số 3319/VPCP-DK ngày 24-8-1998 Văn phòng Chính phủ thông báo việc Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý với đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

+ *Khu vực chồng lấn Việt Nam - Thái Lan - Malaixia:* do chưa thỏa thuận được với Campuchia đối với "Vùng nước lịch sử" nên vấn đề ranh giới thềm lục địa giữa Việt Nam và Thái Lan cũng chưa thể giải quyết dứt điểm được. Trước tình hình phía Thái Lan đã thỏa thuận riêng rẽ với phía Malaixia về "Vùng phát triển chung", theo báo cáo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Công văn số 3516/DK-TDKT ngày 7-8-1996, và trên cơ sở ý kiến của Bộ Ngoại giao tại Công văn số 260/NG-VP ngày 14-8-1996, Thủ tướng Chính phủ đã chỉ đạo tại Công văn số 4102/DK ngày 23-8-1996 của Văn phòng Chính phủ như sau:

(1) Bộ Ngoại giao cần có Công hàm chính thức gửi cho Thái Lan và Malaixia khẳng định chủ quyền của Việt Nam và đòi hỏi có cuộc trao đổi chung giữa ba bên về khu vực thềm lục địa chồng lấn giữa ba nước.

(2) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thường xuyên theo dõi hoạt động dầu khí tại khu vực trên và tiếp xúc với các nhà thầu nước ngoài, yêu cầu họ không tiến hành thăm dò, khai thác dầu khí tại thềm lục địa chồng lấn chung giữa ba nước Việt Nam - Thái Lan - Malaixia khi chưa có thoả thuận chung của ba nước.

Sau nhiều vòng đàm phán ba bên Việt Nam, Thái Lan, Malaixia và hai bên Việt Nam với Thái Lan, trên cơ sở các nội dung thỏa thuận cơ bản ngày 13-1-1999, Bộ Ngoại giao đã trình Thủ tướng Chính phủ về nội dung hiệp định cấp Chính phủ và thỏa thuận thương mại khai thác chung vùng chồng lấn Việt Nam - Thái Lan - Malaixia[1]. Thủ tướng Chính phủ đồng ý với kiến nghị này và giao Bộ Ngoại giao chủ trì tổ chức công tác đàm phán. Vòng đàm phán tiếp theo được tiến hành từ ngày 8 đến ngày 12-2-1999, tại Malaixia với thành phần gồm đại diện Bộ Ngoại giao, Ban Biên giới của Chính phủ và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[2].

Cuối cùng, ranh giới thềm lục địa giữa Việt Nam và Thái Lan ở khu vực lô B và lô 48/95 cũng đã được phân định giữa hai Chính phủ tạo điều kiện cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiến hành ký kết hợp đồng PSC lô B mở rộng, bao gồm cả phần diện tích lô 48/95 năm 1998 với Công ty Unocal (Mỹ)[3].

+ *Cấu tạo vắt ngang biên giới biển giữa Việt Nam và Trung Quốc, vịnh Bắc Bộ*: ngày 31-10-2005, tại Hà Nội đã ký thỏa thuận khung về hợp tác dầu khí trong khu

1. Tờ trình số 01-TTr/NG-LPQT-m ngày 13-1-1999.
2. Công văn số 25/VPCP-NC-m ngày 18-1-1999 Văn phòng Chính phủ.
3. Công văn số 5108/CV-TKTD ngày 1-10-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh gửi Thủ tướng Chính phủ báo cáo tình hình và kế hoạch hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở vùng biển Việt Nam.

vực thỏa thuận (ở phía Đông lô 104) ngoài khơi vịnh Bắc Bộ giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Tổng công ty Dầu ngoài khơi quốc gia Trung Quốc (CNOOC). Ngày 16-11-2006 thỏa thuận thăm dò chung trong khu vực thỏa thuận (ở phía Đông lô 104) ngoài khơi vịnh Bắc Bộ giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Tổng công ty Dầu ngoài khơi quốc gia Trung Quốc đã được ký. Hợp đồng có hiệu lực từ ngày 2-1-2007.

+ *Đề án hợp tác 3 bên trên biển Đông giữa Việt Nam, Philippin và Trung Quốc:* ngày 14-3-2005 tại Manila, Philippin, thỏa thuận hợp tác trên biển Đông (khu vực Đông Bắc quần đảo Trường Sa) giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam), Tổng công ty Dầu khí quốc gia Philippin (PNOC) và Tổng công ty Dầu ngoài khơi quốc gia Trung Quốc (CNOOC) đã được ký. Thỏa thuận có hiệu lực ngày 10-6-2005 và bắt đầu được triển khai từ ngày 1-7-2005.

Từ năm 1995 trở đi, việc đàm phán PSC có nhiều thuận lợi hơn và lần đầu tiên đã xuất hiện hình thức hợp đồng dầu khí mới chưa nêu trong luật, đó là "hợp đồng điều hành chung" (JOC) tại lô 15-1. Các bên trong hợp đồng lập nên một công ty điều hành chung gọi là Joint Operating Company có tư cách pháp nhân Việt Nam, thay mặt các bên điều hành các hoạt động dầu khí theo hợp đồng JOC dưới sự chỉ đạo chung, nhất quán của các bên tham gia hợp đồng và chỉ nhận tiền công cố định mà không hưởng lãi cũng như không chịu lỗ. Trên thế giới cũng có những hình thức công ty gọi là JOC nhưng không hoàn toàn giống như JOC của ngành Dầu khí Việt Nam. Thời gian đàm phán hợp đồng đầu tiên cũng khá dài (3 năm) nhưng cũng đem lại quyền lợi tốt nhất cho Phía Việt Nam. Xuất phát từ chỉ đạo của cấp trên là đàm phán để lập công ty liên doanh theo luật Việt Nam, và do kết quả trúng thầu cho phép quá nhiều bên tham gia (5 bên) nên việc thành lập một công ty liên doanh như vậy là bất lợi và không khả thi nên đến năm đàm phán thứ ba thì Phía Việt Nam đã chủ động đưa ra hình thức hợp đồng JOC để đàm phán và các bên đã cố gắng đóng góp xây dựng mô hình này thành công. Như kết quả đã cho thấy, hình thức hợp tác này rất tốt, đặc biệt vai Tổng Giám đốc điều hành đã do cán bộ của Petrovietnam đảm nhận một cách thành công từ những giai đoạn đầu của thời kỳ sản xuất (được quy định trong hợp đồng).

Mặc dù Luật Dầu khí năm 1993 cho phép các bên đàm phán linh hoạt các hình thức hợp đồng dầu khí nhưng chỉ đề cập đến PSC, hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC) và liên doanh (Joint Venture), do vậy cần tạo cơ sở pháp lý để JOC được chấp nhận và thực thi. Chính Petrovietnam đã luôn cập nhật thông tin và cùng với Bộ Kế hoạch và Đầu tư tìm giải pháp trong quá trình đàm phán. Kết quả là Bộ Kế hoạch và

Đầu tư đã ban hành Thông tư số 07/1998/TT-BKH ngày 16-9-1998 sơ bộ định hình JOC và hướng dẫn thực hiện hình thức hợp đồng JOC. Tháng 9-1998, hợp đồng JOC đầu tiên được ký và bắt đầu được triển khai thực hiện. Hình thức này được áp dụng cho nhiều hợp đồng sau đó và được chính thức ghi rõ trong Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000 bên cạnh hình thức PSC truyền thống, liên doanh và BCC, đã tạo hành lang pháp lý rõ ràng cho loại hình JOC được hình thành và hoạt động hiệu quả.

Nhìn chung, từ cuối những năm 1990 trở đi, bất chấp những khó khăn, hạn chế về đầu tư do khủng hoảng tài chính thế giới gây ra, Việt Nam vẫn giữ được nhịp độ đàm phán và ký kết hàng chục hợp đồng dầu khí. Cũng từ thời gian đó chúng ta chuẩn bị sửa đổi Luật Dầu khí và Luật Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí năm 1993 được ban hành tháng 6-2000, tiếp theo đó hợp đồng dầu khí mẫu cũng được ban hành dưới dạng nghị định tạo nhiều thuận lợi cho công tác đàm phán. Luật Đấu thầu được ban hành tháng 11-2005 làm cho công tác đàm phán hợp đồng dầu khí được thuận lợi hơn.

III. CÁC HỢP ĐỒNG THĂM DÒ VÀ KHAI THÁC DẦU KHÍ Ở NƯỚC NGOÀI

Trên cơ sở kết quả đánh giá tiềm năng dầu khí và các số liệu dự báo về nhu cầu năng lượng dầu khí của Việt Nam, để bảo đảm an ninh năng lượng cho chiến lược phát triển kinh tế đất nước từ sau những năm 2010, vấn đề đầu tư thăm dò và khai thác dầu thô ở nước ngoài đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đặt ra từ năm 1998. Tuy nhiên do chưa có kinh nghiệm về hoạt động quốc tế, hơn nữa cũng chưa tạo lập được lượng vốn cần thiết, nên phần lớn các dự án đầu tư ban đầu ở nước ngoài mà Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có được là nhờ vào sự trao đổi một số phần trăm tham gia của các công ty dầu khí nước ngoài ở Việt Nam.

1. Hợp đồng PSC các lô 19, 21 và 22, Tamtsag, Mông Cổ

Petrovietnam đã thỏa thuận với Công ty Soco Vietnam về việc thay đổi các điều kiện kinh tế lô 16-1 thềm lục địa Việt Nam để có được quyền tham gia vào dự án hợp tác tại vùng Tamtsag, Mông Cổ. Sau khi đã có Công văn số 2189/HĐQT ngày 17-6-1998 báo cáo Thủ tướng Chính phủ và được Thủ tướng Chính phủ Việt Nam cho phép; đồng thời có sự chấp thuận của Chính phủ Mông Cổ, ngày 15-11-1999, thỏa thuận chuyển nhượng quyền tham gia dự án thăm dò và khai thác dầu khí tại các lô 19, 21, 22 vùng Tamtsag, Mông Cổ, giữa Công ty Soco Tamtsag Mongolia, Inc. và Petrovietnam đã được tiến hành. Tuy nhiên, do quy định của hợp đồng mà Công ty Soco đã ký với Chính phủ Mông Cổ, hơn nữa do sản lượng

dầu khai thác thử quá ít, mặt khác do hiện nay quyền điều hành đã được chuyển cho một công ty dầu khí Trung Quốc nên việc tham gia góp vốn của PVEP (Việt Nam) chưa được tiến hành.

2. Hợp đồng PSC các lô PM-304 và SK-306 ở Malaixia

Tương tự như đối với thỏa thuận tham gia ở vùng Tamtsag, Mông Cổ, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đồng ý để Công ty Amerada Hess tham gia vào hợp đồng dầu khí lô 16-1 thềm lục địa Việt Nam, đổi lại Amerada Hess nhượng lại một số phần trăm tham gia tại hai lô trên thềm lục địa Malaixia.

Ngày 15-11-1999, thỏa thuận chuyển nhượng (Deed of Asignment) liên quan đến các lô PM-304 và SK-306 ngoài khơi Malaixia giữa Công ty Amerada Hess Vietnam Ltd., Công ty Amerada Hess (Malaixia – PM-304) Ltd., Công ty Amerada Hess (Malaixia – SK-306) Ltd. và Công ty Giám sát các hợp đồng PVSC (sau đổi thành PIDC và tiếp theo là Tổng công ty PVEP) thuộc Petrovietnam đã được các bên ký kết.

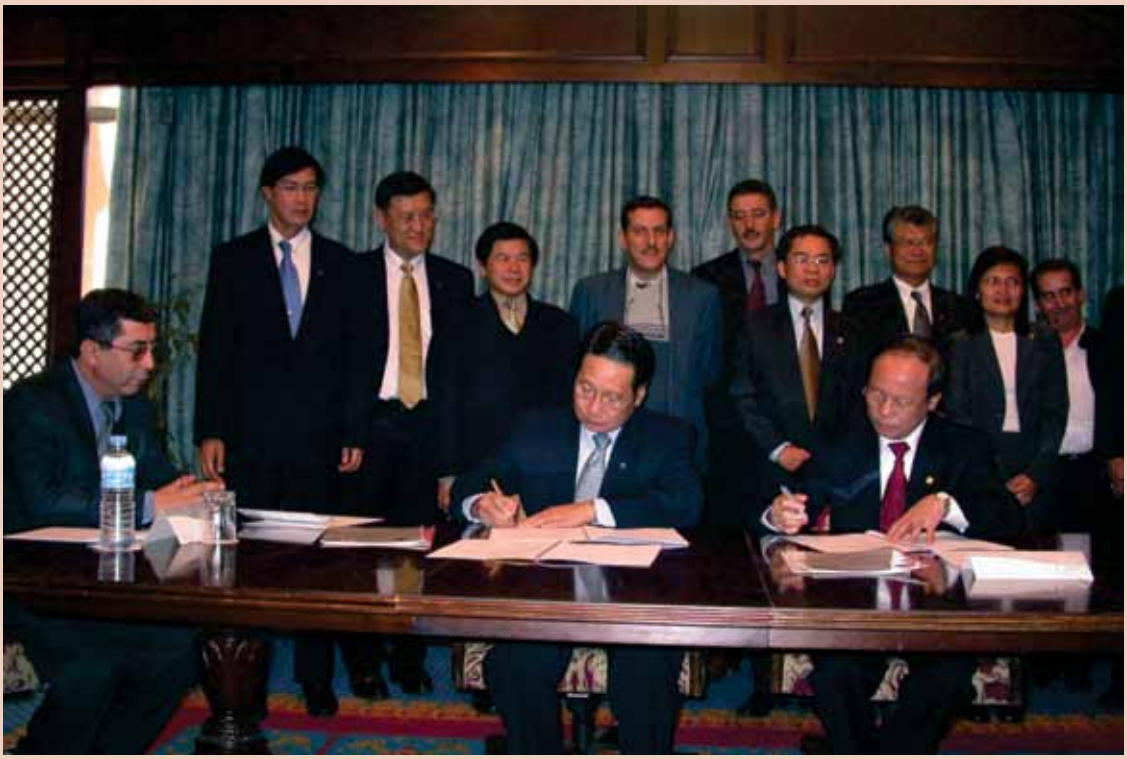
Hợp đồng PSC lô PM-304 được triển khai khá tốt. Lúc đầu tỷ lệ tham gia của Petrovietnam là 4%, đến năm 2005, do mua thêm, đã tăng lên 15%. Từ năm 2006, Petrovietnam đã có dầu khai thác đầu tiên ở nước ngoài từ lô này.

3. Hợp đồng phát triển mỏ dầu Amara, Irắc

Được sự cho phép và hỗ trợ của Chính phủ, ngày 15-3-2002, lễ ký hợp đồng phát triển mỏ dầu Amara (Field Development Contract for Amarah Oil Field) giữa Bộ Dầu Irắc và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã được tiến hành. Tuy nhiên, sau đó hợp đồng đã không được thực hiện do chính quyền mới của Irắc không thừa nhận các hợp đồng dầu khí đã ký thời Tổng thống Saddam Hussein.

4. Hợp đồng dầu khí các lô 433a và 416b Sahara, Angiêri

Đây là hợp đồng dầu khí ở nước ngoài do Công ty PIDC (nay là Tổng công ty PVEP) giành được thông qua đấu thầu quốc tế. Sau khi được Thủ tướng Chính phủ đồng ý, ngày 10-7-2002, lễ ký hợp đồng đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí các lô 433a và 416b Sahara, Angiêri giữa PIDC (sau này là Tổng công ty PVEP) và Công ty Dầu khí quốc gia Angiêri đã được tiến hành tại thành phố Angiê, thủ đô của nước Cộng hòa Angiêri.



Lễ ký hợp đồng đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí các lô 433a và 416b, Sahara, Angiêri (ngày 10-7-2002)

5. Hợp đồng PSC lô SK-305 tại Malaixia

Thực hiện thỏa thuận hợp tác giữa ba công ty dầu khí quốc gia ASEAN Petrovietnam, Petronas - Malaixia và Pertamina – Inđônêxia, ngày 16-6-2003, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, thông qua Công ty PIDC, đã ký Hợp đồng lô SK-305 (Công văn số 5076/BC-HTQT ngày 10-10-2003 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam) tại Cuala Lămpơ, Malaixia. Tỷ lệ % tham gia của các bên là: Công ty Petronas Carigali 40%; Công ty Pertamina 30%; và Petrovietnam/PIDC 30%. Các bên đã ký thỏa thuận thành lập Công ty Điều hành chung PCPP, cho phép Petronas Carigali cử Tổng Giám đốc. Việc tham gia của PIDC vào hợp đồng PSC này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép số 2332/GP ngày 13-6-2003.

6. Các hợp đồng PSC lô 01 và PSC lô 02 Đông Bắc Mađura, ngoài khơi Đông Java, Inđônêxia

Trên cơ sở kết quả đấu thầu, Công ty PIDC tham gia ký các hợp đồng PSC lô 01 và PSC lô 02 vùng Đông Bắc Mađura, ngoài khơi Đông Java, Inđônêxia, ngày

14-10-2003. "*Các hợp đồng có hiệu lực ngày 8-10-2003. KNOC là người điều hành, Petrovietnam tham gia 20% cổ phần* (theo Công văn số 3430/CV-HTQT ngày 7-7-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam).

Tham gia hợp đồng PSC lô 01 Đông Bắc Mađura (NEM-1) còn có các công ty Hàn Quốc khác như: SK, GS Holding và Daesung. Tỷ lệ % tham gia hợp đồng PSC NEM-1 như sau: KNOC 40%, nắm vai trò Tổng Giám đốc; PIDC 20%; SK 30%; GS Holding 5%; và Daesung 5%. Việc tham gia của PIDC vào hợp đồng PSC này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép số 2349/GP ngày 8-10-2003.

Tham gia hợp đồng PSC lô 02 Đông Bắc Mađura (NEM-2), còn có Công ty GS Holding Hàn Quốc. Tỷ lệ % tham gia hợp đồng PSC NEM-2 năm 2006 như sau: KNOC 50%, nắm vai trò Tổng Giám đốc; PIDC 20%; GS Holding 30%. Việc tham gia của PIDC vào hợp đồng PSC này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép số 2348/GP ngày 8-10-2003.

IV. LỰA CHỌN ĐỐI TÁC VÀ ĐỊA ĐIỂM TRIỂN KHAI DỰ ÁN NHÀ MÁY LỌC DẦU ĐẦU TIÊN

Ngày 31-1-1991, hiệp định giữa hai Chính phủ Việt Nam và Liên Xô được ký kết, quy định: "Từ ngày 1-1-1991 các tổ chức Việt Nam và Liên Xô tham gia quan hệ kinh tế đối ngoại sẽ chuyển sang tính toán và thanh toán bằng ngoại tệ tự do chuyển đổi và mua bán theo thời giá thị trường thế giới. Quan hệ kinh tế thương mại như vậy sẽ được tiến hành theo các điều kiện áp dụng trong thương mại quốc tế, trên cơ sở các hợp đồng". Trong danh mục công trình hợp tác giữa hai chính phủ không có tên nhà máy lọc dầu.

Mặt khác, theo đánh giá của Bộ Công nghiệp nặng, Dự án Nhà máy lọc dầu Thành Tuy Hạ có thể không đạt được hiệu quả mong muốn. Ngày 23-11-1990, Thứ trưởng Bộ Công nghiệp nặng, Chủ tịch Hội đồng Thẩm kế thiết kế Nhà máy Lọc dầu Thành Tuy Hạ Lê Đình Quy đã ký trình Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng báo cáo kết quả thẩm kế Nhà máy Lọc dầu Thành Tuy Hạ: "*Do đầu bài (Luận chứng kinh tế-kỹ thuật và nhiệm vụ thiết kế) giao cho Phía Liên Xô lập những năm về trước,... nên Nhà máy Lọc dầu theo hồ sơ thiết kế của Liên Xô không đạt được hiệu quả kinh tế mong muốn*"; đồng thời kiến nghị Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng: "*cho phép dừng công tác chuẩn bị xây dựng Nhà máy Lọc dầu Thành Tuy Hạ, ngoài việc hoàn thiện một số hạng mục đang dở dang*"; và "*sớm quyết định cho lựa chọn một đối tượng hợp tác khác có kỹ thuật tiên tiến và khả năng về vốn để sớm xây dựng nhà máy lọc dầu có hiệu quả ở Việt Nam*".

Trong thời gian chờ quyết định phê duyệt của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Bộ Công nghiệp nặng đã chỉ thị cho Ban Quản lý công trình lọc hóa dầu Thành Tuy Hạ (quý IV năm 1990) tạm ngừng thi công công trình lọc dầu Thành Tuy Hạ hợp tác với Liên Xô. Ban Quản lý công trình cùng các đơn vị thi công hoàn tất một số công việc dở dang, thanh toán các khối lượng hoàn thành và chuẩn bị chuyển sang giai đoạn mới.

Ngày 5-11-1992, Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương đã ký Quyết định số 56/TTg "*đình chỉ xây dựng Nhà máy Lọc dầu Thành Tuy Hạ (theo thiết kế kỹ thuật của Liên Xô) và các công trình phục vụ thi công công trình này*" trên cơ sở đề nghị của Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước, Bộ Xây dựng và Bộ Tài chính. Trong quyết định chính thức đình chỉ công trình xây dựng Nhà máy Lọc dầu Thành Tuy Hạ, Phó Thủ tướng yêu cầu Ban Quản lý công trình và các đơn vị chủ đầu tư của Bộ Xây dựng phải quyết toán toàn bộ vốn đầu tư các công trình và công tác do mình thực hiện; giao cho Bộ Xây dựng chủ trì cùng Ủy ban Kế hoạch Nhà nước, Bộ Tài chính, Ngân hàng Đầu tư và Phát triển, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, Tổng cục Quản lý ruộng đất kiểm tra, đánh giá kết quả đầu tư, lập phương án xử lý trình Thủ tướng Chính phủ xem xét quyết định; khi lập phương án xử lý phải tính đến việc quy hoạch địa điểm này phù hợp với quy hoạch tổng thể khu vực, có thể xem xét khả năng xây dựng khu công nghiệp mới tại đây.

Di sản của Dự án Nhà máy Lọc dầu Thành Tuy Hạ rất lớn. Tài liệu thiết kế nhà máy nặng hơn một tấn sáu. Mặt bằng nhà máy đã được hình thành; nhà ở, nhà làm việc của Ban Quản lý Dự án đã được xây dựng khang trang. Những con đường trải nhựa đầu tiên tại vùng Tuy Hạ, Long Thành, Đồng Nai đã được xây dựng. Phương án cảng, đường ống, mặt bằng nhà máy đã được thể hiện trên bản vẽ thiết kế. Dự án tưởng chừng sẽ được hiện thực hóa một cách nhanh chóng. Thế rồi, lần đầu tiên dự án lọc dầu đã có thể hình dung được hình hài bị dừng lại, chuẩn bị cho một giai đoạn mới đầy cam go và thách thức.

Trong khi đó, để tiếp tục chuẩn bị tiến hành dự án nhà máy lọc dầu đầu tiên ở Việt Nam, ngày 30-1-1991 tại Công văn số 09-TB, Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng thông báo kết luận của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng tại cuộc họp ngày 27-12-1990 về nhà máy lọc dầu như sau (tóm tắt):

(1) Việc xây dựng nhà máy lọc dầu cần được khẩn trương tiến hành, chậm nhất đầu năm 1995 hoàn thành và đưa vào sản xuất.

(2) Giao Bộ Công nghiệp nặng chỉ đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chọn các công ty nước ngoài đã có đủ điều kiện cùng tiến hành làm Luận chứng khả

thi, chọn đối tác hợp tác xây dựng nhà máy lọc dầu với phương châm nhanh, rẻ, công nghệ hiện đại, phù hợp dầu thô Bạch Hổ và có sử dụng dầu thô nước ngoài, hiệu quả cao cho nước ta. Về địa điểm nhà máy không nhất thiết cứ phải ở Thành Tuy Hạ, cần lựa chọn nơi thuận tiện, tính toán hiệu quả cao nhất giữa kinh tế dân sinh và môi trường, có tính đến hóa dầu sau này và các công trình liên quan đến dầu khí khác.

(3) Cho thuê tư vấn quốc tế giúp cho việc phân tích, đánh giá các đề án làm cơ sở chọn đề án tối ưu, cần chú ý nhu cầu trong nước và nhu cầu thị trường khu vực, tỷ lệ góp vốn của nước ta trước mắt không ít hơn 40% và nâng dần lên trên 50%, đồng thời tiếp tục đề cập đến nhà máy thứ hai để thu hút thêm đầu tư.

(4) Giao cho Bộ Công nghiệp nặng cùng các cơ quan giải quyết các vấn đề cụ thể, khi có kết quả báo cáo Thường vụ Hội đồng Bộ trưởng quyết định, chậm nhất là hết quý II năm 1991, kịp khởi công cuối năm 1991.

Khi đó cũng có những ý kiến cho rằng, có thể tiếp tục hoàn thành nhà máy lọc dầu 3 triệu tấn/năm hợp tác với Liên Xô không theo phương thức hiệp định giữa hai chính phủ mà áp dụng phương thức hợp tác trực tiếp công ty với công ty, mua thiết bị, thuê chuyên gia của Nga và thanh toán bằng hàng hóa của Việt Nam, thông qua cơ chế mua-bán và thanh toán qua các công ty thương mại. Công nghệ và thiết bị lọc dầu không sâu của Liên Xô vẫn có thể chấp nhận được, vẫn bảo đảm chất lượng sản phẩm và phát huy hiệu quả kinh tế. Nếu xây dựng nhanh nhà máy lọc dầu 3 triệu tấn/năm từ dầu thô Bạch Hổ sẽ tạo được tiền đề phát triển nhiều ngành khác và mở rộng, hợp tác phát triển công nghiệp hóa dầu với các nước khác sẽ thuận lợi hơn. Nhưng vấn đề quá phức tạp mà hai bên chưa chuẩn bị kịp, nên ý tưởng này không thành. Bên cạnh đó, ngay cả một số người được đào tạo ở Liên Xô trước đây cũng cho là công nghệ lọc dầu của Liên Xô lạc hậu, thiết bị cồng kềnh, kém hiệu quả. Về địa điểm, quan điểm của quan chức Thành phố Hồ Chí Minh vẫn không muốn có nhà máy lọc hóa dầu Thành Tuy Hạ vì ở gần thành phố. Một số người cho rằng, xuất khẩu dầu thô có lợi hơn làm nhà máy lọc dầu. Cũng có ý tưởng muốn đưa nhà máy lọc-hóa dầu ra miền Trung. Tựu trung, đa số có xu thế dừng nhà máy lọc dầu hợp tác với Liên Xô.

Thực hiện ý kiến chỉ đạo của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng tại thông báo nêu trên, ngày 12-2-1991, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã có Công văn số 175/VP-LHD do Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Hiệp ký gửi Ban Quản lý công trình lọc, hóa dầu, Phân viện lọc hóa dầu, Viện Dầu khí, các phòng, ban cơ quan Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam thông báo quyết định của Tổng Giám đốc:

(1) Giao cho Ban Quản lý công trình lọc, hóa dầu thay mặt Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam làm chủ đầu tư công trình nhà máy lọc dầu và nhà máy nhựa đường.

(2) Thành lập tổ chuyên viên giúp Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam nghiên cứu chuẩn bị các bước lập và trình duyệt luận chứng khả thi trong năm 1991.

(3) Tổ chuyên viên do Giám đốc Ban Quản lý công trình Bỳ Văn Tứ làm Tổ trưởng; tổ chuyên viên có 5 nhóm công tác, gồm các chuyên viên, kỹ sư được huy động từ Ban Quản lý công trình lọc, hóa dầu, cơ quan Tổng công ty, Viện Dầu khí, Phân viện lọc, hóa dầu.

Để chuẩn bị lựa chọn tư vấn quốc tế cho đề án lọc dầu theo chỉ đạo của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, ngày 6-3-1991, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã gửi Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum[1] Báo cáo kết quả làm việc với đại diện của tổ chức UNIDO và với đại diện Công ty tư vấn EIL (Engineers India Limited) Ấn Độ; đồng thời kiến nghị Bộ Công nghiệp nặng cho phép tiếp tục đàm phán để đi đến thỏa thuận cuối cùng.

1. Lựa chọn đối tác lập luận chứng khả thi

Từ đầu năm 1990, Bộ Công nghiệp nặng đã chỉ đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiếp xúc, đàm phán với các công ty nước ngoài về hợp tác xây dựng nhà máy lọc dầu. Đến cuối năm 1990, có 17 công ty của các nước Pháp, Nhật Bản, Anh, Hà Lan, Bỉ, Italia, Mỹ, Cộng hòa liên bang Đức gửi chào hàng, cử đại diện đến tìm hiểu tình hình, thảo luận, trình bày các phương án tiền khả thi xây dựng nhà máy lọc dầu. Các đề án của các công ty nước ngoài đều theo hình thức hợp tác liên doanh hoặc bán nhà máy và dàn xếp cho chủ đầu tư vay vốn rồi trả bằng dầu thô và sản phẩm dầu, chưa có đề án đầu tư 100% vốn nước ngoài.

Ngày 2-7-1991, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam báo cáo Bộ Công nghiệp nặng và các cơ quan nhà nước có liên quan kết quả sơ tuyển chọn được 06 nhóm/công ty là: Shell (Hà Lan-Anh), Total (Pháp), Nippon Mining-Sumitomo (Nhật Bản), Citoh-Tomen (Nhật Bản), Nissho-Iwai-JGC (Nhật Bản), Meiwa-Chioda-Mitsubishi (Nhật Bản) để tiếp tục xem xét.

Ngày 26-2-1991, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên đã ban hành Quyết định số 79/DK-TC ngày 26-2-1991 thành lập Công ty Lọc, hóa

1. Công văn số 261/KTĐN ngày 6-3-1991.

dầu trực thuộc Tổng Công ty trên cơ sở Ban Quản lý công trình Khu liên hợp lọc, hóa dầu Thành Tuy Hạ, trụ sở tại Thành phố Hồ Chí Minh.

Ngày 2-4-1991, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng đã ban hành Quyết định số 116/CNNg-XDCB ngày 2-4-1991 thành lập Hội đồng Thẩm tra cấp bộ "Đề án khả thi" công trình nhà máy lọc dầu.

Ngày 13-4-1991, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum đã ký Quyết định số 140/CNNg-XDCB thành lập tổ chuyên viên tư vấn giúp việc cho Hội đồng Thẩm tra "Đề án khả thi" công trình nhà máy lọc dầu, gồm (i) Tổ công nghệ lọc dầu do Giám đốc Công ty Lọc, hóa dầu làm tổ trưởng; (ii) Tổ xây dựng, địa điểm do Vụ trưởng Vụ Đầu tư - Xây dựng cơ bản làm tổ trưởng; (iii) Tổ kinh tế do Viện trưởng Viện Nghiên cứu kinh tế làm tổ trưởng.

Theo nội dung Thông báo 09/TB-VPCP ngày 30-1-1991 của Văn phòng Chính phủ, công tác khảo sát phải được tiến hành hết sức chi tiết; việc đánh giá các địa điểm phải trên cơ sở các tiêu chí kinh tế-kỹ thuật (cả định tính và định lượng) về diện tích, giải phóng mặt bằng, san lấp, điều kiện xây dựng cảng nước sâu, khoảng cách đến thị trường tiêu thụ sản phẩm, hạ tầng điện, nước và các vấn đề xã hội khác, v.v.. Tiêu chí về trọng tải tàu nhập dầu thô và phân phối sản phẩm được hết sức lưu ý. Do Nhà nước đã có quy định mới và rất khắt khe về tiêu chuẩn môi trường và chất lượng sản phẩm, nên đòi hỏi phải áp dụng công nghệ chế biến sâu với chi phí cao, do vậy công suất nhà máy phải đủ lớn mới có hiệu quả. Hơn nữa, để phù hợp với điều kiện địa lý và nhu cầu về tiêu thụ thực tế về sản phẩm dầu của các vùng miền của Việt Nam, vấn đề trọng tải tàu liên quan đến cảng nước sâu gần như là tiền đề quyết định cho việc lựa chọn địa điểm xây dựng nhà máy lọc dầu đầu tiên. Vì thế, địa điểm khả dĩ có thể xây dựng nhà máy lọc, hóa dầu ở Việt Nam sẽ bị giới hạn trong một số ít địa điểm có mặt bằng đủ rộng và gần cảng nước sâu.

Kết quả xem xét, phân tích và đánh giá các hồ sơ của 06 luận chứng khả thi nêu trên của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã được báo cáo lên Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Bộ Công nghiệp nặng và các bộ, ngành liên quan. Trên cơ sở báo cáo của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam ngày 11-7-1991 gửi Bộ Công nghiệp nặng cho thấy: các bản luận chứng đều chọn khu vực hạ lưu sông Thị Vải và các khu đất bạc màu phía Tây và Tây Bắc núi Ông Trịnh thuộc xã Mỹ Xuân, huyện Châu Thành, tỉnh Đồng Nai; các công ty nước ngoài cho rằng vị trí này đủ điều kiện cho việc xây dựng cảng và nhà máy lọc dầu.

Kết quả đánh giá tổng thể đã được báo cáo tại Công văn số 1677/DK-LHD ngày 27-7-1991. Trong số 06 công ty chào đề án khả thi, thì 02 công ty Shell và Total có đề án được đánh giá trội hơn, phù hợp với điều kiện và tiêu chuẩn đã được đặt ra. Sau đó, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam còn tiếp tục có nhiều tờ trình, báo cáo và công văn gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Bộ Công nghiệp nặng và các bộ, ngành liên quan về Đề án nhà máy lọc dầu[1]. Đặc biệt, ngày 15-4-1992, tại Công văn số 532/DK-LHD Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo làm rõ một số điểm liên quan đến việc triển khai đề án.

Nội dung Công văn số 532/DK-LHD được lược trích như sau:

(1) Tình hình khu vực châu Á-Thái Bình Dương hiện nay và cho tới năm 2000 ngày càng thiếu dầu trầm trọng. Theo tài liệu của UNIDO, vùng này phải nhập khẩu dầu thô và sản phẩm dầu mỗi ngày một nhiều: năm 1990 nhập khẩu 5,59 triệu thùng/ngày, chiếm 48,66% nhu cầu tiêu thụ; năm 1995 dự kiến nhập 7,5 triệu thùng/ngày, chiếm 60,6%; và năm 2000 nhập 8,9 triệu thùng/ngày, chiếm 62% nhu cầu. Phần lớn số dầu thô và sản phẩm nhập từ Trung Đông. Trong hoàn cảnh đó Việt Nam xuất khẩu dầu thô thì dễ, nhưng nhập sản phẩm sẽ ngày càng khó khăn và đắt đỏ.

(2) Khu vực châu Á-Thái Bình Dương hiện nay và thời gian tới là vùng có tốc độ phát triển kinh tế, có mức tiêu thụ sản phẩm dầu tăng nhanh nhất thế giới. Do đó, việc mở rộng và xây dựng thêm các nhà máy lọc dầu ở khu vực này đang có chiều hướng tăng…

(3) Nếu Việt Nam kéo dài mãi tình trạng xuất khẩu toàn bộ dầu thô và nhập khẩu sản phẩm sẽ càng ngày càng thua thiệt. Tính trung bình cứ xuất 1 tấn dầu thô để nhập về 1 tấn sản phẩm dầu thì phải bù thêm 30-40 USD. Đó là chưa kể những thiệt hại do nhập khẩu bị động, cung ứng không đảm bảo, chất lượng sản phẩm nhập khẩu không phù hợp gây ra hư hại xe cộ, máy móc thiết bị, độc hại… Việc xuất dầu thô, nhập sản phẩm làm đất nước thiệt hàng trăm triệu đôla Mỹ mỗi năm. Vì lợi ích chung của nền kinh tế đất nước và xã hội, cần làm nhà máy lọc dầu càng sớm càng tốt.

(4) Về tiến độ và thời cơ xây dựng nhà máy lọc dầu, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đề xuất:

- Để hoàn thành xây dựng nhà máy lọc dầu và đưa vào sản xuất năm 1996 thì hiện nay không còn kịp nữa.

- Chỉ có thể chuẩn bị khẩn trương ngay từ bây giờ để đến năm 1997 đưa nhà máy vào sản xuất.

1. Tờ trình số 141/DK-LHD ngày 25-1-1992; Công văn số 317/XDCB ngày 27-2-1992.

…

- Như vậy, ta không nên trông chờ Mỹ bỏ cấm vận mới triển khai xây dựng nhà máy lọc dầu. Ta chủ động tích cực tiến hành công việc thì khi Mỹ bỏ cấm vận sẽ thuận lợi hơn.

- Hiện nay đang là thời cơ tốt để làm nhà máy lọc dầu. Nếu kéo dài, để lâu hơn sẽ mất cơ hội và giá cả sẽ ngày càng cao hơn.

(5) Hội đồng Thẩm định dự án nhà máy lọc dầu cũng như Bộ Công nghiệp nặng và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đều thống nhất đánh giá trong số 6 đề án lọc dầu, có hai đề án của Công ty Total (Pháp) và Công ty Shell (Hà Lan-Anh) là trội hơn.

Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam cũng đã kiến nghị Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng "cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiếp tục tiếp xúc với hai công ty này thảo luận làm rõ hơn về phương án tài chính, phương thức hợp tác để đi đến so sánh, kết luận và báo cáo Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng quyết định chọn một công ty. Từ nay đến tháng 6-1992 sẽ hoàn thành công việc này để còn xúc tiến các việc tiếp theo"[1].

Để thẩm tra các luận chứng khả thi do các công ty nước ngoài lập đối với Đề án nhà máy lọc dầu, đồng thời giúp Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng giải quyết các kiến nghị của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, Hội đồng Thẩm tra luận chứng khả thi cấp Nhà nước về dự án đầu tư lọc dầu, đã tiến hành họp phiên đầu tiên[2]. Ngoài việc nghiên cứu xem xét các hồ sơ tài liệu, nghe đại diện các bên có liên quan báo cáo giải trình bổ sung, Hội đồng Thẩm tra cũng đã quyết định tổ chức các đợt khảo sát lựa chọn địa điểm có điều kiện thuận lợi cho việc xây dựng nhà máy lọc dầu.

2. Tổ hợp Total được lựa chọn với địa điểm tại Đầm Môn, vịnh Vân Phong, Khánh Hòa

Các đợt khảo sát lựa chọn địa điểm nhà máy lọc dầu được bắt đầu từ tháng 11-1991. Việc khảo sát đã được tiến hành ở hầu hết các khu vực dọc bờ biển Việt Nam, tại các địa điểm: Mỹ Xuân, Thị Vải (Đồng Nai); Hàm Tân-La Gi, Kè Gà, Mũi Né, Cà Ná, Mũi Dinh, Hòn Đỏ, Hòn Chồng (Bình Thuận và Ninh Thuận);

1. Công văn số 532/DK-LHD của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng và Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng về việc triển khai Đề án nhà máy lọc dầu.
2. Công văn số 39/UBXDCB ngày 17-7-1991 của ông Đỗ Quốc Sam, Phó Chủ nhiệm thứ nhất Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước, quyền Chủ tịch Ủy ban Thẩm tra gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng và các bộ, ngành có liên quan.

Cam Ranh, Vân Phong (Khánh Hoà); Vũng Rô, Phú Hạnh, vịnh Xuân Đài (Phú Yên); Liên Chiểu (Quảng Nam-Đà Nẵng); Dung Quất (Quảng Ngãi) và Nghi Sơn (Thanh Hoá). Qua đánh giá sơ bộ, Vân Phong và Cam Ranh đã được chọn là hai địa điểm có thể xây dựng nhà máy lọc dầu đầu tiên. Tuy nhiên, do vẫn còn nhiều ý kiến khác nhau nên tháng 8-1992, theo chỉ thị của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt, việc khảo sát lựa chọn địa điểm xây dựng nhà máy lọc dầu được tiếp tục và qua kết quả nghiên cứu, khảo sát đã đi đến kết luận khu vực Đầm Môn (thuộc vịnh Vân Phong) là nơi thích hợp nhất để xây dựng nhà máy lọc dầu vì đáp ứng được các yêu cầu về địa điểm, các tiêu chí kỹ thuật của nhà máy, đặc biệt có cảng biển nước sâu cho tàu chở dầu thô cỡ lớn, có mặt bằng xây dựng rộng, gần nguồn nguyên liệu và tiêu thụ sản phẩm, giá thành xây dựng rẻ.

Ngày 2-2-1994, Thủ tướng Chính phủ đã có Văn bản số 559/KTN giao Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tham gia góp vốn 30% cùng các đối tác nước ngoài đang theo đuổi dự án là Công ty Total (Pháp) góp vốn 40%; Công ty dầu khí Đài Loan CPC và Công ty tài chính - CIDC (Đài Loan) góp vốn 30% để lập báo cáo nghiên cứu khả thi chi tiết Nhà máy Lọc dầu số 1 tại vịnh Đầm Môn, Vân Phong, Khánh Hòa.

Đoàn khảo sát lựa chọn địa điểm xây dựng nhà máy lọc dầu tại vịnh Vân Phong, Khánh Hòa, năm 1991 (người đứng thứ 2, từ bên trái, là ông Bỳ Văn Tứ, Giám đốc Ban Quản lý công trình Lọc, hóa dầu Thành Tuy Hạ)

Để tiếp tục các hoạt động tiến tới xây dựng nhà máy lọc dầu đầu tiên, đồng thời tiến hành công tác thanh lý và quyết toán công trình Thành Tuy Hạ, ngày 2-10-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng đã ký Quyết định số 1216/TCCB-ĐT thành lập (lại) Công ty Lọc, hóa dầu trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trên cơ sở Ban Quản lý công trình lọc, hóa dầu Thành Tuy Hạ, có tư cách pháp nhân, có con dấu riêng, có trụ sở tại Thành phố Hồ Chí Minh, được mở tài khoản bằng tiền Việt Nam và ngoại tệ tại Ngân hàng Nhà nước, có chi nhánh tại Hà Nội, Vũng Tàu và được mở chi nhánh hoặc văn phòng đại diện ở một số tỉnh và thành phố khác khi cần thiết. Công ty có nhiệm vụ sản xuất, kinh doanh dịch vụ liên quan đến lĩnh vực lọc, hóa dầu, được liên doanh liên kết với các tổ chức kinh tế khác trong và ngoài nước, hạch toán kinh tế độc lập nằm trong hệ thống quản lý thống nhất của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, có trách nhiệm kế thừa toàn bộ cơ sở vật chất, vốn, tài sản, nhân lực của Ban Quản lý công trình Thành Tuy Hạ và tất cả những vấn đề liên quan đến việc quyết toán công trình này. Công ty Lọc, hóa dầu là đơn vị chủ lực tham gia các công việc liên quan đến dự án Nhà máy Lọc dầu số 1, mà công việc trước mắt là tìm địa điểm cho dự án. Trong số 96 cán bộ công nhân viên của Ban Quản lý, đa số ở lại Công ty Lọc, hóa dầu tham gia việc quyết toán và xử lý chỉ tồn, tổ chức sản xuất phụ để lo đời sống như lập xưởng may gia công xuất khẩu, làm lò gạch, dịch vụ xây lắp, vận chuyển lương thực…, một số tham gia tiếp tục việc chuẩn bị đầu tư dự án mới, còn một số chuyển công tác đến các đơn vị khác trong ngành Dầu khí, một số chuyển sang ngành khác. Hoàn cảnh của hơn 2 nghìn cán bộ công nhân của các đơn vị thi công thuộc Bộ Xây dựng còn khó khăn hơn: không có việc làm, không có lương, nhiều người rơi vào cảnh khốn khổ, nhất là không biết tương lai ra sao. Tình trạng này sau nhiều năm mới được cải thiện.

Hoạt động của Công ty Total (Pháp) luôn dựa trên sự "tiết kiệm" đến mức thái quá trong hoạt động và thực thi dự án, biểu hiện qua việc: (i) lập dự án kinh tế - kỹ thuật (DFS) hai bước, bước 1: chọn địa điểm, nếu chứng minh được hiệu quả kinh tế-kỹ thuật thì mới thực hiện bước 2 cho toàn bộ dự án; (ii) chưa thành lập công ty liên doanh ngay mà chỉ thành lập đội dự án (Task Force) do Công ty Total đứng đầu, ba bên khác làm phó, ai ở bên nào vẫn hưởng lương của bên đó. Vì thế, tiết kiệm được chi phí hoạt động rất nhiều.

Triển khai quyết định của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và tổ hợp các công ty Total, CPC và CIDC đã tiến hành đàm phán. Sau một thời gian đàm phán tại Hà Nội, đại diện các bên liên quan đã tiến hành ký kết thỏa thuận nguyên tắc – HOA (Head of Agreement) về việc lập báo cáo khả thi chi tiết xây dựng nhà máy lọc dầu tại vịnh Vân Phong. Căn cứ thỏa thuận nguyên tắc, ngoài vịnh Vân Phong là địa điểm cơ sở, các bên đối tác nước ngoài sẽ tiến hành khảo sát một số địa điểm khác để lấy số liệu so sánh với địa điểm cơ sở. Kết

quả sau khi khảo sát, tính toán và so sánh, tổ hợp Total, CPC và CIDC đã xếp địa điểm đảo Long Sơn, tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu tốt hơn địa điểm ở vịnh Vân Phong.

Trong báo cáo trình Thủ tướng Chính phủ ngày 3-6-1994, qua so sánh giữa hai địa điểm Vân Phong (Khánh Hoà) và Long Sơn (Bà Rịa-Vũng Tàu), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng đã kiến nghị đặt Nhà máy Lọc dầu số 1 tại Long Sơn mặc dù vốn đầu tư được dự kiến đắt hơn 78 triệu USD so với Vân Phong do vận chuyển dầu thô và sản phẩm (liên quan chủ yếu đến vốn đầu tư xây cầu tàu và lạo vét luồn lạch dài), nhưng địa điểm này có nhiều ưu thế hơn về các tiêu chí khác, đặc biệt gần các hộ tiêu thụ lớn và có sẵn các cơ sở hạ tầng, điều kiện thuận lợi phục vụ thi công và vận hành nhà máy. Đối tác Total hết sức kiên trì ý kiến xây dựng nhà máy tại Long Sơn, địa điểm được coi là rất lý tưởng về phương diện tiếp cận với nguồn dầu thô, đặc biệt là hệ thống phân phối sản phẩm và thị trường phía Nam lớn nhất nước. Total cho rằng, nếu xây dựng nhà máy lọc dầu tại Long Sơn thì nhà máy này sẽ có sức cạnh tranh ngang với các nhà máy tại Xingapo (bán sản phẩm với giá ngang giá FOB tại Xingapo).

> Lãnh đạo tỉnh Khánh Hòa đã rất nhiệt tình hỗ trợ việc khảo sát địa điểm Vân Phong để xây dựng nhà máy lọc dầu. Tuy nhiên, địa điểm Vân Phong lại được coi là nơi đầu tư lý tưởng cho hoạt động du lịch. Đã có ý kiến cho rằng, cảnh quan thiên nhiên của Vân Phong thì hàng nghìn tỷ đôla cũng không tạo ra được, còn lợi ích kinh tế-xã hội của nhà máy lọc dầu thì chỉ tính đến hàng chục tỷ đôla là cùng. Cho nên không nên xây dựng nhà máy lọc dầu ở đây mà phải dành cho hoạt động du lịch.

Từ tình hình trên, để có quyết định cuối cùng về lựa chọn địa điểm xây dựng nhà máy lọc dầu gắn với việc xây dựng một khu công nghiệp tập trung và phát triển đô thị, trong các ngày 14-9-1994 và 23-9-1994, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành các văn bản về việc thành lập đoàn công tác liên ngành do Bộ Xây dựng chủ trì để nghiên cứu, báo cáo Thủ tướng các phương án chọn địa điểm nhà máy lọc dầu (các Công văn số 118/TB và số 5301/KTN của Văn phòng Chính phủ).

Căn cứ quyết định của Thủ tướng Chính phủ, trong một thời gian rất ngắn, khoảng 2 tháng, với tinh thần khẩn trương, Bộ Xây dựng đã phối hợp với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các bộ, ngành: Giao thông vận tải; Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước; Thuỷ lợi; Thương mại; Tổng cục Du lịch; Khoa học, công nghệ và Môi trường; Quốc phòng; Tài chính và Văn phòng Chính phủ tiến hành công tác nghiên cứu, khảo sát và lựa chọn địa điểm. Việc lựa chọn địa điểm xây dựng nhà máy được thực hiện theo các mục tiêu:

- Xuất phát từ yêu cầu tổng hợp của nhà máy lọc dầu cũng như các điều kiện liên quan khác, đề xuất một số địa điểm hợp lý nhất để có thể lựa chọn xây dựng Nhà máy Lọc dầu số 1 và 2 ở Việt Nam.

- Tạo điều kiện tốt nhất để xây dựng một ngành công nghiệp mũi nhọn quan trọng đầu tiên ở Việt Nam, góp phần thực hiện tốt nhất chủ trương công nghiệp hóa do Đại hội VII và công nghiệp hóa, hiện đại hoá đất nước do Hội nghị giữa nhiệm kỳ khóa VII của Đảng đã đề ra.

- Đóng góp trực tiếp nhất trong việc làm tăng trưởng nhanh chóng tổng thu nhập quốc nội cho cả nước và đặc biệt là cho khu vực miền Trung và Tây Nguyên đang là khu vực có GDP thấp nhất trong cả nước,...

Xuất phát từ các nhiệm vụ, mục tiêu nêu trên, việc nghiên cứu lựa chọn địa điểm đã được thực hiện theo các quan điểm:

- Việc lựa chọn địa điểm nhà máy lọc dầu phải đồng bộ và toàn diện, yêu cầu địa điểm cho việc xây dựng nhà máy lọc dầu phải được đặt ra nhiều mặt để bảo đảm từ nguyên liệu, vận hành, sản xuất, tiêu thụ,... đều đạt hiệu quả cao nhất. Những yêu cầu đó gắn mật thiết không những với việc lựa chọn công nghệ xây dựng, công nghệ sản xuất mà còn cả với các yếu tố kết cấu hạ tầng trong và ngoài nhà máy. Mặt khác, việc lựa chọn địa điểm nhà máy phải được xem xét một cách toàn diện gắn với nhiều chiến lược phát triển quốc gia khác như kinh tế - xã hội, phát triển đô thị và kết cấu hạ tầng, sự phát triển cân bằng đồng đều giữa các vùng lãnh thổ, công nghiệp hóa, hiện đại hóa, bảo vệ sinh thái và môi trường,...

- Địa điểm nhà máy lọc dầu không những thỏa mãn được các yêu cầu xây dựng trước mắt của riêng nhà máy lọc dầu mà còn đáp ứng các yêu cầu phát triển lâu dài của một khu công nghiệp tập trung, của một đô thị có quy mô thích hợp và có mạng lưới kết cấu hạ tầng tương xứng,...

- Những yếu tố đưa ra so sánh phải hết sức khoa học, khách quan để bảo đảm kết quả lựa chọn cuối cùng là chính xác nhất.

Từ các mục tiêu và quan điểm nêu trên, đoàn công tác liên ngành đã đưa ra các tiêu chí lựa chọn theo nhóm vĩ mô, bao gồm các nội dung mang tính chiến lược quốc gia của Đảng, Nhà nước về phát triển kinh tế - xã hội, công nghiệp hóa và phân bố công nghiệp, phát triển đô thị, kết cấu hạ tầng, bảo vệ môi trường và nhóm các tiêu chí cụ thể, bao gồm các nội dung về tự nhiên, kinh tế, kỹ thuật,

trong đó tiêu chí quan trọng quyết định hàng đầu là chọn vị trí cảng biển nước sâu, đảm bảo tàu dầu có tải trọng lớn có thể ra vào được dễ dàng, luồng lạch tương đối ổn định, khai thác thuận lợi và xây dựng cảng với giá thành hạ.

Căn cứ vào các tiêu chí như đã trình bày trên, đoàn công tác đã lựa chọn 5 địa điểm để nghiên cứu, xem xét là:

- Khu vực Nghi Sơn (tỉnh Thanh Hóa): nằm trên bờ biển phía nam tỉnh Thanh Hóa. Cảng Nghi Sơn có mớn nước sâu sát bờ từ 11 tới 16 m, có khả năng cho tàu sản phẩm từ 1 đến 3 vạn tấn ra vào. Ở vùng biển phía Đông quanh đảo Hòn Mê cách bờ 12 km có độ sâu 20-22 m, có khả năng nhận tàu chở dầu thô có tải trọng trên 10 vạn tấn.

- Khu vực Hòn La (tỉnh Quảng Bình): nằm ở chân Đèo Ngang, cực Bắc tỉnh Quảng Bình. Đảo Hòn La gồm 3 đảo con hợp lại là Hòn La, Hòn Cọ và Hòn Chùa tạo thành vũng tự nhiên rộng 4 km^2, có độ sâu mớn nước khoảng từ 3 đến 10 m, có khả năng cho tàu chở sản phẩm có tải trọng từ 3 đến 5 vạn tấn ra vào được.

- Khu vực Dung Quất (tỉnh Quảng Ngãi): nằm ở phía đông bắc tỉnh Quảng Ngãi, vũng Dung Quất có hai vịnh: vịnh nhỏ từ sông Trà Bồng đến mũi núi Co Co về phía bắc, dài khoảng 4 km; vịnh nhỏ có thể đặt nhà máy lọc dầu. Vịnh lớn có nhiều tiềm năng để bố trí một khu cảng tổng hợp có công suất trên 60 triệu tấn/năm. Cảng Dung Quất nằm trong hệ thống cảng lớn nhất của miền Trung. Trong tương lai, với tiềm năng của nó, có thể tiếp nhận xuất nhập khẩu không những cho miền Trung mà còn cho khu vực Tây Nguyên, Lào và Đông Bắc Thái Lan. Riêng tại địa điểm Dung Quất, với chiến lược trong tương lai có thể hình thành một khu công nghiệp tập trung với quy mô khá lớn như công nghiệp lọc hóa dầu, luyện cán thép, khai thác chế biến nông, lâm sản, công nghiệp tiêu dùng trong nước và xuất khẩu,... đồng thời hình thành một khu đô thị với quy mô dân số khoảng 12-15 vạn dân.

- Khu vực Vân Phong (tỉnh Khánh Hòa): là một bán đảo nằm ở phía đông bắc tỉnh Khánh Hòa được cấu tạo bởi các dãy núi Hòn Gốm, Hòn Lớn, Hòn Nhạn có diện tích hàng nghìn km^2.

- Khu vực Long Sơn (tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu): là một hòn đảo nằm phía tây bắc thành phố Vũng Tàu bên bờ vịnh Gành Rái, cách quốc lộ 51 khoảng 5 km.

Sau khi nghiên cứu, so sánh các địa điểm nêu trên, đoàn công tác cho rằng, nếu chấm điểm một cách tổng thể thì Long Sơn và Vân Phong có trội hơn các

Khảo sát xác định địa điểm Nhà máy Lọc dầu số 1 tại Dung Quất, huyện Bình Sơn, tỉnh Quảng Ngãi

vị trí khác. Long Sơn có ưu điểm là gần thị trường tiêu thụ, gần nguồn dầu thô, nhưng không thuận lợi về cảng nhập dầu...; Vân Phong có cảng nước sâu, mặc dù có phần xa thị trường và nguồn dầu thô... Tuy nhiên, vào thời điểm đó hai địa điểm này đã được Chính phủ cân nhắc để dành cho các dự án trong các lĩnh vực khác* (Long Sơn dành để phát triển công nghiệp hóa dầu chủ yếu từ khí, Vân Phong dành cho du lịch). Vì vậy, trong các địa điểm còn lại (Dung Quất, Hòn La và Nghi Sơn) thì Dung Quất được coi là trội hơn cả. Dung Quất có cảng nước sâu, có sân bay Chu Lai, gần quốc lộ số 1 và hệ thống đường sắt xuyên quốc gia, tuyến đường điện 110 KV, có nguồn nước dồi dào, có quỹ đất phi nông nghiệp dành cho xây dựng thuận lợi, gần thị xã Quảng Ngãi,... Với những điều kiện thuận lợi đó, Dung Quất không chỉ đáp ứng yêu cầu xây dựng nhà máy lọc dầu mà còn có thể xây dựng một khu công nghiệp tập trung gồm có các nhà máy lọc, hoá dầu, nhà máy luyện cán thép, các xí nghiệp công nghiệp khác,... Đồng thời, cùng với khu công nghiệp tập trung này sẽ hình thành một khu đô thị Vạn Tường mang tính chất tạo vùng, làm động lực, mũi

*. Được thể hiện trong các quyết định của Thủ tướng Chính phủ cuối năm 1994 sẽ dẫn ra dưới đây.

nhọn phát triển, đột phá mạnh mẽ không những cho tỉnh Quảng Ngãi mà còn cho cả khu vực miền Trung và Tây Nguyên, góp phần thực hiện sớm hơn, với tốc độ nhanh hơn, quá trình đô thị hóa và chiến lược phát triển đô thị quốc gia ở miền Trung. Mặt khác, Dung Quất được phát triển với quy mô nêu trên sẽ mở ra một cục diện mới về đầu mối quan hệ giao lưu quốc tế giữa Việt Nam (nhất là khu vực miền Trung) với các nước trong khu vực Đông Nam Á, trước hết là Lào, Campuchia và Đông Bắc Thái Lan. Đây cũng là yếu tố tác động mạnh và tạo tiền đề cho sự hợp tác phát triển ngày càng to lớn đối với khu vực miền Trung và của cả nước.

Trên cơ sở các nghiên cứu, phân tích đầy đủ và toàn diện các số liệu và thực trạng theo tiêu chí đặt ra, ngày 28-10-1994, Bộ trưởng Bộ Xây dựng Ngô Xuân Lộc thay mặt đoàn công tác liên ngành đã có các Tờ trình số 145/BXD-QH và 146/BXD-QH của Bộ Xây dựng gửi Thủ tướng Chính phủ về báo cáo lựa chọn địa điểm xây dựng nhà máy lọc dầu và kiến nghị chọn Dung Quất thuộc tỉnh Quảng Ngãi làm địa điểm xây dựng Nhà máy Lọc dầu số 1 của Việt Nam. Ngày 29-10-2004, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng có Công văn số 3113/DK-CBDK báo cáo Thủ tướng Chính phủ về chọn Dung Quất làm địa điểm đặt nhà máy lọc dầu. Báo cáo của đoàn công tác đã được trình bày và thảo luận sôi nổi tại Văn phòng Chính phủ. Trước đó, ngày 19-9-1994, Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt đã trực tiếp đi thị sát khu vực vịnh Dung Quất và thấy rằng, Dung Quất là địa điểm thích hợp để xây dựng nhà máy lọc dầu đầu tiên của Việt Nam, vì việc xây dựng nhà máy lọc dầu đầu tiên ở Dung Quất không chỉ có ý nghĩa quan trọng về phát triển kinh tế khu vực và đất nước mà còn có ý nghĩa rất lớn về chính trị-xã hội. Thủ tướng Chính phủ cũng đã chỉ thị cho các bộ, ngành liên quan phối hợp với Uỷ ban nhân dân tỉnh Quảng Ngãi và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiếp tục khảo sát và lập quy hoạch khu công nghiệp tập trung tại Quảng Ngãi trong đó có Nhà máy Lọc dầu số 1 và Cảng nước sâu Dung Quất (về sau là Khu kinh tế Dung Quất). Sau khi họp với các ngành và địa phương về quy hoạch kinh tế trọng điểm khu vực miền Trung và nhà máy lọc dầu, ngày 30-10-1994, Thủ tướng Chính phủ đã ra quyết định về địa điểm nhà máy lọc dầu và quy hoạch khu kinh tế trọng điểm miền Trung (Quyết định số 658/TTg ngày 9-11-1994), theo đó:

+ Sẽ không xây dựng các nhà máy lọc dầu (kể cả nhà máy có công suất nhỏ) ở khu vực từ Thành phố Hồ Chí Minh đến Bà Rịa - Vũng Tàu và ở vịnh Vân Phong (tỉnh Khánh Hòa).

+ Giao Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cùng với các đối tác nước ngoài lập báo cáo khả thi chi tiết Nhà máy Lọc dầu số 1 tại Dung Quất (tỉnh Quảng Ngãi) vì địa điểm này có nhiều ưu thế về cảng, cơ sở hạ tầng trong vùng phụ cận,... như trong báo cáo của Bộ Xây dựng đã nêu. Quyết định của Thủ tướng Chính phủ cũng nêu rõ: trong quá trình triển khai, nếu Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và đối tác nước ngoài phát hiện địa điểm mới, có lợi thế hơn Dung Quất thì kịp thời báo cáo Thủ tướng Chính phủ.

Căn cứ quyết định của Thủ tướng Chính phủ, từ cuối năm 1994, việc lập luận chứng kinh tế - kỹ thuật xây dựng nhà máy lọc dầu đã được tổ hợp gồm Petrovietnam, Total, CPC và CIDC triển khai thực hiện trên cơ sở địa điểm xây dựng nhà máy lọc dầu được chọn tại Dung Quất. Sau khi hoàn thành phần 1 của báo cáo nghiên cứu khả thi về địa điểm xây dựng nhà máy lọc dầu, các đối tác cho rằng địa điểm Dung Quất không mang lại hiệu quả mong muốn cho nhà đầu tư do phải đầu tư cho cơ sở hạ tầng ban đầu quá nhiều (khoảng trên 400 triệu USD) và không thuận lợi về mặt thị trường (trên 80% sản phẩm phải được tiêu thụ ở thị trường miền Nam và miền Bắc). Các đối tác đề nghị Nhà nước dành cho một số ưu đãi như: (i) đầu tư hạ tầng ngoài hàng rào; (ii) cho phép phân phối sản phẩm trên thị trường nội địa; (iii) ưu tiên giảm thuế trong một thời gian nhất định; (iv) cho phép xác định giá sản phẩm mềm dẻo trên cơ sở cơ chế cạnh tranh với giá nhập khẩu. Những đề nghị này đã không được Chính phủ Việt Nam chấp thuận. Công ty Total và các đối tác đề nghị nên chuyển địa điểm nhà máy về Vân Phong, Khánh Hoà. Kiến nghị này cũng không được Chính phủ Việt Nam chấp thuận vì Vân Phong đã được đưa vào quy hoạch khu du lịch sinh thái, do đó tháng 9-1995, Total đã chính thức xin rút khỏi dự án.

> Sau khi có quyết định của Chính phủ Việt Nam, Công ty Total có một lá thư gửi Tổng Bí thư Đỗ Mười, Chủ tịch Quốc hội và Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt, trong đó qua phân tích, đánh giá, đề nghị được chuyển địa điểm nhà máy lọc dầu về Long Sơn và hứa sẽ chi cho miền Trung 20 triệu USD để miền Trung phát triển công nghiệp nhẹ và các dự án khác. Đề nghị trên không được chấp nhận[1].

1. Theo lời kể của ông Nguyễn Mậu Phương, cán bộ Công ty Lọc, hóa dầu, Đội phó Đội dự án, về sau chuyển lên công tác tại Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và có thời gian biệt phái lên Vụ Dầu khí, Văn phòng Chính phủ. Ý kiến "hỗ trợ tiền cho miền Trung" về sau cũng được một vài đại biểu Quốc hội khóa X đề xuất khi thảo luận dự án lọc dầu Dung Quất để bảo vệ ý kiến không tán thành địa điểm Dung Quất.

3. Tổ hợp LG được lựa chọn với địa điểm tại Dung Quất, Bình Sơn, Quảng Ngãi

Sau khi Công ty Total rút khỏi dự án, với quyết tâm xây dựng nhà máy lọc dầu tại Dung Quất, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã mời các đối tác khác vào tham gia dự án. Trong 2 ngày 20 và 24-10-1995, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã gửi thư, bản hướng dẫn đầu bài và tóm tắt tình hình của Dự án Nhà máy lọc dầu số 1 cho 38 công ty/tổ hợp dầu khí nước ngoài có quan tâm đến việc tham gia xây dựng nhà máy lọc dầu ở Việt Nam, mời họ tham gia vào việc tiếp tục triển khai Dự án Nhà máy lọc dầu số 1. Theo tiến độ đề ra, đến ngày 3-11-1995 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã nhận được trả lời của 32 công ty và tổ hợp, trong số đó có 6 công ty nộp dự án theo yêu cầu của thư mời và bản hướng dẫn đầu bài. Trong số các công ty/nhóm đã nộp dự án có LG (Hàn Quốc), Petronas (Malaixia) - Conoco (Mỹ), Mitsubishi Oil (Nhật Bản), Daewoo (Hàn Quốc) là các công ty và tổ hợp có các dự án tương đối chi tiết. Theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ trong cuộc họp ngày 19-12-1995 về việc lựa chọn đối tác cho Dự án Nhà máy lọc dầu số 1, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thông báo cho Tập đoàn LG, Petronas/Conoco và hai công ty Đài Loan là CPC và CIDC về việc họ được chọn làm đối tác của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong Dự án Nhà máy lọc dầu số 1 tại Dung Quất theo các điều kiện mà Tổng công ty Dầu khí Việt Nam yêu cầu. Ngày 25-12-1995, các công ty và tổ hợp này đã gửi điện cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam khẳng định việc họ tiếp tục tham gia vào dự án. Trong thời gian từ ngày 26-12-1995 đến ngày 6-1-1996, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành thảo luận với các công ty LG, Petronas và CPC về việc thành lập tổ hợp mới và tổ chức triển khai việc lập luận chứng khả thi chi tiết giai đoạn 2. Đến 12 giờ ngày 6-1-1996, các công ty trên đã có điện khẳng định chấp nhận ý kiến của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về tỷ lệ tham gia trong tổ hợp: Petrovietnam: 30%; nhóm LG (gồm LG, Ngân hàng Phát triển Hàn Quốc - KDB và Công ty Stone Webster/Mỹ): 30%; nhóm Petronas/Conoco: 30%; nhóm 02 công ty Đài Loan là CPC và CIDC: 10%. Như vậy, trong tổ hợp liên doanh xây dựng Nhà máy Lọc dầu số 1 sẽ có 03 đối tác chính. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giữ vai trò điều hành (leading) dự án, ít nhất trong giai đoạn hoàn thành luận chứng khả thi[1]. Đề xuất trên của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận.

1. Công văn số 3188/HĐQT-CBDK/m của Chủ tịch Hội đồng Quản trị, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Tế báo cáo Thủ tướng Chính phủ về tình hình lựa chọn đối tác cho đề án Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất và Công văn số 71/DK-CBDK ngày 6-1-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ báo cáo về việc chọn đối tác cho Nhà máy Lọc dầu số 1.

Ngày 15-2-1996, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các đối tác nước ngoài đã ký tắt thỏa thuận lập luận chứng khả thi chi tiết Nhà máy Lọc dầu số 1. Ngày 5-3-1996, lễ ký chính thức thỏa thuận lập luận chứng khả thi chi tiết Nhà máy Lọc dầu số 1 được tiến hành. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cử ông Bỳ Văn Tứ, Phó Giám đốc Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu (PVPDC) và một số cán bộ thuộc PVPDC cũng như thuộc các phòng, ban của Petrovietnam tham gia đội dự án (Project Team); ông Bỳ Văn Tứ làm Đội phó đội dự án.

Trong thời gian từ ngày 15-2-1996 đến cuối tháng 11-1996, đội dự án của tổ hợp do một người Mỹ làm việc cho LG đứng đầu đã hoàn thành việc lập báo cáo nghiên cứu khả thi chi tiết với sự tham gia của các công ty tư vấn: Foster Wheeler về phần kỹ thuật, Fluor Daniel về cảng biển, Barclays về tài chính và White & Case về pháp lý. Bộ Kế hoạch và Đầu tư cùng các bộ, ngành liên quan đã tích cực hỗ trợ và tham gia cùng Petrovietnam trong quá trình xây dựng luận chứng khả thi. Theo đầu bài, Nhà máy Lọc dầu số 1 được xây dựng tại Dung Quất, thuộc địa bàn hai xã Bình Trị và Bình Thuận, huyện Bình Sơn, tỉnh Quảng Ngãi. Với hình thức liên doanh, nhà máy sẽ chế biến hỗn hợp 6,5 triệu tấn dầu ngọt và dầu chua/năm; trong đó lượng dầu ngọt Việt Nam là chủ yếu, để cho ra sản phẩm chính là nhiên liệu phục vụ giao thông và công nghiệp.

Từ trước, Dung Quất chỉ được nói đến như một địa điểm khả quan, từ đây địa điểm này được cụ thể hóa bằng tọa độ và cao độ, khí tượng, thủy hải văn… Về địa điểm Dung Quất, vào thời điểm đó thật hoang vu và được chính quyền tỉnh Quảng Ngãi coi là vùng sâu, vùng xa. Đến thăm địa điểm chỉ đi ôtô đến dốc Sỏi, xuống cửa sông Trà Bồng rồi thuê thuyền của bộ đội biên phòng hoặc của dân đi sang địa điểm, xắn quần đến đầu gối băng rừng, lội suối vào khu đất dự án. Cũng có khi đi vào xã Bình Thanh rồi thuê xe ôm vào khu đất dự án, vì đường bộ vào chỉ có duy nhất một đường đất nhỏ, rộng chưa đầy 5 m, nhưng bị xe tải nặng khoét thành hai rãnh sâu khoảng 0,3 - 0,4 m, xe con không thể đi được vì hai rãnh đó. Đi xe máy cũng bị ngã. Tám mốc góc của khu đất dự án mặt bằng nhà máy do một chuyên gia của nhà thầu cùng tổ hạ tầng của đội dự án bàn bạc, xác định trên bản đồ tỷ lệ 1/50.000. Riêng tuyến ống thì chuyên gia mặt bằng tư vấn Foster Wheeler nối thẳng từ khu bể chứa lên đến cảng xuất sản phẩm, đi xuyên dọc giữa hồ chứa nước và con lạch thông ra biển tại xã Bình Trị và Bình Thuận, tổ hạ tầng của Phía Việt Nam không đồng ý, vì như thế tuyến ống sẽ được bắc trên cầu và đường đi, làm cho công tác lắp đặt, bảo dưỡng sau này rất tốn kém. Đội dự án Phía Việt Nam vẽ tuyến ống dọc theo cao độ của khu vực từ nhà máy đến cảng và việc vạch tuyến này phía nhà thầu sau khi tranh luận khá gay gắt đã chấp nhận; phương án này thực tế đã được xây dựng tại Quảng Ngãi.

Sau khi xác định được tọa độ trên bản đồ, đội dự án đã đi đến hiện trường cắm mốc theo tọa độ và cao độ bằng mắt thường qua bản đồ, sau đó thuê Công ty Đo đạc Thủy lợi 4 có trụ sở tại Quảng Ngãi xác định mặt bằng nhà máy và chôn cột mốc.

Với tổ hợp 7 công ty rất mạnh nêu trên, sau 6 tháng làm việc báo cáo nghiên cứu khả thi chi tiết đã được lập xong, sơ đồ công nghệ chế biến sâu, trong 36 phương án với mô hình công nghệ nghiên cứu khác nhau, vốn đầu tư dao động trong khoảng 1,6 - 1,8 tỷ USD, phương án cơ sở đạt tỷ suất lợi nhuận nội tại (IRR) bằng 7%, phương án cao nhất cũng chỉ đạt giá trị IRR bằng 11%. Các nhà đầu tư cho rằng, giá trị IRR của dự án ít nhất cũng đạt 15-16% thì mới có khả năng huy động vốn từ các nguồn tín dụng. Các giá trị IRR theo tính toán như vậy là quá thấp; để bù đắp cho việc đầu tư kém hiệu quả nêu trên, phía nước ngoài yêu cầu cho dự án được quyền thực hiện gói thầu EPC hoặc được tự phân phối sản phẩm của nhà máy lọc dầu. Cả hai yêu cầu trên đều bị từ chối.

Tổ hợp thứ hai tan vỡ, LG dựa trên luận chứng khả thi chi tiết của tổ hợp để lập ra một luận chứng khả thi chi tiết mới, trong đó chỉ có hai đối tác đầu tư là LG và Petrovietnam, nhưng với điều kiện cho LG thực hiện gói thầu EPC. Tương tự, Petronas cũng dựa vào luận chứng khả thi chi tiết cũ, lập thành một luận chứng khả thi chi tiết mới chỉ có Petronas và Petrovietnam, với điều kiện cho tổ hợp được phân phối sản phẩm! Cả hai cùng có vốn đầu tư khoảng 1,6 tỷ USD và đều bị từ chối.

> Có thể coi đây là những cơ hội bị bỏ qua đáng tiếc. Ngày ông Trần Xuân Giá, Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư và Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gặp các đối tác lần cuối, ông Giá nói với họ rằng, Chính phủ Việt Nam sẽ hết sức hỗ trợ các đối tác trong thực thi dự án và sẽ không để các đối tác bị thua lỗ. Họ trả lời là họ cảm ơn thiện chí của Chính phủ Việt Nam, nhưng với tư cách là đại diện các cổ đông của mình, họ không thể quyết định đầu tư khi trong tay họ chưa có những cam kết cụ thể của phía nước chủ nhà thể hiện trong văn bản hợp đồng. Với tỷ suất lợi nhuận như trong báo cáo khả thi thì nhà đầu tư không thể được bảo đảm là có lãi nếu không được tham gia vào khâu phân phối sản phẩm, dù chỉ là một tỷ lệ nhất định tương ứng với cổ phần của công ty và chỉ ở khâu bán buôn*.

*. Lời kể của ông Hồ Sĩ Thoảng, nguyên Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thời kỳ đó.

4. Triển khai Đề án xây dựng Nhà máy lọc dầu Dung Quất theo phương thức Việt Nam tự đầu tư

Sau khi các đối tác nước ngoài rút khỏi dự án, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được Thủ tướng Chính phủ cho phép tiếp tục triển khai dự án theo phương thức Việt Nam tự đầu tư. Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu - PVPDC được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giao nhiệm vụ triển khai dự án. Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất (giai đoạn chuẩn bị đầu tư), trực thuộc PVPDC đã được thành lập.

> Giám đốc PVPDC Đỗ Quang Toàn được Tổng công ty quyết định[1] kiêm Giám đốc điều hành Ban Quản lý Dự án.
>
> Các Phó Giám đốc PVPDC là Nguyễn Thanh Hải và Bỳ Văn Tứ được quyết định làm Phó Giám đốc Ban Quản lý Dự án.

Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất đã xúc tiến công tác rà phá bom mìn, giải phóng mặt bằng; đồng thời phối hợp với các nhà tư vấn nước ngoài nghiên cứu lập báo cáo khả thi theo phương thức Việt Nam tự đầu tư.

Từ tháng 1 đến hết tháng 3-1997, báo cáo nghiên cứu khả thi đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam khẩn trương thực hiện với sự tham gia của đại diện Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Giao thông vận tải, Bộ Xây dựng, Bộ Tài chính, Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường, Bộ Quốc phòng; Bộ Công nghiệp, Văn phòng Chính phủ và Ủy ban nhân dân tỉnh Quảng Ngãi. Đồng thời, để bảo đảm sự khách quan và độ tin cậy của báo cáo nghiên cứu khả thi, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thuê Công ty Foster Wheeler Energy Limited của Anh và UOP (Universal Oil Products) của Mỹ làm tư vấn trong quá trình lập báo cáo nghiên cứu khả thi.

Căn cứ tờ trình của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, ý kiến của các tư vấn và báo cáo thẩm định của Hội đồng Thẩm định các dự án trọng điểm Nhà nước, ngày 19-6-1997 Ban Cán sự Đảng Chính phủ đã có Báo cáo số 37/BCSĐ, trình Bộ Chính trị về Dự án Nhà máy lọc dầu số 1 ở Dung Quất. Tại cuộc họp ngày 19-6-1997, có mặt hầu hết các Ủy viên Bộ Chính trị đã nghe Chính phủ báo cáo đầy đủ và chi tiết về Dự án Nhà máy lọc dầu số 1 Dung Quất. Đại diện Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được phép tham dự đã giải trình tất cả các vấn đề còn chưa rõ và các câu hỏi được nêu ra. Cuối cùng, Bộ Chính trị đã kết luận tán thành chủ trương xây

1. Quyết định số 374/DK-TCNS ngày 29-1-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng.

dựng nhà máy lọc dầu đầu tiên của Việt Nam tại Dung Quất theo phương thức Việt Nam tự đầu tư để Chính phủ báo cáo trước Quốc hội.

> **Các kết luận tại cuộc họp Bộ Chính trị Ban Chấp hành Trung ương Đảng, ngày 19-6-1997** (tóm lược) như sau:
>
> 1. Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất, công suất 6,5 triệu tấn dầu thô/năm, chế biến sâu, sẽ xây dựng theo phương thức Việt Nam tự đầu tư.
>
> 2. Vốn cho xây dựng nhà máy được giải quyết theo các phương thức sau:
>
> a) Vốn của Nhà nước đầu tư là 600 triệu USD, bằng cách cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được sử dụng 600 triệu USD trong phần lãi được chia từ lợi nhuận sau thuế trong thời gian 1997-2001 để xây dựng nhà máy.
>
> b) Máy móc, thiết bị của nhà máy (giá trị hơn 400 triệu USD) mua theo phương thức trả chậm, bắt đầu trả nợ khi nhà máy đi vào hoạt động.
>
> c) Phần vốn còn thiếu được huy động từ các nguồn trong nước và nước ngoài (bao gồm cả vốn ODA) không có điều kiện ràng buộc.
>
> d) Soát xét các hạng mục đầu tư, có thể tách một số hạng mục công trình kết cấu hạ tầng như: nhà máy điện, nước, v.v. thành các dự án riêng cho đầu tư dưới các hình thức thích hợp như BOT, BT…
>
> 3. Việc triển khai thực hiện dự án phải đồng bộ, khẩn trương, tích cực, đúng tiến độ. Năm 2001 nhà máy phải đi vào hoạt động[1].

Ngày 10-7-1997, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt và ra Quyết định số 514/1997/QĐ-TTg về đầu tư Dự án Nhà máy lọc dầu số 1 Dung Quất theo phương thức Việt Nam tự đầu tư với công suất chế biến 6,5 triệu tấn dầu thô/năm, tổng vốn đầu tư 1,5 tỷ USD, bao gồm cả chi phí tài chính và giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam làm Chủ đầu tư của Dự án.

Công tác đền bù, giải phóng mặt bằng, dò gỡ bom mìn, vật nổ… gặp nhiều khó khăn do thiếu vốn, trong khi nếu các công việc này không được thực hiện xong trước ngày 30-9-1997 thì phải hoãn lại đến tháng 6-1998 do ảnh hưởng của mùa mưa bão. Xét đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc vốn tín dụng cho đền bù giải phóng mặt bằng Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất, ngày 17-7-1997, Văn phòng Chính phủ đã có văn bản gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thông báo ý kiến chỉ đạo của Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương như sau: "Giao Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu

1. Thông báo số 77-TB/TW ngày 19-6-1997 của Bộ Chính trị Ban Chấp hành Trung ương Đảng, do Ủy viên Bộ Chính trị - Thường trực Ban Bí thư Lê Khả Phiêu ký về xây dựng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

khí Việt Nam phê duyệt dự toán cho phương án đền bù, giải phóng mặt bằng Nhà máy Lọc dầu số 1. Để kịp tiến độ giải phóng mặt bằng, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được ký hợp đồng vay vốn cho từng hạng mục đã được phê duyệt".

Trên cơ sở xem xét tờ trình ngày 17-11-1997 của Chính phủ; báo cáo thẩm tra ngày 20-11-1997 của Uỷ ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội và ý kiến các đại biểu, ngày 5-12-1997, Quốc hội khoá X kỳ họp thứ 2 đã thông qua Nghị quyết số 07/1997/QH10, khẳng định "Dự án Nhà máy lọc dầu số 1 ở Dung Quất là công trình quan trọng quốc gia. Đồng ý chủ trương đầu tư xây dựng Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất với công suất thiết kế 6,5 triệu tấn/năm".

Tại diễn đàn Quốc hội khóa X, sau khi nghe đại diện của Chính phủ trình bày dự án, đã có rất nhiều ý kiến phát biểu; bên cạnh nhiều ý kiến ủng hộ dự án, có không ít ý kiến không đồng tình. Lý do chủ yếu của ý kiến không đồng tình là, so với địa điểm tại Bà Rịa-Vũng Tàu, địa điểm Dung Quất còn hoang sơ, cơ sở hạ tầng chưa có, xa nguồn cung cấp dầu thô là mỏ Bạch Hổ và thị trường miền Trung còn nhỏ,… do đó, lợi nhuận của nhà máy thấp. Để bác lại ý kiến ủng hộ việc xây dựng nhà máy tại Quảng Ngãi là còn nhằm mục đích tạo đà cho phát triển miền Trung, hỗ trợ Tây Nguyên, đưa miền Trung đi lên và góp phần bảo đảm an ninh - quốc phòng, những ý kiến không ủng hộ còn đề nghị tiến hành xây dựng ở Vũng Tàu để có lợi nhuận cao hơn rồi dùng số lợi nhuận đó hỗ trợ miền Trung phát triển (như đề xuất của Công ty Total trước đây). Trong khi đang có những ý kiến trái chiều như vậy, Chủ tọa phiên họp, Phó Chủ tịch Quốc hội Mai Thúc Lân, đã yêu cầu ông Hồ Sĩ Thoảng, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (đại biểu Quốc hội tỉnh Quảng Ngãi) phát biểu. Đại diện của Petrovietnam trình bày khá rõ ràng những mặt hơn và kém của địa điểm Dung Quất so với địa điểm Vũng Tàu, đại ý như sau: sự thua kém về lợi nhuận của địa điểm Dung Quất so với Vũng Tàu đã được Petrovietnam và các đối tác (tham gia trước đây) tính toán kỹ. Đương nhiên do thị trường nhỏ hơn, phải vận chuyển phần lớn sản phẩm đi xa hơn nên lợi nhuận sẽ bị giảm. Còn về giá thành vận chuyển dầu thô từ mỏ Bạch Hổ về Dung Quất (khoảng cách chừng 550 km) so với về Vũng Tàu (khoảng cách chừng 120 km), không phải là quá lớn như mọi người hình dung, do chúng ta không vận chuyển được bằng đường ống mà phải vận chuyển bằng tàu chuyên dụng (phải giữ nóng 50°C) cho nên chi phí chênh lệch không nhiều. Dung Quất lại có ưu điểm là có cảng nước sâu, thuận tiện cho việc nhập dầu thô với tàu trọng tải lớn, mặt bằng tốt, thuận lợi cho việc mở rộng nhà máy sau này và triển khai các dự án khác, mặc dù cơ sở hạ tầng chưa có, phải đầu tư từ đầu. Tổng hợp lại, so với địa điểm Vũng Tàu, địa điểm Dung Quất làm cho nhà đầu tư "thất thu" khoảng 50 triệu USD trên tổng số khoảng 250 tiệu USD lợi nhuận hàng năm. Đương nhiên, không nhà đầu tư nước ngoài nào lại chọn Dung Quất nếu có thể xây dựng nhà máy tại Vũng Tàu. Bản thân Petrovietnam, nếu là công ty tư nhân, chỉ hoạt động vì lợi nhuận, cũng sẽ chọn địa điểm Vũng Tàu. Các công ty nước ngoài (trừ Công ty Total rút khỏi dự án trước đó) bỏ cuộc

không phải vì địa điểm Dung Quất, mặc dù họ không muốn chọn địa điểm này, mà vì họ không được tham gia phân phối sản phẩm để có thể thu được lợi nhuận chấp nhận được. Với tỷ suất lợi nhuận (IRR) chỉ từ 8% đến 11% như tính toán, họ không thể tham gia dự án mà không có khoản lợi nhuận nào khác bù đắp vào. Như vậy, nếu tiến hành dự án tại Dung Quất, lợi nhuận của Petrovietnam cũng thấp, nhưng vì Petrovietnam có quyền phân phối sản phẩm thì lợi nhuận như vậy có thể chấp nhận được. Petrovietnam chỉ giải trình về lợi ích kinh tế thuần túy, còn về các mặt khác Đảng và Nhà nước xem xét quyết định, Petrovietnam xin chấp hành*.

Ngay sau khi có quyết định của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thành lập Ban Quản lý dự án nhà máy do ông Nguyễn Xuân Nhậm, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, trực tiếp làm Trưởng ban để triển khai dự án thay mặt chủ đầu tư. Trong các năm 1997-1998 nhiều công việc đã được ban quản lý khẩn trương triển khai như khảo sát địa hình - địa chất công trình; rà phá bom mìn; giải phóng mặt bằng; đền bù hoa màu; chọn các nhà bản quyền công nghệ; tổ chức đấu thầu chọn tư vấn quản lý dự án; chuẩn bị các công trình phục vụ thi công như: bến cảng thi công số 1, hệ thống đường giao thông, chuẩn bị mặt bằng... Và ngày 8-1-1998, lễ động thổ xây dựng Nhà máy Lọc dầu số 1 đã được tiến hành tại xã Bình Trị, huyện Bình Sơn, tỉnh Quảng Ngãi với sự có mặt của nguyên Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt, Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc cùng nhiều cán bộ cao cấp khác của Đảng và Nhà nước.

"Công tác giải phóng mặt bằng 250 ha tại Dung Quất là một câu chuyên hết sức lý thú, vì đó là một trong những mặt bằng lớn nhất từ trước tới lúc đó, có hơn 1.200 hộ dân liên quan đã được giải phóng trong một thời gian kỷ lục sáu tháng. Từ đầu chúng tôi đã thấy diện tích lớn, số dân đông, tình hình phức tạp, nên đã đến tham quan, tìm hiểu tại nhiều cơ quan, đơn vị đã có kinh nghiện trong việc đền bù giải tỏa như PMU 18 thuộc Bộ Giao thông vận tải, các khu đô thị mới tại Hà Nội và các địa điểm khác. Chúng tôi kiến nghị với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và chính quyền địa phương, tổ chức rất nhiều cuộc họp và cuối cùng để ra phương án thực hiện. Tám tổ công tác được hình thành tại tám thôn của hai xã Bình Trị và Bình Thuận. Biên chế mỗi tổ có 8 người: hai người của Ban Quản lý dự án thực hiện công tác đo, đếm và ghi chép, còn lại là người của địa phường từ thôn, xã, huyện và tỉnh được địa phương đề cử ở 4 cấp làm nhiệm vụ giám sát và cùng thực thi nhiệm vụ. Cấp thôn là Trưởng thôn, cán bộ xã, huyện, tỉnh ở các ngành: tư pháp, công an, địa chính, tài chính, lao động - thương binh và xã hội, xây dựng. Ngoài tổ công tác trực tiếp còn có ban chỉ đạo là cán bộ của các sở, ban, ngành bốn cấp và của Ban Quản lý dự án. Đất đai được đo dựa trên bản đồ

*. Lời kể của ông Hồ Sĩ Thoảng, nguyên đại biểu Quốc hội khóa X (Quảng Ngãi), nguyên Chủ tịch Hội đồng Quản trị Petrovietnam.

Lễ động thổ triển khai xây dựng công trình Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất, huyện Bình Sơn, tỉnh Quảng Ngãi (ngày 8-1-1998)

địa chính tỷ lệ 1/2.000 và thực tế tại hiện trường, tài sản được đo đếm cẩn thận, ghi chép rõ ràng và hồ sơ được lập do người dân và 8 người của tổ ký, được dán công khai để bà con xem, kiểm soát tài sản nhà mình và hàng xóm. Sau đó hồ sơ được ký và đóng dấu của Uỷ ban nhân dân huyện với chữ ký của Trưởng phòng Xây dựng, Thương binh xã hội, Chủ tịch huyện và Trưởng chi nhánh Ban Quản lý dự án. Khi thanh toán thì mời ngân hàng đến trả trực tiếp cho dân có sự giám sát và ký nhận của Ban Quản lý dự án. Như vậy, 250 ha được đền bù giải phóng trong vòng 6 tháng, chi phí khoảng 38 tỷ đồng*.

5. Liên doanh lọc dầu Việt - Nga và Công ty VietRoss

Tuy nhiên, trong thời gian này, khủng hoảng kinh tế tại khu vực châu Á đã diễn ra nhanh chóng trên diện rộng với những ảnh hưởng rất nghiêm trọng đến nền kinh tế nhiều nước trong khu vực. Đối với ngành công nghiệp Dầu khí hệ quả tệ hại nhất là giá dầu xuống đến mức rất thấp, có lúc chưa đến 10 USD/thùng. Nhiều công ty dầu khí, nhất là những công ty nhỏ chỉ hoạt động trong lĩnh vực

*. Theo lời kể của ông Nguyễn Mậu Phương, nguyên cán bộ Ban Quản lý Dự án Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất.

thăm dò, khai thác bị phá sản hoặc sáp nhập vào công ty khác. Một số công ty hàng đầu thế giới như Total, BP, Fina, Mobil, Exxon, Conoco, Phillips,… cũng tìm cách sáp nhập để tăng khả năng cạnh tranh. Việt Nam tuy không bị ảnh hưởng nhiều bởi khủng hoảng kinh tế, song khả năng huy động vốn để thực hiện Dự án xây dựng Nhà máy lọc dầu số 1 dự báo sẽ gặp rất nhiều khó khăn. Riêng khoản 600 triệu USD đầu tư vào nhà máy lọc dầu mà Quốc hội cho phép huy động từ lợi nhuận của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong tình hình mới cũng sẽ chiếm một tỷ lệ lớn hơn từ thu nhập của Phía Việt Nam so với dự kiến ban đầu. Trước tình hình đó, Chính phủ đã quyết định tìm đối tác nước ngoài tham gia đầu tư vào dự án theo hình thức liên doanh để đỡ gánh nặng về tài chính.

Trong bối cảnh đó, với sự biểu hiện mong muốn tham gia dự án của phía đối tác trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là Liên đoàn kinh tế đối ngoại Liên bang Nga (Zarubezhneft), phương án liên doanh với Liên bang Nga đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Thủ tướng Chính phủ. Sau khi được sự chấp thuận của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiếp xúc với Phía Liên bang Nga để trao đổi thông tin và xúc tiến công tác chuẩn bị.

Trong thực tế, việc liên doanh này đã làm chậm tiến độ ký kết hợp đồng tư vấn khoảng gần một năm, vì việc đàm phán hợp đồng đã gần hoàn tất, chỉ chờ ngày ký thì phải dừng lại để chờ thỏa thuận với đối tác mới là cả hai Phía Việt Nam và Phía Liên bang Nga, mà thỏa thuận này chỉ có thể tiến hành sau khi Hiệp định Liên Chính phủ và hợp đồng liên doanh giữa hai phía được ký kết.

Theo đề nghị của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Công văn số 676/HTQT ngày 4-3-1998, Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc đã có ý kiến tại Công văn số 258/CP-DK ngày 14-3-1998: *đồng ý để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký bản thỏa thuận khung về liên doanh xây dựng và vận hành Nhà máy Lọc dầu số 1 với Liên đoàn kinh tế đối ngoại Liên bang Nga (Zarubezhneft) trên cơ sở các nguyên tắc chính nêu tại Công văn số 676/HTQ ngày 4-3-1998 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Phía Liên bang Nga chấp nhận đầy đủ các công việc ta đã làm trước khi thành lập công ty liên doanh*".

Kết quả đàm phán giữa Petrovietnam và Zarubezhneft (Liên bang Nga) về liên doanh xây dựng và vận hành Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất đã được báo cáo Thủ tướng Chính phủ và được Ban Cán sự Đảng Chính phủ báo cáo Bộ Chính trị. Tại phiên họp ngày 5-5-1998, về công tác đối ngoại, Thường vụ Bộ Chính trị đã kết luận như sau: "Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Liên đoàn Kinh tế đối ngoại Liên bang Nga (Zarubezhneft) đã ký tắt thoả

thuận khung về liên doanh xây dựng và vận hành Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất, nay ta chưa nên chấp nhận đề nghị của Phía Nga nâng thoả thuận khung đã ký lên cấp hiệp định Chính phủ. Phương án tối ưu là để Petrovietnam và Zarubezhneft làm với nhau theo cơ chế hợp tác mới và 2 chính phủ phê chuẩn. Trong trường hợp đặc biệt thì cũng chỉ ký dưới dạng nghị định thư ở cấp Chính phủ về những nguyên tắc chung. Việc cung cấp thiết bị công nghệ chính, phụ trợ và vật tư cho nhà máy nên thực hiện theo phương thức đấu thầu quốc tế, có ưu tiên Nga..."[1].

Thỏa thuận khung về liên doanh xây dựng và vận hành Nhà máy Lọc dầu số 1 đã được đại diện của Petrovietnam và của Zarubezhneft ký kết ngày 22-5-1998; và được Chính phủ Việt Nam chính thức phê duyệt ngày 2-6-1998.

Sau đó, do nhiều lý do khác nhau và thể theo đề nghị tại Công văn số 76-BKH/KTĐN ngày 20-8-1998 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý về chủ trương cho ký hiệp định giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga về hợp tác thành lập và vận hành nhà máy lọc dầu trên lãnh thổ nước Việt Nam và chấp nhận về nguyên tắc dự thảo cuối cùng của hiệp định đã được Phía Liên bang Nga phúc đáp Phía Việt Nam trong công hàm ngày 20-8-1998 do Chủ tịch Chính phủ Liên bang Nga S.V. Kiriyenko gửi Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải. Đồng thời, Thủ tướng Chính phủ cũng đã giao Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Ngoại giao, Bộ Tài chính, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam rà soát kỹ lại bản dự thảo hiệp định và tiến hành các thủ tục cần thiết để ký Hiệp định Liên Chính phủ trong thời gian Chủ tịch nước Trần Đức Lương thăm Liên bang Nga cuối tháng 8-1998[2].

Ngày 25-8-1998, Hiệp định giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga về hợp tác xây dựng và vận hành nhà máy lọc dầu trên lãnh thổ nước Việt Nam đã được đại diện hai chính phủ ký kết tại Mátxcơva, trong dịp Chủ tịch nước Trần Đức Lương thăm Liên bang Nga. Theo hiệp định, hai chính phủ thống nhất giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Liên đoàn Kinh tế đối ngoại Liên bang Nga (Zarubezhneft) cùng làm chủ đầu tư dự án với tỷ lệ tham gia góp vốn của các bên là 50/50.

---

1. Công văn số 526 CV/VPTW ngày 7-5-1998 của Chánh Văn phòng Ban Chấp hành Trung ương Đảng Trần Đình Hoan gửi Ban Cán sự Đảng Chính phủ, Ban Cán sự Đảng Bộ Ngoại giao, Ban Đối ngoại Trung ương.
2. Công văn số 87/CP-QHQTm ngày 21-8-1998 của Chính phủ do Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc ký gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Ngoại giao, Bộ Tài chính và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc Hiệp định với Liên bang Nga về Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Ngày 19-11-1998, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Liên đoàn Kinh tế đối ngoại Liên bang Nga đã ký thỏa thuận thành lập Công ty Liên doanh Nhà máy Lọc dầu Việt - Nga (gọi tắt là Công ty Liên doanh VietRoss) để tiến hành xây dựng và vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Thời gian hoạt động của liên doanh dự kiến là 25 năm. Ngày 28-12-1998, Công ty Liên doanh Nhà máy Lọc dầu VietRoss đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư Việt Nam cấp Giấy phép đầu tư số 2097/GP-KHĐT.

Ngày 21-1-1999, Công ty Liên doanh VietRoss chính thức đi vào hoạt động. Hội đồng Quản trị của Công ty Liên doanh VietRoss đã họp phiên họp đầu tiên để bầu các chức danh của Hội đồng Quản trị từ các thành viên do các Bên đề cử, thông qua Điều lệ hoạt động; bộ máy điều hành, các quy chế làm việc của Công ty và các vấn đề liên quan tới kế hoạch sản xuất kinh doanh và góp vốn của Công ty. Bộ máy điều hành của Công ty Liên doanh VietRoss trong giai đoạn đầu gồm có Tổng Giám đốc là công dân Liên bang Nga; Phó Tổng Giám đốc thứ nhất và Kế toán trưởng là công dân Việt Nam.

Kết quả Hội đồng Quản trị Công ty Liên doanh VietRoss kỳ họp thứ nhất đã được báo cáo lên Thủ tướng Chính phủ bằng Công văn số 548/DK-CBDK ngày 12-2-1999. Ngày 27-2-1999, Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc thay mặt Thủ tướng Chính phủ đã chỉ đạo như sau:

(1) Yêu cầu Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cùng với Công ty Liên doanh VietRoss khẩn trương hoàn thiện bộ máy của Công ty Liên doanh VietRoss; xây dựng thang lương, bảng lương, quy chế trả lương và các văn bản pháp lý cần thiết khác phù hợp với pháp luật hiện hành, bảo đảm để công ty liên doanh hoạt động ổn định, có hiệu quả. Đồng thời, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phải làm việc với các cơ quan có liên quan xúc tiến việc thu xếp vốn, bảo đảm góp vốn thực hiện dự án như tiến độ đã đề ra.

(2) Dự án lọc dầu là dự án quan trọng quốc gia, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phải báo cáo xin ý kiến Thủ tướng Chính phủ về nội dung các kỳ họp Hội đồng Quản trị Công ty Liên doanh VietRoss; đồng thời phải báo cáo định kỳ mỗi tháng 1 lần về tình hình thực hiện dự án"[1].

Ngay sau khi đi vào hoạt động, Công ty Liên doanh VietRoss đã triển khai hợp đồng lập thiết kế tổng thể (FEED), tổng dự toán và hồ sơ mời thầu. Công ty tư vấn

1. Công văn số 800/VPCP-DK ngày 27-2-1999 của Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Nguyễn Tôn gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Công ty Liên doanh VietRoss.

thực hiện hợp đồng là Foster Wheeler – Vương quốc Anh (F.W.) với giá trị hợp đồng là 14.573.685 USD. Tham gia như nhà thầu phụ của Foster Wheeler còn có Wallingford, Atkin (Anh); Vnipineft (Liên bang Nga), Trung tâm An toàn và Môi trường (thuộc Petrovietnam) và CDC (Bộ Xây dựng). Cuối tháng 8-2000, hợp đồng lập thiết kế tổng thể (FEED), tổng dự toán và hồ sơ mời thầu đã được Công ty Foster Wheeler hoàn thành.

Công ty Liên doanh VietRoss đã lựa chọn, ký và hoàn thành các hợp đồng cung cấp bản quyền công nghệ và thiết kế cơ sở với các nhà thầu bản quyền công nghệ UOP (Mỹ) với giá trị: 3.186.180 USD; Merichem (Mỹ) với giá trị: 983.040 USD; và IFP (Pháp) với giá trị: 4.030.000 USD.

Công ty Liên doanh VietRoss cũng đã lập và trình hai Phía Việt Nam và Liên bang Nga phê duyệt kế hoạch đấu thầu các gói thầu chính. Theo kế hoạch đấu thầu được duyệt, việc xây dựng công trình được phân làm 8 gói, cụ thể:

- Gói 1: các phân xưởng công nghệ, các công trình phụ trợ trong hàng rào nhà máy.

- Gói 2: khu bể chứa dầu thô.

- Gói 3: khu bể chứa sản phẩm và tuyến ống.

- Gói 4: hệ thống nhập dầu - phao rót dầu không bến (SPM).

- Gói 5A: đê chắn sóng.

- Gói 5B: cảng xuất sản phẩm - phần hạ tầng.

- Gói 6: san lấp mặt bằng nhà máy (đã hoàn thành);

- Gói 7: khu nhà hành chính, điều hành và xưởng sửa chữa cơ khí.

Để chuẩn bị cho công tác thẩm định thầu, được sự phê duyệt của hai phía, Công ty Liên doanh VietRoss cũng đã ký hợp đồng hoặc thỏa thuận với tổ chức/đơn vị: Công ty Quad Refining Consultant (Mỹ), Công ty Tư vấn Xây dựng Công nghiệp và Đô thị Việt Nam (VCC), Viện Kinh tế (Bộ Xây dựng), Viện Nghiên cứu Công trình biển (Trường đại học Xây dựng) và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Công ty Liên doanh VietRoss cũng đã thu xếp đủ vốn cho dự án từ nguồn tín dụng của hai phía tham gia; đồng thời hoàn thành được một số hạng mục xây dựng cơ bản, ổn định cơ sở vật chất, phương tiện và các điều kiện làm việc của cán bộ công nhân viên. Về thiết lập cơ cấu tổ chức và biên chế nhân sự, tính đến ngày 30-4-2001, Công ty Liên doanh VietRoss có 182 người thuộc biên chế chính

thức, trong đó 153 người Việt và 29 người Nga. Ngoài ra, Công ty đã tiếp nhận và tổ chức cho 35 người đào tạo tại chỗ và 60 người đào tạo tại Vũng Tàu. Trong 2 năm 1999-2000, Công ty đã tổ chức 45 khoá đào tạo cho 436 lượt người về công nghệ lọc, hoá dầu, cơ khí, điện, quản lý dự án, quản trị nhân sự, môi trường, tài chính - kế toán, hệ thống ISO 9000, quản lý chất lượng sản phẩm (QA/QC), quản lý văn phòng, văn thư lưu trữ, ngoại ngữ và tin học ở trong nước và tại các nước: Nga, Anh, Pháp, Nhật Bản, Inđônêxia… Ngoài ra, Công ty Liên doanh VietRoss đã soạn thảo và ban hành các nội quy, quy trình và quy chế hoạt động của Công ty.

Ngày 6-1-2001, Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đã có ý kiến về việc tổ chức đấu thầu các gói thầu EPC của Dự án Nhà máy lọc dầu số 1 Dung Quất: *"Thực hiện chủ trương phát huy nội lực, đối với các gói thầu nói chung và gói thầu số 4 của Dự án Nhà máy lọc dầu số 1 Dung Quất nói riêng, cần tạo điều kiện cho các nhà thầu trong nước, nhất là các tổng công ty có đủ khả năng tham gia dự thầu theo đúng các quy định hiện hành"*[1].

Căn cứ tờ trình của các phía tham gia Công ty Liên doanh VietRoss, ngày 21-6-2001 Thủ tướng Chính phủ đã ra Quyết định số 560/CP-DK phê duyệt tổng mức đầu tư của dự án là 1,297 tỷ USD không bao gồm phí tài chính, trong đó vốn pháp định là 800 triệu USD, chưa tính chi phí lãi vay trong thời gian xây dựng và một số khoản chi phí của chủ đầu tư, chi phí bảo hiểm, chi phí xây dựng cảng, chi phí thuê đất và một số hạng mục chưa đầu tư.

> Trên thực tế, việc tổ chức liên doanh với Liên bang Nga đã giải quyết được hai vấn đề lớn, đó là kêu gọi được nguồn vốn đầu tư và huy động được các chuyên gia có kinh nghiệm để thực hiện dự án.

Thực hiện chủ trương về phát huy nội lực; trên cơ sở kế hoạch đấu thầu đã được hai phía phê duyệt, với sự tham gia của đại diện hai phía, Công ty Liên doanh VietRoss đã tổ chức đấu thầu lựa chọn các nhà thầu Việt Nam có đủ khả năng thực hiện hợp đồng EPC đối với các gói thầu từ 4 đến 7. Kết quả đấu thầu đã lựa chọn được các nhà thầu EPC sau: (i) Liên danh PTSC và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (gói thầu số 4, về sau trở thành nhà thầu phụ cho nhà thầu các gói 1, 2, 3, 4); (ii) Công ty Lũng Lô (gói thầu số 5A); (iii) Tổ hợp Công ty Cienco 1 và 5 (gói thầu 5B); (iv) Liên danh PVECC và PVICCC (gói thầu số 6 - đã hoàn thành); (v) Tổng công ty COMA (gói thầu số 7).

1. Công văn số 91/VPCP-DK ngày 6-1-2001 của Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Văn Trọng Lý đã ký gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc tổ chức đấu thầu các gói thầu EPC của Dự án Nhà máy Lọc dầu số 1 Dung Quất.

Ngoài ra, để chuẩn bị lực lượng tham gia gói thầu EPC số 1, đồng thời nhằm phát triển đội ngũ cán bộ xây lắp chuyên ngành Dầu khí của Việt Nam, hai Phía Việt Nam và Liên bang Nga đã tạo điều kiện, ủng hộ thành lập Công ty Liên doanh Xây lắp Việt - Nga. Đây là liên doanh giữa các đơn vị Việt Nam và Liên bang Nga với vốn góp tương ứng như sau:

- Phía Việt Nam: 55% tương ứng với số vốn góp là 5,5 triệu USD và bao gồm: Công ty PVECC (15%), Công ty PVICCC (10%), Tổng công ty Lilama (24,5%) và Công ty Lũng Lô (5,5%);

- Phía Liên bang Nga: 45% tương ứng với số vốn góp là 4,5 triệu USD và bao gồm: Montazhspetstroy (15%), Zarubezhneftegas (20%), Volganefkhimmontazh (5%) và IKM. Invest. (5,5%).

Lĩnh vực kinh doanh của Công ty Liên doanh Xây lắp Việt - Nga là tham gia đấu thầu xây dựng và quản lý xây dựng nhà máy lọc dầu ở Việt Nam và ở nước ngoài.

Đối với gói thầu EPC số 1, do đây là gói thầu quan trọng nhất của nhà máy, có độ phức tạp cao và quy mô rất lớn nên trong các năm 2000-2001, Công ty Liên doanh VietRoss đã triển khai việc tổ chức đấu thầu lựa chọn nhà thầu theo hai giai đoạn: giai đoạn sơ tuyển và giai đoạn đấu thầu vòng 2. Đã có 42 công ty, nhà thầu trong và ngoài nước đăng ký tham gia dự sơ tuyển nhưng chỉ có 31 công ty nhận hồ sơ dự tuyển và trong tháng 8-2000 chỉ có 14 công ty/tổ hợp nộp hồ sơ dự thầu gồm 4 liên danh và 10 nhà thầu độc lập. Ngày 31-8-2000, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã phê duyệt kết quả chọn lựa 7 nhà thầu vào vòng tiếp theo là các công ty/tổ hợp: Liên danh Samsung Engineering Corp./Samsung Corp. (Hàn Quốc)/ABB Lumus (Mỹ); Technip Group; JGC (Nhật Bản); Toyo (Nhật Bản); SK Engineering & Construction (Hàn Quốc)/ Stone & Webster (Mỹ); Technicas Reunidas (Tây Ban Nha) và Snamprogetti (Italia)/Hyundai Engineering & Construction (Hàn Quốc). Sau khi có sự phê duyệt của hai Phía Petrovietnam và Zarubezhneft về kết quả chọn lựa các nhà thầu tham gia đấu thầu gói thầu EPC số 1, Công ty liên doanh VietRoss đã phát hành hồ sơ mời thầu chính thức. Kết quả chỉ có 2 tổ hợp nhà thầu nộp hồ sơ dự thầu vào ngày 15-3-2001 là: Liên danh Samsung Engineering Corp./Samsung Corp./ABB Lumus (gọi tắt là Liên danh Samsung) và Liên danh Technip/JGC/ Technicas Reunidas (gọi tắt là tổ hợp Technip).

Sau khi được Thủ tướng Chính phủ cho phép tiếp tục triển khai xét thầu gói thầu EPC số 1 với hai nhà thầu nêu trên, từ ngày 22-2-2001, Công ty Liên doanh

VietRoss bắt đầu tổ chức việc đánh giá các hồ sơ tham gia dự thầu. Ngày 29-10-2001, Hội đồng tư vấn xét thầu của Công ty Liên doanh VietRoss đã họp để xem xét kết quả chấm thầu do tổ xét thầu của Công ty Liên doanh VietRoss trình và thông qua kết quả đánh giá các hồ sơ dự thầu, đồng thời kiến nghị nhà thầu trúng thầu là liên danh Samsung. Căn cứ kiến nghị của Công ty Liên doanh VietRoss và Hội đồng tư vấn xét thầu, ngày 5-11-2001, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có báo cáo lên Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về kết quả đấu thầu gói thầu EPC số 1 và kiến nghị cho phép Công ty Liên doanh VietRoss mời nhà thầu trúng thầu (xếp thứ nhất theo kết quả đánh giá thầu của Công ty Liên doanh VietRoss) là liên danh Samsung Engineering Corp./Samsung Corp./ABB Lumus vào đàm phán, ký kết hợp đồng[1]. Tuy nhiên, do có ý kiến khác nhau về quá trình chấm thầu cũng như kết quả đấu thầu, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức kiểm tra kết quả đấu thầu và ngày 23-11-2001 đã có Công văn số 5279/CV-HĐQT của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình Thủ tướng Chính phủ về những nhận xét tổng hợp kết quả đánh giá hai hồ sơ dự thầu và xin ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về lựa chọn giải pháp thực hiện tiếp tục gói thầu.

Để có quyết định cuối cùng về việc lựa chọn nhà thầu, theo ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, ngày 17-12-2001, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã quyết định thành lập tổ thẩm định liên ngành của Thủ tướng Chính phủ về kết quả đấu thầu gói thầu EPC số 1 gồm đại diện các bộ, ngành liên quan và do Vụ trưởng Vụ Thẩm định thầu của Bộ Kế hoạch và Đầu tư làm Tổ trưởng. Tổ đã làm việc khẩn trương từ ngày 17 đến ngày 25-12-2001 và báo cáo kết quả lên Thủ tướng Chính phủ, trong đó kiến nghị Thủ tướng Chính phủ về gói thầu EPC số 1 theo hướng cho phép chấp nhận các hồ sơ làm rõ trong năm 2001 của cả hai nhà thầu để có căn cứ đánh giá lại các chào hàng của nhà thầu về kỹ thuật - tài chính; đồng thời cho phép mời cả hai nhà thầu vào làm rõ các đề xuất trong hồ sơ và thuê công ty tư vấn nước ngoài có đủ trình độ, kinh nghiệm đánh giá các giải pháp kỹ thuật nêu trong hồ sơ của hai nhà thầu.

Ngày 31-1-2002, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình kết quả đấu thầu gói thầu EPC số 1 Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất trong thời gian tối đa 3 tháng kể từ ngày hai phía ký biên bản thống nhất cách thức xử lý đối với gói thầu rất phức tạp này. Trước đó, trong các ngày 18-1-2002

1. Công văn số 19/CV-VPTĐT ngày 5-11-2001 về kết quả đấu thầu gói thầu EPC số 1 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Phó Tổng Giám đốc Đinh Văn Ngà ký gửi Hội đồng Quản trị.

tại Hà Nội và ngày 24-1-2002 tại thành phố Vũng Tàu, lãnh đạo cấp cao nhất của hai phía tham gia Công ty Liên doanh VietRoss là ông Phạm Quang Dự, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí và ông N.P. Tokarev, Tổng Giám đốc Liên đoàn Zarubezhneft đã họp để thống nhất cách thức xử lý tình hình gói thầu EPC số 1 và ký biên bản thoả thuận thành lập tổ chuyên gia đánh giá thầu độc lập gồm các chuyên gia của Công ty Liên doanh VietRoss và của hai phía tham gia để kiểm tra, đánh giá lại kết quả chấm thầu với sự tham gia của các tư vấn độc lập. Tổ chuyên gia có trách nhiệm đánh giá khách quan và báo cáo kết quả lên hai phía để báo cáo hai chính phủ có quyết định cuối cùng trong thời gian sớm nhất.

Thực hiện quyết định này, tổ chuyên gia hai phía đã được thành lập, gồm 12 chuyên gia, trong đó mỗi phía 6 chuyên gia do Phó Tổng Giám đốc Liên đoàn Zarubezhneft V.N. Matveev và Trưởng ban Chế biến dầu khí Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hoàng Xuân Hùng làm đồng Tổ trưởng để thực hiện việc kiểm tra hồ sơ dự thầu của tổ hợp Technip. Tổ chuyên gia hai phía đã tập trung làm việc với tinh thần hết sức khẩn trương, nghiêm túc từ ngày 1-3-2002 đến ngày 23-3-2002 tại Khách sạn Thắng Lợi, Hà Nội với sự tham gia của các tư vấn: a) Foster Wheeler giúp nghiên cứu và đánh giá toàn bộ hồ sơ dự thầu của tổ hợp Technip, đặc biệt trong giai đoạn làm rõ (trong tháng 9-2001); và b) Quad giúp nghiên cứu, thẩm định các đề xuất kỹ thuật do Technip đưa ra. Ngày 23-2-2002, tổ chuyên gia đã có báo cáo kết quả gửi các phía với đầy đủ chữ ký của 12 thành viên tổ chuyên gia và các hồ sơ cần thiết kèm theo.

Căn cứ kết quả kiểm tra của tổ chuyên gia hai phía, ngày 26-3-2002, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Viêt Nam đã có Công văn số 12/CV-HĐQT báo cáo Thủ tướng Chính phủ về kết quả kiểm tra hồ sơ đấu thầu gói thầu EPC số 1 Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất và kiến nghị chọn tổ hợp Technip là nhà thầu thực hiện gói thầu EPC số 1.

Kết quả kiểm tra, lựa chọn nhà thầu EPC số 1 của tổ chuyên gia cũng đã được các phía báo cáo lãnh đạo Chính phủ Việt Nam và Liên bang Nga ngày 27-3-2002 nhân chuyến sang thăm Việt Nam của Chủ tịch Chính phủ Liên bang Nga M.N. Kasyanov.

Căn cứ kết quả báo cáo của tổ chuyên gia, ngày 28-3-2002 lãnh đạo hai phía tham gia Công ty Liên doanh VietRoss (Phía Việt Nam, gồm Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự và Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Nhậm; Phía Liên bang Nga, gồm Tổng Giám đốc Zarubezhneft N.P. Tokarev và Phó Tổng Giám đốc Zarubezhneft

V.N. Matveev) đã họp tại Hà Nội và thống nhất đề nghị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thay mặt các phía tham gia liên doanh VietRoss chuẩn bị và trình Thủ tướng Chính phủ Việt Nam các tài liệu cần thiết về việc lựa chọn tổ hợp Technip là nhà thầu cho gói thầu EPC số 1 để xem xét, phê duyệt.

Ngày 2-4-2002, tại Văn bản số 18/CP-DK, Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý cho phép Công ty Liên doanh VietRoss mời tổ hợp Technip vào thương thảo hợp đồng EPC gói thầu số 1 và báo cáo Thủ tướng Chính phủ xem xét, phê duyệt; đồng thời, cũng yêu cầu Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chỉ đạo Công ty Liên doanh VietRoss làm thủ tục trình các cơ quan có thẩm quyền phê duyệt các điểm thay đổi, bổ sung trong thiết kế kỹ thuật tổng thể, tổng dự toán đã được phê duyệt.

Từ tháng 5-2002, Công ty Liên doanh VietRoss đã mời tổ hợp Technip vào thương thảo hợp đồng và xử lý các vấn đề tồn tại về kỹ thuật nêu trong báo cáo của tổ chuyên gia hai phía ngày 23-2-2002. Đoàn đàm phán của Công ty Liên doanh VietRoss đã được thành lập với sự tham gia của chuyên gia các phía, các Công ty Quad, Foster Wheeler và Phillips Fox làm tư vấn trong quá trình thương thảo hợp đồng và dưới sự chỉ đạo trực tiếp của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Phía tham gia Liên bang Nga. Quá trình đàm phán hợp đồng EPC 1 với tổ hợp nhà thầu Technip được bắt đầu từ tháng 5-2002 và đến tháng 12-2002 thì bị bế tắc do phát sinh nhiều vấn đề khiến tiến độ đàm phán bị kéo dài và không đạt được sự thoả thuận, chủ yếu liên quan đến phía tham gia Nga. Hai phía tham gia liên doanh không đạt được sự đồng thuận đối với một số vấn đề quan trọng như việc thuê tư vấn quản lý dự án (Phía Liên bang Nga cho rằng không cần thuê tư vấn), quyết định sử dụng các nhà thầu phụ, các nhà cung cấp thiết bị của Liên bang Nga, phương án phân phối sản phẩm và một số giải pháp hoàn thiện cấu hình công nghệ, nâng cao chất lượng và chủng loại sản phẩm của nhà máy, v.v.. Phía tham gia Liên bang Nga muốn sử dụng tối đa các vật tư, thiết bị và năng lực hiện có của các tổ chức của Liên bang Nga do muốn gắn với phần vốn 250 triệu USD của Phía Liên bang Nga cho dự án vay và phần vốn đã góp vào Công ty Liên doanh VietRoss trong việc mua sắm vật tư, thiết bị và sử dụng các nhà thầu Liên bang Nga trong dự án. Phía Việt Nam cho rằng, trên thực tế các nhà sản xuất, chế tạo và các nhà thầu Liên bang Nga chưa quen với hình thức hợp đồng EPC và cũng chưa sẵn sàng tham gia theo các chuẩn mực hợp đồng EPC quốc tế. Các vật tư, thiết bị chế tạo tại Nga phần lớn không theo tiêu chuẩn quốc tế, trong khi dự án đòi hỏi các tiêu chuẩn kỹ thuật và công nghệ rất cao với trình độ kỹ thuật hiện đại nhất trong lĩnh vực công nghệ lọc dầu. Như vậy sẽ rất khó khăn cho công tác thiết kế, lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng nhà máy sau này, chưa kể đến tính ổn định, an

toàn, sự kết nối giữa các gói thầu EPC và hiệu quả kinh tế vận hành nhà máy do mức độ tiêu hao năng lượng rất cao nếu dùng thiết bị của Liên bang Nga.

Cho đến thời điểm đó (cuối năm 2002), dự án đã bị chậm rất nhiều so với tiến độ (khoảng 4 năm) nhưng không thể tiến triển nhanh được vì Phía Việt Nam không thể đơn phương quyết định. Từ tình hình trên, để bảo đảm tiến độ dự án, hai phía đã đưa ra ý kiến đề nghị chính phủ hai nước quyết định chấm dứt việc hợp tác xây dựng nhà máy lọc dầu theo hình thức liên doanh. Theo tinh thần này, Phía Liên bang Nga sẽ rút khỏi dự án để chuyển giao lại toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ của mình trong Nhà máy VietRoss sang cho Phía Việt Nam. Quyết định này đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Thủ tướng Chính phủ và được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận sau khi xem xét, cân nhắc kỹ về nhiều mặt. Trong tháng 11-2002, Thủ tướng Chính phủ có Quyết định số 1108/2002/QĐ-TTg về việc thành lập Ban Chỉ đạo nhà nước Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất và cụm khí - điện - đạm Cà Mau do ông Nguyễn Tấn Vạn, Thứ trưởng Bộ Xây dựng, làm Trưởng ban để giúp Thủ tướng Chính phủ theo dõi, chỉ đạo và tháo gỡ các vướng mắc trong quá trình thực hiện các dự án.

Ngày 25-12-2002, tại Hà Nội, đại diện chính phủ hai nước Việt Nam và Liên bang Nga đã ký nghị định thư thỏa thuận chuyển quyền chủ đầu tư Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất từ Phía tham gia Liên bang Nga sang cho Phía Việt Nam. Theo tinh thần này, ngày 5-1-2003, Bộ Công sản Nga, Zarubezhneft và Petrovietnam đã ký biên bản chuyển giao toàn bộ nghĩa vụ và trách nhiệm tham gia Công ty Liên doanh VietRoss của Phía Liên bang Nga sang cho Phía Việt Nam và chấm dứt hoạt động của Công ty Liên doanh VietRoss.

Ngày 27-1-2003, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định tổ chức thực hiện Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất theo phương thức tự đầu tư[1] và tuân theo Quyết định số 514/1997/QĐ-TTg ngày 10-7-1997 của Thủ tướng Chính phủ. Theo nghị định thư ký ngày 25-12-2002, ngày 13-2-2003 Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Võ Hồng Phúc đã ký Quyết định số 78/BKH-QLDA chuẩn y việc chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ của Phía tham gia Liêng bang Nga (Liên đoàn Kinh tế đối ngoại Zarubezhneft) trong Công ty Liên doanh VietRoss cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và chuyển hình thức đầu tư của Công ty Liên doanh VietRoss thành doanh nghiệp 100% vốn Việt Nam và kể từ ngày này Công ty Liên doanh VietRoss chính thức chấm dứt hoạt động. Trước đó, để công việc không bị gián đoạn, ngày 12-2-2003, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam

1. Thông báo số 08/TB-VPCP ngày 27-1-2003 của Văn phòng Chính phủ.

đã thành lập Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất và chỉ đạo Ban Quản lý Dự án tiến hành các công việc liên quan tới bàn giao, chuyển nhượng toàn bộ nghĩa vụ của Phía Liên bang Nga cũng như toàn bộ các công việc đang thực hiện và tài sản của Công ty Liên doanh VietRoss cho Phía Việt Nam theo đúng quy định hiện hành. Các nhà thầu EPC và các tổ chức, đơn vị liên quan tới dự án đã được thông báo chính thức về việc thay đổi hình thức đầu tư, quản lý xây dựng nhà máy lọc dầu và thành lập Ban Quản lý Dự án. Như vậy, *từ tháng 3-2003 Dự án tiếp tục triển khai theo hình thức Việt Nam tự đầu tư* sau nhiều lần chuyển đổi phương thức triển khai nhưng không thành công.

CHƯƠNG 7

HOẠT ĐỘNG THĂM DÒ VÀ KHAI THÁC

Thực hiện đường lối đổi mới của Đảng và đặc biệt là sau khi Quốc hội nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam thông qua Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam (ngày 29-12-1987), công tác thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam đã phát triển một cách rầm rộ. Từ năm 1988, bên cạnh các hoạt động thăm dò dầu khí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ở một số lô và khu vực trên thềm lục địa phía Nam Việt Nam, đã bắt đầu có hoạt động của các công ty dầu khí quốc tế thông qua các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC), lúc đầu ở khu vực vịnh Bắc Bộ sau đó phát triển ra các vùng khác của thềm lục địa Việt Nam và cả ở Đồng bằng sông Hồng và Đồng bằng sông Cửu Long.

Do ảnh hưởng của nhiều yếu tố khác nhau như: điều kiện địa chất và tiềm năng dầu khí của từng bể trầm tích, điều kiện địa lý, cơ sở hạ tầng và hoàn cảnh kinh tế - chính trị - xã hội liên quan đến từng khu vực thăm dò v.v., hoạt động tìm kiếm và thăm dò dầu khí do tự điều hành hay thông qua các hợp đồng PSC và hợp đồng cùng điều hành (JOC) trong giai đoạn 1990-2006 được tiến hành không đồng đều giữa các bể trầm tích và trong các năm.

Cùng với kết quả hoạt động thăm dò dầu khí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ở khu vực lô 09-1, bể Cửu Long, các kết quả tìm kiếm, thăm dò dầu khí do Petrovietnam tự điều hành và thông qua các hợp đồng dầu khí (PSC hay JOC) là rất đáng kể, như Báo cáo gửi Thủ tướng Chính phủ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ngày 1-10-2004:

1. Công tác tìm kiếm, thăm dò đã được triển khai một cách tích cực, thường xuyên tại các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam; đã làm rõ và chính xác hóa cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu và Tư Chính - Vũng Mây trên lãnh thổ và thềm lục địa Việt Nam.

2. Đã xác định tổng tiềm năng và trữ lượng dầu khí của Việt Nam (chủ yếu là ở ngoài biển): khoảng 4.000 triệu m^3 dầu quy đổi, trong đó khoảng 1.500 triệu m^3 dầu/condensat và 2.500 tỷ m^3 khí. Trên phần diện tích thềm lục địa có chiều sâu nước đến 200 m, đã phát hiện trên 50 cấu tạo có chứa dầu khí; trữ lượng đã phát hiện khoảng 1.350 triệu m^3 dầu quy đổi, trong đó khoảng 600 triệu m^3 dầu và 750 tỷ m^3 khí, kể cả các phát hiện khí ở bể Sông Hồng có hàm lượng CO_2 cao từ 60-90% và 45 triệu tấn dầu của các mỏ nhỏ, không thương mại, chưa thể đưa vào khai thác bằng công nghệ hiện tại. Tiềm năng dầu khí chưa phát hiện còn lại tập trung chủ yếu (khoảng hơn 50% tổng tiềm năng) ở vùng nước sâu, xa bờ và các vùng chồng lấn (bể Phú Khánh, bể Tư Chính - Vũng Mây...). Các kết quả đánh giá hiện nay cho thấy ở nước ta tiềm năng và trữ lượng khí thiên nhiên lớn hơn dầu.

3. Đã xác định được các mỏ dầu khí thương mại và đưa vào khai thác: Đại Hùng, Hồng Ngọc (Ruby), Rạng Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Lan Tây, Lan Đỏ, Cái Nước, Bunga - Kekwa, Bunga Raya. Đang chuẩn bị phát triển đưa vào khai thác các mỏ: Hải Thạch, Rồng Đôi, Rồng Đôi Tây. Các mỏ Kim Long, Ác Quỷ, Cá Voi đã thẩm lượng xong, chuẩn bị đưa vào phát triển.

4. Tổng khối lượng dầu khí đã khai thác trên toàn thềm lục địa Việt Nam đến tháng 8-2004 đạt khoảng 165 triệu tấn dầu và 16 tỷ m^3 khí. Sản lượng khai thác dầu khí năm 2004 dự kiến: dầu: 18,5-18,7 triệu tấn; khí: 5,7 tỷ m^3. Sản lượng khai thác dầu khí hàng năm đã góp phần đảm bảo an ninh năng lượng của cả nước trong những năm qua[1].

Một số mốc về sản lượng khai thác dầu khí của Petrovietnam: (i) Ngày 13-2-2001 khai thác tấn dầu thứ 100 triệu; (ii) Ngày 20-12-2003 khai thác tấn dầu thứ 150 triệu; (iii) Ngày 25-8-2006 khai thác tấn dầu thứ 200 triệu (trước đó ngày 12-6-2005 khai thác tấn dầu quy đổi thứ 200 triệu).

Một trong các thành tựu quan trọng của ngành Dầu khí Việt Nam là việc phát hiện và khai thác có hiệu quả thân dầu trong đá móng granitoit nứt nẻ. Tiếp theo các phát hiện dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ (giếng BH-6 năm 1987), Đông Bắc Rồng (giếng R-3, năm 1989), trong giai đoạn từ năm 1990 đến cuối năm 2006 đã có thêm 12 phát hiện dầu trong đá móng.

1. Công văn số 5108/CV-TKTD ngày 1-10-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

STT	Tên phát hiện	Giếng phát hiện	Năm phát hiện
1	Đông Rồng	R-11	1993
2	Rạng Đông	RD-1X	1994
3	Hồng Ngọc (Ruby)	RB-2X	1995
4	Phương Đông	PD-1X	1995
5	Đông Nam Rồng	R-14	1995
6	Sư Tử Đen	SD-1X	2000
7	Sư Tử Vàng	SV-1X	2001
8	Cá Ngừ Vàng	CNV-1X	2002
9	Sư Tử Trắng	STT-1X	2003
10	Nam Rồng - Đồi Mồi	DM-1X	2004
11	Sư Tử Nâu	SN-1X	2005
12	Nam Trung Tâm Rồng	R-15	2006

Việc phát hiện và đưa vào khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoit nứt nẻ ở Việt Nam, mỏ Bạch Hổ và các mỏ khác, đã khẳng định đá móng granitoit không những có thể là những thân dầu mà còn là những thân dầu có tiềm năng lớn và tương đối phổ biến. Thành tựu này đã làm thay đổi quan điểm về tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong đá móng granitoit ở Việt Nam, trong khu vực và trên thế giới.

Việc khai thác thành công thân dầu trong đá móng granitoit nứt nẻ ở mỏ Bạch Hổ và các mỏ khác ở Việt Nam đã sáng tạo, hình thành và khẳng định tổ hợp các giải pháp công nghệ khai thác thân dầu dạng mới phi truyền thống. Với tổ hợp các giải pháp công nghệ này, năng lượng tự nhiên của thân dầu được sử dụng triệt để, hiệu suất quét do bơm ép nước đạt giá trị cao và do vậy hệ số thu hồi dầu rất cao với chi phí phát triển mỏ thấp.

Về kinh tế - xã hội, việc phát hiện và đưa vào khai thác có hiệu quả thân dầu trong đá móng granitoit nứt nẻ mỏ Bạch Hổ vào cuối những năm 80 của thế kỷ XX khi tiềm năng dầu trong tầng Miocen đã được làm sáng tỏ và khi đất nước vẫn trong giai đoạn khủng hoảng về kinh tế là rất có ý nghĩa. Thành tựu này đã tạo động lực thúc đẩy công tác đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam, mang lại nguồn thu lớn cho đất nước, kịp thời giải quyết các vấn đề về kinh tế - xã hội.

I. HOẠT ĐỘNG CỦA XÍ NGHIỆP LIÊN DOANH VIETSOVPETRO

1. Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro năm 1992

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là tên gọi tắt của Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô được thành lập trên cơ sở Hiệp định giữa Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết, ký tại Mátxcơva ngày 19-6-1981 để tiến hành thăm dò địa chất và khai thác dầu khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam (gọi tắt là Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981), được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô, kỳ họp thứ nhất quy định[1]. Xí nghiệp hoạt động theo Điều lệ được Chính phủ hai nước phê duyệt kèm theo Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 và được Chính phủ Việt Nam cho phép hoạt động theo Quyết định số 136-HĐBT ngày 19-11-1981[2].

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ra đời trong bối cảnh cả hai nước đang thực hiện cơ chế quản lý kinh tế tập trung quan liêu, bao cấp và hoạt động theo Điều lệ được soạn thảo dựa trên mô hình hoạt động của xí nghiệp quốc doanh của Liên Xô, nên chỉ sau một thời gian ngắn đã bộc lộ nhiều điểm bất hợp lý: (i) Xí nghiệp Liên doanh phải thực hiện việc đầu tư xây dựng các công trình trên mỏ Bạch Hổ một cách ồ ạt, theo quyết định chủ quan của hai Phía, không đợi kết quả đánh giá trữ lượng dầu khí có khả năng thu hồi trên cơ sở thu thập đầy đủ dữ liệu của mỏ và các kết quả tính toán về hiệu quả đầu tư; (ii) Xí nghiệp Liên doanh được giao triển khai một dự án cực lớn nhưng bản thân Xí nghiệp lại không được hai Phía tham gia trao cho những quyền hạn tương xứng: không được tự chủ trong việc lựa chọn và thiết lập biên chế nhân lực hàng năm; không được quyền tự nhập khẩu vật tư, trang thiết bị; không được quyền xuất dầu thô khai thác được, v.v.. Hầu hết các quyết định liên quan đến việc triển khai các công trình dầu khí trên biển đều phải từ hai Phía tham gia.

Để tháo gỡ khó khăn, đồng thời bảo đảm thực hiện các chương trình kế hoạch đã được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phê duyệt về thăm dò và phát triển mỏ Bạch Hổ, Ban lãnh đạo Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã nhiều lần kiến nghị hai Phía xem xét sửa đổi cơ chế hoạt động của Xí nghiệp. Ngày 28-11-1984, Chánh kỹ sư Xí nghiệp Liên doanh Ph. G. Arjanov, thay mặt lãnh đạo Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, đã ký Công văn số 1168-8 đề nghị hoàn thiện các hoạt động sản xuất và kinh tế của Liên doanh Vietsovpetro và

1. Theo mục III.2, Biên bản kỳ họp thứ nhất Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 23-11-1981, tại Hà Nội, Việt Nam.
2. Quyết định số 136-HĐBT ngày 19-11-1981 của Hội đồng Bộ trưởng, do Phó Chủ tịch Tố Hữu ký, cho phép Liên doanh dầu khí Việt - Xô hoạt động.

ngày 5-10-1987, Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hòa cũng có Công văn số 41 gửi lãnh đạo Đảng và Chính phủ Việt Nam. Cuối cùng, các đề nghị sửa đổi một số điều trong Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 và đổi mới cơ chế hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng đã được hai Chính phủ xem xét và sửa đổi trong khuôn khổ "Hiệp định giữa Chính phủ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết về việc tiếp tục hợp tác trong lĩnh vực thăm dò địa chất và khai thác dầu và khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro" được ký kết tại Hà Nội ngày 16-7-1991 (gọi tắt là Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991).

Thực hiện Điều 22 của Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro kỳ họp thứ XIII, diễn ra trong các ngày 9 và 10-12-1991 tại thành phố Vũng Tàu, đã giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành soạn thảo để trình hai Phía tham gia thỏa thuận Điều lệ (mới) của Xí nghiệp Liên doanh trong quý I-1992.

Cuối năm 1991, Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết (Liên Xô) tan rã[1], để tiếp tục thực hiện Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991, ngày 27-7-1992 Tổng thống Liên bang Nga B. Enxin đã gửi Văn thư số Pr. 1326 chính thức thông báo cho Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Việt Nam Võ Văn Kiệt, rằng: "*Liên bang Nga đã nhận những cam kết của Bên Liên Xô đối với Hiệp định Liên Chính phủ Liên Xô - Việt Nam ký ngày 16-7-1991 về việc tiếp tục hợp tác trong lĩnh vực thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam*". Ngày 27-5-1993, Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga đã ký Hiệp định thỏa thuận về việc Liên bang Nga tiếp nhận những cam kết của Bên Liên Xô đối với Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991.

Sau khi Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được sửa đổi, bổ sung và được chuyên viên hai Phía tham gia thỏa thuận, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XIV, ngày 23-12-1992 tại thành phố Vũng Tàu đã thông qua quyết nghị: Giao cho Ban Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn 1 tháng làm các thủ tục cần thiết và trình bản Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để đăng ký theo thể thức quy định của pháp luật Việt Nam.

1. Ngày 8-12-1991, người đứng đầu các Chính phủ: Liên bang Nga, Ucraina, Bêlarút ký thỏa thuận tuyên bố giải thể Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết; ngày 25-12-1991, M. Gorbachov chính thức tuyên bố từ chức Tổng thống Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết.

Ngày 11-1-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng đã gửi Công văn số 72/KTĐN đề nghị Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sau khi đã xin ý kiến của các bộ, ngành liên quan.

Ngày 16-6-1993, Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Việt Nam đã cấp chứng nhận đăng ký và cho phép ban hành (lần 2) Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro[1].

Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được các Phía tham gia Việt Nam và Liên bang Nga thông qua ngày 23-12-1992 (Lược trích):

Điều 1: Xí nghiệp Liên doanh là pháp nhân của nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam. Trong hoạt động của mình, Xí nghiệp Liên doanh tuân thủ các Hiệp định Liên Chính phủ giữa Liên bang Nga và Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, Hiệp định, Điều lệ này và pháp luật của nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam. Xí nghiệp Liên doanh hoạt động trên nguyên tắc hạch toán kinh tế độc lập, tự cấp vốn và tự hoàn vốn. Xí nghiệp Liên doanh có quyền nhân danh mình ký hợp đồng, có quyền tài sản, và phi tài sản riêng và chịu trách nhiệm như một nguyên đơn và bị đơn trước tòa án, hội đồng trọng tài và tòa án hòa giải.

Thời hạn hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh được quy định là 20 năm kể từ ngày 14-1-1991.

Điều 2: Đối tượng hoạt động chính của Xí nghiệp Liên doanh là tiến hành các công tác nghiên cứu khoa học, khảo sát, thiết kế, thăm dò địa chất, thiết kế khai thác các mỏ có triển vọng, khai thác dầu và khí, thu gom xử lý dầu, khí và condensat, bán các sản phẩm này tại Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba thông qua tổ chức Việt Nam theo các điều kiện hợp đồng, cũng như thực hiện các công tác và dịch vụ cho các tổ chức Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba, nếu điều đó không làm thiệt hại đến hoạt động chính của Xí nghiệp Liên doanh.

Khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh bao gồm:

• Vùng biển được giới hạn trong các lô 05-1, 09 và 16 (tọa độ ghi trong Phụ lục Hiệp định ngày 16-7-1991). Từ ngày 1-1-1994, sau khi kết thúc giai đoạn thăm dò, hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh sẽ được tiến hành trong phạm vi các vùng biển tương ứng với đường biên các cấu tạo chứa dầu khí của các mỏ khai thác có hiệu quả.

• Những khu đất có các công trình sản xuất, sinh hoạt công cộng, kể cả các công trình đang trong giai đoạn xây dựng và thiết kế cũng như các công trình khác cần thiết cho việc thực hiện chương trình công tác của Xí nghiệp Liên doanh.

1. Quyết định số 1211/HTĐT-TB ngày 16-6-1993 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư do Phó Chủ nhiệm Nguyễn Mại ký.

Điều 3: Các Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh là:

• Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam "Petrovietnam", có tư cách pháp nhân theo luật pháp Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

• Liên đoàn Kinh tế đối ngoại Liên bang Nga "Zarubezhneft", có tư cách pháp nhân theo luật pháp Liên bang Nga.

Mỗi phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh có thể được thay thế theo thể thức do Hiệp định quy định.

...

Điều 6: Xí nghiệp Liên doanh có quyền:

• Thực hiện bán sản phẩm hàng hóa (dầu) thông qua các tổ chức Việt Nam theo điều kiện hợp đồng;

• Soạn thảo chương trình công tác phát triển dài hạn;

• Thực hiện hoạt động kinh tế đối ngoại theo thể thức quy định;

• Thực hiện công việc và cung cấp dịch vụ cho các tổ chức của Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, Liên bang Nga và các nước khác trên cơ sở hợp đồng (thỏa thuận);

• Mua sắm, chuyển nhượng các tài sản ở Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, Liên bang Nga và các nước khác với sự thỏa thuận của các Phía tham gia;

• Vay vốn tại Ngân hàng Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, Liên bang Nga và các nước khác;

• Mở tài khoản thanh toán tại Ngân hàng Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, Liên bang Nga và các nước khác theo thể thức quy định;

• Thành lập chi nhánh và đại diện của mình tại Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, Liên bang Nga theo Nghị quyết của Hội đồng;

• Thành lập xí nghiệp nhỏ và các xí nghiệp liên doanh với sự tham gia của các bạn hàng Việt Nam, Liên bang Nga và các nước khác, cũng như tham gia vào các xí nghiệp liên doanh phù hợp với luật pháp Việt Nam;

• Phê duyệt nội quy lao động, cơ cấu tổ chức các cơ sở, biểu biên chế, quy chế hoạt động của các cơ sở và các văn bản khác quy định chế độ hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh;

• Xác định hình thức và hệ thống trả công lao động và khuyến khích vật chất đối với cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh;

• Soạn thảo các văn bản định mức, thành lập các quỹ;

• Phê duyệt dự toán xây dựng cơ bản trong các hạn ngạch do Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh quy định;

• Cử cán bộ Xí nghiệp Liên doanh đi công tác trên lãnh thổ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và nước ngoài.

Xí nghiệp Liên doanh có nghĩa vụ:

• Soạn thảo các chương trình phát triển công tác dài hạn;

• Tiến hành hạch toán và thực hiện thanh toán với Ngân sách của Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam về việc trả thuế và thanh toán với các Phía tham gia Nga và Việt Nam;

• Soạn thảo và thực hiện trong phạm vi hoạt động của mình các biện pháp để bảo vệ môi trường xung quanh phù hợp với tiêu chuẩn theo yêu cầu của Việt Nam và theo tiêu chuẩn quốc tế;

• Đệ trình cho các Phía tham gia báo cáo quý, tháng và năm về hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh cũng như các báo cáo về việc kết thúc các công trình xây dựng lớn;

• Soạn thảo thiết kế dự toán và tài liệu công nghệ, thực hiện các công tác thăm dò địa chất và xây lắp; khai thác các thiết bị công nghệ, các công trình trên biển và trên bờ, các phương tiện kỹ thuật nổi và kỹ thuật khác phù hợp với định mức và quy chế hiện hành của Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam cũng như tiêu chuẩn quốc tế được cơ quan có thẩm quyền của Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam chấp nhận.

Điều 7: Vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh tính đến ngày 1-1-1991 được đánh giá là 1.500 triệu (một tỷ năm trăm triệu) đôla Mỹ (USD), trong đó phần của mỗi Bên là 750 triệu (bảy trăm năm mươi triệu) USD. Trong quá trình hoạt động của mình, Xí nghiệp Liên doanh không được quyền làm giảm vốn pháp định. Việc tăng vốn pháp định được thực hiện theo sự thỏa thuận giữa các Phía tham gia. Xí nghiệp Liên doanh có thể thành lập các quỹ sau: quỹ phát triển Xí nghiệp Liên doanh, quỹ dự phòng, quỹ phúc lợi xã hội, quỹ khen thưởng, cũng như các quỹ đặc biệt khác. Mức, điều kiện, thể thức lập và sử dụng các quỹ này do Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh quy định. Lợi nhuận dưới dạng sản phẩm hàng hóa (dầu) hoặc bằng tiền thu được do bán sản phẩm (dầu) sau khi nộp thuế lợi tức sẽ được phân chia cho các Phía tỷ lệ với phần đóng góp của mỗi Bên theo Hiệp định trong vốn pháp định của Xí nghiệp Liên doanh.

...

Điều 10: Kinh phí cho hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh được lấy từ các nguồn sau:

• Doanh thu do bán phần sản phẩm hàng hóa (dầu thô) để lại cho Xí nghiệp với khối lượng do Hội đồng phê duyệt hàng năm.

• Thu nhập từ các công tác và dịch vụ do Xí nghiệp Liên doanh thực hiện cho

các tổ chức, công ty của Việt Nam, Liên bang Nga và nước thứ ba trên cơ sở hợp đồng.

• Lãi suất ngân hàng trên số dư tài khoản của Xí nghiệp Liên doanh.

• Thu nhập từ bán vật tư, thiết bị, phương tiện kỹ thuật dư thừa cho các tổ chức của Việt Nam, Liên bang Nga và các nước khác, nếu như không làm thiệt hại cho hoạt động sản xuất chính của Xí nghiệp.

• Tín dụng do Xí nghiệp Liên doanh vay tại các ngân hàng của Việt Nam, Liên bang Nga và các nước khác.

• Các nguồn kinh phí khác được luật pháp Việt Nam cho phép.

Kết quả hoạt động sản xuất và tài chính của Xí nghiệp Liên doanh được phản ánh trong các báo cáo hàng năm.

...

Điều 12: Công tác hạch toán kế toán và báo biểu của Xí nghiệp Liên doanh được tiến hành bằng đồng đôla Mỹ, phù hợp với quy chế được soạn thảo trên cơ sở luật pháp Việt Nam và do Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh phê duyệt. Việc kiểm tra tài liệu kế toán, báo biểu và đóng góp ý kiến về công tác hạch toán kế toán trong Xí nghiệp Liên doanh do Ban Thanh tra và cơ quan kiểm toán do Bộ Tài chính Việt Nam chỉ định, thực hiện. Kết quả thanh tra chuyển giao cho Tổng Giám đốc và các Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh. Những chi phí liên quan đến việc thanh tra của cơ quan kiểm toán cũng như việc thanh tra do mỗi Phía chủ động tiến hành sẽ do cơ quan tương ứng tiến hành thanh tra đài thọ.

Điều 13: Cơ quan lãnh đạo cao nhất của Xí nghiệp Liên doanh là Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh gồm các đại diện do các Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh cử ra. Thành phần của Hội đồng gồm có 5 đại diện thường trực của mỗi Phía tham gia, trong đó có Tổng Giám đốc và Phó Tổng Giám đốc thứ nhất Xí nghiệp Liên doanh…

Điều 15: … Tổng Giám đốc và Phó Tổng Giám đốc thứ nhất được Hội đồng bổ nhiệm với nhiệm kỳ là 5 năm. Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh được bổ nhiệm từ số công dân Việt Nam, Phó Tổng Giám đốc thứ nhất - từ số công dân Liên bang Nga…

Điều 17: Tất cả các mẫu vật địa chất (mẫu khoan, chất lỏng và hợp chất vỉa…) cũng như các thông tin địa chất do Xí nghiệp Liên doanh tìm thấy trong vùng hoạt động của mình là sở hữu của Bên Việt Nam. Tuy nhiên, các Phía có thể được sử dụng miễn phí những mẫu vật và thông tin này với mục đích phục vụ cho hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh. Việc đưa các mẫu vật và thông tin ra khỏi lãnh thổ Việt Nam được hợp thức hóa phù hợp với luật pháp Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam. Các Phía không được quyền chuyển giao mẫu vật và thông tin nói trên cho người khác mà không thông báo cho Phía bên kia biết. Các phát minh, sáng chế và các thành tựu khoa học - kỹ thuật khác do Xí nghiệp Liên doanh đạt được trong lĩnh

vực hoạt động của mình là sở hữu của Xí nghiệp Liên doanh. Việc đăng ký và bảo hộ quyền tác giả phát minh nói trên được tiến hành phù hợp với luật pháp Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, còn vấn đề sử dụng những thành tựu này được xác định theo thỏa thuận giữa các Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh.

...

Điều 19: Chi phí đi đường cho những người tham gia các kỳ họp Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh do Bên cử đại diện đi dự các kỳ họp đó đài thọ. Những chi phí liên quan tới kỳ họp Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh cũng như chi phí chỗ ở, tiền ăn cũng như phòng họp và các phương tiện kỹ thuật cần thiết cho các kỳ họp nói trên do Xí nghiệp Liên doanh đảm bảo. Hàng năm, Xí nghiệp Liên doanh trích cho các Phía tham gia tiền chi phí quản lý lấy từ số tiền bán phần sản phẩm hàng hóa (dầu) của Xí nghiệp theo mức do Hội đồng quy định.

...

2. Tiếp tục hoàn thiện cơ chế quản lý và cơ cấu tổ chức của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

2.1. Về xuất, nhập khẩu dầu thô và thiết bị dầu khí

Trước năm 1991, việc nhập khẩu thiết bị, máy móc, vật tư của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải thông qua Liên đoàn Zarubezhneftstroi (ZNS) của Liên Xô. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chỉ có trách nhiệm lập đơn hàng và trình hai Phía phê duyệt, trước khi chuyển cho Liên đoàn ZNS. Việc xuất khẩu dầu thô phải thông qua Công ty Xuất nhập khẩu Dầu khí (Petechim) thuộc Bộ Thương mại, Việt Nam.

Thực hiện Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991, ngày 22-8-1991 Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã gửi Công văn số 1177/DK.HTQT kiến nghị và được Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng đồng ý cho phép *"Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô được trực tiếp xuất nhập khẩu theo đúng tinh thần của Hiệp định Liên Chính phủ Việt - Xô về hợp tác dầu khí ký ngày 16-7-1991"*[1]. Đồng thời, ngày 26-10-1991 Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum đã ký Quyết định số 471/CNNg-TC phê duyệt cho phép ban hành Điều lệ tạm thời về tổ chức hoạt động kinh doanh xuất nhập khẩu trực tiếp của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Thực hiện quyết định của Bộ Công nghiệp nặng, kỳ họp thứ XIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 10-12-1991 đã có Quyết nghị số 5.1: Xí nghiệp Liên doanh thực

1. Công văn số 3267/KTĐN ngày 1-10-1991 của Phó Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Hoàng Thúc Tấn về việc xuất nhập khẩu trực tiếp của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

hiện xuất, nhập khẩu vật tư thiết bị và dịch vụ phù hợp với Điều lệ tạm thời về tổ chức xuất nhập khẩu trực tiếp của Xí nghiệp Liên doanh.

Sau khi Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được chính thức ban hành, kỳ họp thứ XV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh diễn ra trong 2 ngày 7 và 8-7-1993 tại Mátxcơva, đã thông qua Nghị quyết số 12: Phê chuẩn Quy chế về xuất nhập khẩu thiết bị, vật tư và dịch vụ của Xí nghiệp Liên doanh. Thực hiện Quy chế này, phù hợp với luật pháp Việt Nam, Xí nghiệp Liên doanh đã trực tiếp, hoặc thông qua việc sử dụng dịch vụ đại lý, tiến hành lập đơn hàng, tổ chức đấu thầu hoặc gọi chào giá cạnh tranh và đàm phán ký kết hợp đồng nhập khẩu thiết bị, máy móc và vật tư cần thiết.

Về việc xuất khẩu dầu thô, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro vẫn sử dụng đại lý là Công ty Petechim với thặng số ngoại thương được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XVII, ngày 24-12-1994 xác định: Ấn định thặng số ngoại thương bán toàn bộ số dầu thương phẩm của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro theo hợp đồng ký với Công ty Petechim ở mức cố định bằng 0,9 USD trên một tấn dầu đã bán.

Để phù hợp với Luật Thuế giá trị gia tăng được Quốc hội nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam khóa IX, kỳ họp thứ 11 thông qua ngày 10-5-1997, tại kỳ họp thứ XXI, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết về thặng số ngoại thương xuất dầu thô.

> Nghị quyết ghi rõ:
>
> - Từ ngày 1-1-1999, thặng số ngoại thương của Công ty Petechim đã ấn định trước đây ở mức 0,9 USD được giảm bằng số thuế giá trị gia tăng ở mức do luật pháp Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam quy định;
>
> - Chi phí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro về thanh toán thặng số ngoại thương bán dầu là 0,9 USD/tấn dầu đã bán, bao gồm cả thuế giá trị gia tăng;
>
> - Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn đến ngày 1-1-1999 phải tiến hành sửa đổi hợp đồng uỷ thác xuất dầu ký với Công ty Petechim phù hợp với quyết định đã được thông qua[1].

2.2. Về chuyển giao các chức danh lãnh đạo chủ chốt

Trước năm 1992, do thực tế là các công dân Việt Nam chưa có đủ kinh nghiệm, và cũng theo quy định trong Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 và Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, phần lớn các chức danh lãnh đạo chủ chốt ở Xí

1. Biên bản kỳ họp thứ XXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 18-12-1998, tại Vũng Tàu.

nghiệp Liên doanh do công dân Liên Xô đảm nhiệm. Người Việt Nam chỉ giữ các chức danh Phó Tổng Giám đốc thứ nhất, Phó Tổng Giám đốc phụ trách địa chất, Phó Tổng Giám đốc phụ trách xây dựng cơ bản, Phó Tổng Giám đốc phụ trách nội chính. Sau khi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 được ký kết, hai Phía Việt Nam và Liên bang Nga đã tiến hành thỏa thuận và từng bước chuyển giao các chức danh lãnh đạo chủ chốt cho người Việt Nam đảm nhận.

Chức danh Tổng Giám đốc: Sau khi được Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum đồng ý[1] Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã giới thiệu, phù hợp với Điều 16 Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro kỳ họp thứ XIII ngày 10-12-1991 đã thông qua Quyết nghị số 7.1: Bổ nhiệm ông Ngô Thường San, công dân Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam giữ chức Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro kể từ ngày 1-1-1992. Đó là người Việt Nam đầu tiên đảm nhiệm cương vị Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Sau khi ông Ngô Thường San được bổ nhiệm làm Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (năm 1996), ông Nguyễn Giao thay thế trên cương vị Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh và khi ông Giao nghỉ hưu (năm 2002), ông Trần Lê Đông được cử làm Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh cho đến khi nghỉ hưu.

Các chức danh lãnh đạo chủ chốt khác: Tương tự như đối với chức danh Tổng Giám đốc, thực hiện Điều 16 Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XIII ngày 10-12-1991 đã thông qua Nghị quyết: Bổ nhiệm ông Bùi Hải Ninh làm Phó Tổng Giám đốc phụ trách thương mại từ ngày 1-1-1992. Sau đó, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XVIII ngày 22-12-1995 đã thông qua Nghị quyết: Bổ nhiệm ông Đặng Của làm Phó Tổng Giám đốc phụ trách công tác khoan kể từ ngày 15-8-1995. Ngày 29-11-1996, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XIX đã thông qua Nghị quyết: Bổ nhiệm ông Phùng Đình Thực giữ chức vụ Chánh kỹ sư Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro kể từ ngày 1-1-1997. Các ông: Bùi Hải Ninh, Đặng Của và Phùng Đình Thực là những công dân Việt Nam đầu tiên giữ các chức vụ này trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Đến cuối năm 2010, hầu hết các chức danh lãnh đạo chủ chốt của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và các đơn vị trực thuộc đều do người Việt Nam đảm nhiệm, trừ các chức danh Phó Tổng Giám đốc thứ nhất, Phó Tổng Giám đốc phụ trách vật tư, Chánh kinh tế và Giám đốc Trung tâm An toàn và Môi trường.

2.3. Về kiện toàn cơ cấu tổ chức Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

Tại kỳ họp thứ XVII ngày 24-12-1994, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã

1. Quyết định số 292/CNNg-TC ngày 4-12-1991 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum về bổ nhiệm chức danh Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

thông qua Nghị quyết về các biện pháp hoàn thiện tổ chức, cơ chế kinh doanh và quản lý của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro[1].

> Phù hợp với những sửa đổi về cơ cấu, hoàn thiện trong công tác quản lý, tổ chức cơ chế kinh doanh và quản lý trong nền kinh tế quốc dân của hai nước Việt Nam và Liên bang Nga, nhằm giảm bớt các chi phí thường xuyên của Xí nghiệp Liên doanh, nâng cao hiệu quả sử dụng các năng lực sản xuất hiện có và để khuyến khích các tập thể lao động, Hội đồng đã quyết nghị:
>
> - Nhìn chung tán thành các đề nghị của Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh về việc hoàn thiện cơ cấu tổ chức của Xí nghiệp Liên doanh. Trong khi thực hiện vấn đề này, Ban Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh trình hai Phía tham gia xem xét các phương án tính toán kinh tế về việc đưa các bộ phận ra khỏi cơ cấu của Xí nghiệp Liên doanh theo những đề nghị nói trên, tinh giản tương ứng số lượng cán bộ công nhân viên, đặc biệt lưu ý tới bảo đảm chất lượng công tác và dịch vụ do các bộ phận nói trên tiếp tục làm việc cho Xí nghiệp Liên doanh sau khi được tổ chức lại.
>
> - Trong thời hạn đến tháng 2-1995, hai Phía tham gia thành lập Tổ công tác gồm các chuyên viên có trình độ cao của hai Phía, dưới sự chỉ đạo của hai Phó Tổng Giám đốc của hai Phía, để soạn thảo Luận chứng kinh tế - kỹ thuật về hoàn thiện tổ chức, cơ chế kinh doanh và quản lý của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Ngày 22-12-1995, kỳ họp thứ XVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết về hoàn thiện hệ thống quản lý và cơ cấu tổ chức Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và hình thức khuyến khích vật chất cho các chuyên gia đầu ngành người Nga mà hiện nay chuyên gia Việt Nam chưa thể thay thế[2].

> Hội đồng quyết nghị:
>
> - Giao cho Xí nghiệp Liên doanh trong thời hạn đến ngày 1-4-1996 phải soạn thảo xong và trình hai Phía tham gia xem xét những đề xuất kinh tế - kỹ thuật, cùng với những tài liệu giải trình và tính toán về hoàn thiện hệ thống quản lý và cơ cấu tổ chức Xí nghiệp Liên doanh.
>
> - Giao cho Xí nghiệp Liên doanh soạn thảo và trong thời hạn đến ngày 1-4-1996 trình hai Phía tham gia xem xét những kiến nghị về việc xác định hình thức khuyến khích vật chất cho những chuyên gia đầu ngành người Nga mà hiện nay chuyên gia Việt Nam chưa thể thay thế được. Trong thời hạn đến ngày 1-6-1996, theo thể thức công vụ, hai Phía tham gia sẽ thống nhất thông qua giải pháp về việc cấp chi phí cho các mục đích này.

1. Biên bản kỳ họp thứ XVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1994, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 22-12-1995, tại Vũng Tàu.

Tại kỳ họp thứ XXIII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết về tiếp tục hoàn thiện cơ chế quản lý và cơ cấu tổ chức Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; đồng thời Hội đồng đã thông qua Nghị quyết thành lập Nhà nghỉ công nhân dầu khí ở thành phố Đà Lạt là một đơn vị cấu thành của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro[1].

Tại kỳ họp thứ XXV, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chuyển giao không hoàn lại kho lạnh (mã số OF 11170199) cho Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí (PVTSC). Khi chuyển giao tài sản này, PVTSC phải ký cam kết về việc bảo lưu giá năm 2001 về tổ chức dịch vụ và bảo đảm ăn uống trên các công trình biển của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro không thay đổi trong thời gian không dưới 2 năm[2].

Tại kỳ họp thứ XXVIII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết số 5.1 phê chuẩn việc thành lập Phòng Tiếp thị và Dịch vụ trực thuộc Bộ máy điều hành Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro kể từ ngày 1-7-2004; và Nghị quyết số 5.2 thành lập mới và đưa vào hoạt động Trung tâm Công nghệ thông tin và Liên lạc kể từ ngày 1-8-2004, trên cơ sở hợp nhất Ban Thông tin kỹ thuật và Phòng Máy tính và Thông tin kinh tế - kỹ thuật thuộc Bộ máy điều hành của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro[3].

Tại kỳ họp thứ XXX, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết về việc hoàn thiện cơ cấu tổ chức, các định hướng và triển vọng phát triển của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; và về việc tiếp tục hợp tác giữa OAO Zarubezhneft và Petrovietnam trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro[4].

> Hội đồng quyết nghị: Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong quý III-2006 soạn thảo và trình hai Phía xem xét các đề xuất về:
>
> - Hoạt động liên doanh giữa OAO Zarubezhneft và Petrovietnam sau năm 2010 trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro;
>
> - Hoàn thiện cơ cấu tổ chức Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và xác định nhu cầu về cán bộ công nhân viên Nga và Việt Nam đến cuối năm 2010 và sau năm 2010 trong trường hợp gia hạn Hiệp định Liên Chính phủ ngày 16-7-1991.

1. Biên bản kỳ họp thứ XXIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 12-12-2000, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-1-2002, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XXVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-7-2004, tại Mátxcơva.
4. Biên bản kỳ họp thứ XXX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2005, tại Vũng Tàu.

2.4. Về khoán chi phí hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh

Điều 10 Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 quy định: Để cấp vốn hoạt động sản xuất và lập các quỹ tương ứng của Xí nghiệp Liên doanh, các Phía tham gia để lại cho Xí nghiệp Liên doanh sử dụng tới 35% khối lượng sản phẩm hàng hóa hàng năm (dầu). Phần sản phẩm này sẽ được giảm xuống với việc tăng khối lượng khai thác dầu, còn đại lượng chỉ số hàng năm sẽ được các Phía tham gia xác định và được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh duyệt, xuất phát từ các chương trình sản xuất của Xí nghiệp đã thỏa thuận. Tại kỳ họp thứ XIII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết: "Để lại cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro 35% khối lượng dầu thương phẩm trong năm để cấp kinh phí cho các hoạt động của Xí nghiệp trong năm 1992"[1].

Trên cơ sở mức khoán chi phí nói trên, hàng năm Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã quyết định phân bổ phần dầu thương phẩm cho Xí nghiệp Liên doanh. Đối với những năm đầu, cho tới năm 1996, do sản lượng khai thác hàng năm và giá dầu thế giới còn thấp, hơn nữa công tác phát triển mỏ đang đòi hỏi phải đầu tư lớn, nên để thực hiện chương trình kế hoạch đã được phê duyệt, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải tìm mọi biện pháp để huy động các nguồn vốn bổ sung như tiến hành các hoạt động dịch vụ cho các tổ chức bên ngoài, bán các vật tư thiết bị tồn đọng, vay tín dụng hay thậm chí xin hoãn trả lợi nhuận cho các Phía tham gia một thời gian.

Do giá dầu không ổn định, nhu cầu chi hàng năm cho hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng không cố định, với tỷ lệ 35% doanh thu bán dầu, việc cân đối thu chi trong ngân sách của Xí nghiệp Liên doanh có lúc thiếu, có lúc thừa. Năm 1995, Phía tham gia Nga đã thỏa thuận trợ giúp tài chính Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro bằng cách chậm nhận tiền bán phần dầu lãi sau một số tháng, góp phần đáng kể vào ổn định tình hình tài chính của Xí nghiệp.

Ngày 29-11-1996, xét thấy tình hình tài chính của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thay đổi, mức khoán 35% khối lượng dầu thương phẩm được phê duyệt từ năm 1992 thực tế đã vượt quá nhu cầu tổng chi phí hàng năm của Xí nghiệp Liên doanh, nên tại kỳ họp thứ XIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết: "Giữ nguyên phần để lại cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 28% doanh thu bán dầu cho tới năm 1999"[2].

---

1. Biên bản kỳ họp thứ XIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro từ ngày 9 đến ngày 10-12-1991, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-1996, tại Vũng Tàu.

Năm 1996, dự kiến doanh thu bán dầu sẽ đạt 1.178,4 triệu USD hay bằng 113% kế hoạch năm, trong đó, phần dành cho ngân sách của Xí nghiệp Liên doanh là 330 triệu USD, vượt 40 triệu USD so với kế hoạch năm. Thu từ dịch vụ và các hoạt động khác dự kiến sẽ đạt ở mức kế hoạch năm. Vốn vay tới cuối năm sẽ là 58 triệu USD, trong đó: 37,4 triệu USD đã trả cho khoản vay trong năm 1995[1].

Năm 1997: Tình hình tài chính của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ổn định trong suốt năm 1997. Tổng doanh thu bán dầu năm 1997 đạt gần 1.391 triệu USD (bằng 113% kế hoạch năm), trong đó phần để lại cho Xí nghiệp Liên doanh là 390 triệu USD (vượt kế hoạch 40 triệu USD). Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã hoàn thành nghĩa vụ trả các khoản nợ đã vay với số tiền 46,5 triệu USD, đã thực hiện nghĩa vụ đúng hạn với Ngân sách Nhà nước Việt Nam, và chuyển lợi nhuận kịp thời cho Phía Nga với tổng số của cả năm 1997 khoảng 217 triệu USD (vượt 22 triệu USD so với kế hoạch năm)[2].

Năm 1998: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có tình hình tài chính ổn định. Tổng doanh thu bán dầu năm 1998 đạt 1.121,9 triệu USD, trong đó phần dành cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 314 triệu USD. Ngoài ra, còn có doanh thu từ các hoạt động dịch vụ. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thực hiện nghĩa vụ đúng hạn với Ngân sách Nhà nước Việt Nam, và chuyển kịp thời lợi nhuận cho Phía tham gia Nga[3].

Năm 1999: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có tình hình tài chính ổn định. Tổng doanh thu bán dầu năm 1999 đạt 1.487,6 triệu USD, bằng 144,4% kế hoạch năm, trong đó phần dành cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 416,5 triệu USD. Ngoài ra, thu từ dịch vụ đạt 24,5 triệu USD. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã làm nghĩa vụ kịp thời với Ngân sách Nhà nước Việt Nam, và chuyển lợi nhuận cho hai Phía tham gia[4].

Năm 2000: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có tình hình tài chính ổn định. Tổng doanh thu bán dầu trong năm 2000 dự kiến đạt 2.657,1 triệu USD, bằng 188,3% kế hoạch năm, trong đó phần dành cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 670,4 triệu USD. Ngoài ra, thu từ dịch vụ là 29,6 triệu USD. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã làm nghĩa vụ kịp thời với Ngân sách Nhà nước Việt Nam và chuyển lợi nhuận cho hai Phía[5].

Năm 2001: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có tình hình tài chính ổn định. Doanh thu xuất khẩu dầu đạt 2.631,9 triệu USD, bằng 121,9% kế hoạch, trong đó phần dành cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 658 triệu USD. Ngoài

1. Biên bản kỳ họp thứ XIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-1996, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1997, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 18-12-1998, tại Vũng Tàu.
4. Biên bản kỳ họp thứ XXII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 25-11-1999, tại Vũng Tàu.
5. Biên bản kỳ họp thứ XXIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 12-12-2000, tại Vũng Tàu.

ra, thu từ dịch vụ cho các tổ chức bên ngoài và hoạt động khác là 53,1 triệu USD. Tổng các khoản thu và thu nhập là 711,1 triệu USD. Việc nộp Ngân sách Nhà nước Việt Nam (1.229,5 triệu USD) và chuyển lợi nhuận cho hai Phía (Phía Việt Nam là 480,4 triệu USD, Phía Nga 497,2 triệu USD) được thực hiện kịp thời[1].

Năm 2002: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có tình hình tài chính ổn định. Doanh thu xuất khẩu dầu dự kiến đạt 2,3961 tỷ USD, trong đó phần dành cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 599,1 triệu USD. Thu từ dịch vụ cho các tổ chức bên ngoài đạt 74,3 triệu USD. Tổng các khoản thu và thu nhập đạt 712,6 triệu USD. Nộp Ngân sách Nhà nước Việt Nam 1,0658 tỷ USD, chuyển lợi nhuận cho Phía Việt Nam 386,2 triệu USD, chuyển lợi nhuận cho Phía Nga 401,6 triệu USD[2].

Năm 2003: Nhờ giá dầu tăng nên các chỉ tiêu kế hoạch về doanh thu và trích nộp ngân sách đã hoàn thành vào ngày 22-9-2003. Dự kiến đến hết năm doanh thu bán dầu sẽ đạt 2,9 tỷ USD, với giá trung bình 220 USD/tấn. Trích nộp ngân sách và lợi nhuận Phía Việt Nam dự kiến sẽ đạt 1,7 tỷ USD. Lợi nhuận Phía Nga sẽ đạt 486 triệu USD. Dự kiến đến hết năm thu từ dịch vụ cho các tổ chức bên ngoài sẽ đạt 40 triệu USD. Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết số 6.22: "Số tiền Xí nghiệp Liên doanh thu được do giá dầu tăng so với giá kế hoạch 170 USD/tấn sẽ tính vào vốn dự phòng và hạch toán trên một tiểu khoản riêng. Việc sử dụng số vốn dự phòng nói trên được thực hiện phù hợp với điểm 3.18 Nghị quyết kỳ họp thứ XXIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro"[3].

Căn cứ quy định tại Điều 10 Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991, xét thấy mức khoán 28% dầu thương phẩm để cấp kinh phí hàng năm cho Xí nghiệp Liên doanh được phê duyệt năm 1996 không còn phù hợp, kỳ họp thứ XXVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2003, tại thành phố Vũng Tàu đã tiến hành xem xét lại theo hướng giảm bớt. Tuy nhiên do có quan điểm khác nhau về: (i) Kế hoạch sản lượng dầu khai thác; và (ii) Trách nhiệm của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong việc tiếp tục đầu tư xây dựng các hạng mục xây dựng cơ bản để duy trì sản lượng khai thác đối với những năm sau, các Phía tham gia đã không thỏa thuận được mức khoán dầu thương phẩm để cấp kinh phí hoạt động cho Xí nghiệp Liên doanh và đã phải chấp nhận Nghị quyết số 6 với các ý kiến khác nhau:

- Ý kiến của Phía Nga trong Hội đồng theo Quyết nghị số 6.11.a.: "Ấn định phần trích lập để chi phí cho hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh bằng 20% tổng doanh thu bán dầu"[4].

1. Biên bản kỳ họp thứ XXV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-1-2002, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-2002, tại Vũng Tàu.
3, 4. Biên bản kỳ họp thứ XXVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2003, tại Vũng Tàu.

- Ý kiến của Phía Việt Nam trong Hội đồng theo Quyết nghị số 6.8.b.: "Ấn định trong năm 2004 phần trích lập để chi phí cho hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh bằng 25% tổng doanh thu bán dầu"[1].

Trên thực tế, sau một năm hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, kỳ họp thứ XXIX ngày 15-12-2004 và kỳ họp thứ XXX ngày 8-12-2005 đã quyết định phân bổ khoảng 25% phần dầu thương phẩm cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để cấp kinh phí hoạt động cho các năm 2005 và 2006, với lưu ý rằng: *Số tiền Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thu được do giá dầu tăng, so với giá kế hoạch, sẽ tính vào vốn dự phòng và không được sử dụng nếu chưa thoả thuận với hai Phía.*

> *Năm 2004*: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có tình hình tài chính ổn định. Doanh thu từ xuất khẩu dầu đạt 3.468,5 triệu USD, bằng 167,3% kế hoạch, trong đó phần để lại cho Xí nghiệp Liên doanh là 867,1 triệu USD. Ngoài ra, thu từ dịch vụ cho các tổ chức bên ngoài và từ các hoạt động khác đạt 62,8 triệu USD. Tổng các khoản thu đạt 1.046,8 triệu USD, cho phép trang trải các chi phí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro khoảng 500 triệu USD. Dự kiến số dư nhàn rỗi đến ngày 1-1-2005 là 546,8 triệu USD, trong đó quỹ dự phòng do tăng giá dầu 350,9 triệu USD. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành trích nộp kịp thời vào Ngân sách Nhà nước Việt Nam và chuyển lợi nhuận cho hai Phía, trong đó trích nộp Ngân sách Nhà nước Việt Nam là 1.548,5 triệu USD, lợi nhuận Phía Việt Nam là 550,7 triệu USD, lợi nhuận Phía Nga là 552,9 triệu USD[2].
>
> *Năm 2005*: Tình hình tài chính của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ổn định. Doanh thu bán dầu dự kiến đạt 4.262,9 triệu USD, giá dầu trung bình 402,9 USD/tấn, trong đó để lại cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 1.065,7 triệu USD, ngoài ra thu từ dịch vụ cho các công trình ngoài và các hoạt động khác là 48,7 triệu USD. Tổng phần thu dự kiến là 1.346,5 triệu USD cho phép Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trang trải các chi phí theo kế hoạch là 857,8 triệu USD. Số dư dự kiến tính đến ngày 1-1-2006 là 722,3 triệu USD, trong đó Quỹ dự phòng do giá dầu tăng là 521,0 triệu USD, kinh phí cho công tác thu dọn mỏ là 54,9 triệu USD. Dự kiến thực hiện nộp Ngân sách Nhà nước Việt Nam là 2.031,8 triệu USD; lợi nhuận Phía Việt Nam là 572,5 triệu USD, lợi nhuận Phía Nga là 592,9 triệu USD[3].

2.5. Về chi phí cho hai Phía tham gia

Để thực hiện các hoạt động quản lý và giám sát hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, trước năm 1991 thực hiện chế độ thực thanh thực chi. Phù

1. Biên bản kỳ họp thứ XXVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2003, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 15-12-2004, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XXX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2005, tại Vũng Tàu.

hợp với Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991, khoản chi này được chuyển sang cơ chế khoán mức trích hàng năm theo Nghị quyết của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh. Cơ chế khoán này đã được khẳng định trong Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro năm 1992, tại Điều 19 với quy định: *Hàng năm Xí nghiệp Liên doanh trích cho các Phía tham gia tiền chi phí quản lý lấy từ số tiền bán phần sản phẩm hàng hóa (dầu) của Xí nghiệp theo mức do Hội đồng quy định.* Do yêu cầu của hoạt động quản lý và giám sát hàng năm thay đổi, mức trích này đã được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh ấn định hàng năm cho mỗi Phía tham gia như sau: 0,1% cho các năm 1991 và 1992; 0,15% cho năm 1993; 0,2% cho năm 1994; 0,3% cho năm 1995; 0,4% cho các năm 1996, 1997 và 1998; 0,5% cho các năm 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005 và 2006.

2.6. Về lập quỹ tháo dỡ, thu dọn mỏ

Thực hiện quy định tại Điều 13 Luật Dầu khí: "Sau khi kết thúc các hoạt động dầu khí, tổ chức, cá nhân phải giải phóng diện tích đã sử dụng, phải tháo dỡ các công trình cố định thiết bị theo yêu cầu của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền"[1]; và phù hợp với tập tục dầu khí quốc tế, tại kỳ họp thứ XXVII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thảo luận về vấn đề hình thành nguồn vốn cho công tác thu dọn mỏ Bạch Hổ và Rồng và đã thông qua Nghị quyết: "Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cùng với chuyên viên hai Phía thành lập tổ công tác để nghiên cứu vấn đề hình thành nguồn vốn cho công tác thu dọn mỏ Bạch Hổ và Rồng phù hợp với luật pháp Việt Nam. Giao cho tổ công tác chuẩn bị các đề nghị về vấn đề này và trình hai Phía xem xét trước ngày 1-4-2004"[2]. Tại kỳ họp thứ XXVIII, ngày 8-7-2004 tại Mátxcơva, sau khi nghe báo cáo của Tổ công tác chuẩn bị Dự thảo Quy chế về việc thành lập và sử dụng quỹ thu dọn các công trình mỏ ở vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã yêu cầu Tổ công tác tiếp tục nghiên cứu chi tiết những khía cạnh pháp lý, kinh tế và công nghệ của vấn đề để trình lên kỳ họp thứ XXIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro xem xét[3]. Tại các kỳ họp thứ XXVIII và XXIX tại Vũng Tàu, hai Phía tiếp tục xem xét và thảo luận về Dự thảo, yêu cầu Xí nghiệp Liên doanh trong thời hạn tới ngày 31-3-2005 hoàn thiện lại Quy chế về việc thành lập và sử dụng kinh phí cho công tác thu dọn tất cả các công trình ở vùng hoạt động của Xí nghiệp và lập kế hoạch - tiến độ tháo dỡ từng công trình

1. Luật Dầu khí được Quốc hội nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam khoá IX, kỳ họp thứ 3 thông qua ngày 6-7-1993.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2003, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XXVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-7-2004, tại Mátxcơva.

cụ thể, dự toán chi phí cần thiết để thực hiện các công tác này hàng năm cho tới hết năm 2010. Nghị quyết số 7.1.2 của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh cũng chỉ rõ: Trong năm 2005, từ phần doanh thu bán dầu để lại cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, phải tách số tiền 54,9 triệu USD thành một khoản mục riêng trong kế hoạch tài chính năm để thực hiện công tác thu dọn và tiến hành hạch toán các chi phí thực tế cho công tác tháo dỡ trên một tiểu khoản riêng. Số tiền được trích cho công tác thu dọn mỏ năm 2006 là 58,44 triệu USD. Theo Nghị quyết 7.1 của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXIX, số tiền hai năm cộng lại là 113,34 triệu USD Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro không được sử dụng vào mục đích sản xuất.

Tại kỳ họp thứ XXXI, ngày 22-6-2006 tại Vũng Tàu, sau khi nghe Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro báo cáo đã gửi khoản vốn 113,34 triệu USD dành cho công tác thu dọn các công trình mỏ trong vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh ở Công ty Tài chính Dầu khí - PVFC trong thời hạn 3 tháng với lãi suất 2% năm, phần lãi thu được từ việc gửi khoản tiền này đã tính vào thu nhập của Xí nghiệp Liên doanh từ các hoạt động khác, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua các quyết nghị: "Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro gửi khoản tiền vốn dành cho công tác thu dọn mỏ với rủi ro thấp nhất nhưng với lãi suất cao hơn phù hợp với luật pháp Việt Nam và báo cáo hai Phía biết" và "Tiền lãi thu được từ việc gửi khoản vốn nói trên, cần phải được đưa vào tài khoản dành cho công tác thu dọn mỏ"[1].

2.7. Về Quy chế nhân viên

Tại kỳ họp thứ XIII, ngày 10-12-1991, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết: *"Giao cho hai Phía cùng với Xí nghiệp Liên doanh trong tháng 3-1992 thành lập nhóm công tác để soạn thảo Quy chế nhân viên và hoàn thiện hệ thống tiền lương phù hợp với Hiệp định Liên Chính phủ Việt Nam - Liên Xô ngày 16-7-1991. Nhóm công tác này sau khi soạn thảo có nhiệm vụ trình hai Phía phê duyệt để đưa vào áp dụng từ ngày 1-4-1992"*[2]. Tuy nhiên, do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro soạn thảo chậm nên trong năm 1992 đã không thỏa thuận xong với hai Phía tham gia, do đó, tại kỳ họp thứ XIV, Hội đồng đã thông qua Nghị quyết: "*Trong quý I-1993 tiến hành đàm phán để thỏa thuận dứt điểm Quy chế này và trình Hội đồng phê duyệt theo thể thức công vụ*"[3].

1. Biên bản kỳ họp thứ XXXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 22-6-2006, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 10-12-1991, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XIV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 23-12-1992, tại Vũng Tàu.

Liên quan đến việc soạn thảo Quy chế nhân viên và hoàn thiện hệ thống tiền lương ở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro theo Nghị quyết của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, ông Hoàng Phổ, nguyên Trưởng ban Lao động tiền lương Tổng công ty Dầu khí, nhớ lại (Lược trích):

Cuối năm 1990, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trình hai Phía tham gia ba phương án tiền lương mới cho cán bộ công nhân viên của Xí nghiệp. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thành lập Tổ đàm phán với Phía Nga gồm các ông: Hoàng Phổ, Bùi Đức Hạnh, Nguyễn Xuân Sơn và mời các ông: Nguyễn Đức Tân (Bộ Tài chính) và Đặng Như Lợi (Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội) tham gia. Đây là vấn đề rất khó vì, một mặt, lúc đó có rất ít thông tin từ thực tế để có thể tham khảo và, thứ hai, hệ thống lương áp dụng cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cao hơn nhiều so với mặt bằng lương trong các doanh nghiệp nhà nước cũng như trong xã hội. Với sự ủng hộ của các Bộ trưởng: Trần Đình Hoan (Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội), Hồ Tế (Bộ Tài chính), Trần Lum (Bộ Công nghiệp nặng), Trần Xuân Giá (Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng), phương án do Tổ đàm phán của Tổng công ty đề ra đã được Thường trực Hội đồng Bộ trưởng chấp thuận. Ngày 15-1-1991, tổ đàm phán tiếp tục làm việc tại Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ở Vũng Tàu, mặc dù còn giằng co gay cấn nhưng cuối cùng văn bản đã được thỏa thuận vào 16h30 ngày 17-1-1991. Thực tế phương án này đã tỏ ra thích hợp ở thời điểm đó và có tác dụng tích cực đối với hoạt động sản xuất kinh doanh của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng như đối với toàn Tổng công ty.

Trên cơ sở thỏa thuận đạt được, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XV, đã thông qua Nghị quyết[1]:

- Phê chuẩn *"Quy chế nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro"* và khẳng định "Quy chế nhân viên Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô (quy chế cũ) cùng các tài liệu bổ sung và sửa đổi kèm theo quy chế đó đã hết hiệu lực".

- Giao cho Ban Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn một tháng chuẩn bị và trình lên hai Phía tham gia đề nghị về các vấn đề dưới đây, có tính đến tinh thần điểm III.5, mục III Biên bản kỳ họp thứ II, Ủy ban Liên Chính phủ Việt Nam - Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật ký ngày 27-5-1993: (i) Phân bổ các chức danh lãnh đạo do chuyên gia các Phía đảm nhận; (ii) Bảng lương chức vụ, bậc thợ cho cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; (iii) Mức phụ cấp cá nhân theo lương chức vụ cho cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; (iv) Mức quỹ khuyến khích vật chất cho cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro;

1. Biên bản kỳ họp thứ XV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro các ngày 7 và 8-7-1993, tại Mátxcơva.

(v) Đơn giá tiền nhà và định mức sử dụng điện, nước cho cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; (vi) Mức và nguồn lập quỹ phúc lợi xã hội.

Phù hợp với Nghị quyết Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XV, sau khi hai Phía đã được Xí nghiệp Liên doanh trình xem xét trước, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVI, đã phê duyệt[1]: 1) Bảng phân bổ các chức danh lãnh đạo, chuyên gia thay thế từ hai Phía tham gia; 2) Hệ thống lương chức vụ cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Cho phép Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thành lập quỹ phụ cấp cá nhân cho các chuyên gia có tay nghề cao của Phía tham gia Nga đang giữ các chức danh mà không có các chuyên gia Việt Nam tương xứng để thay; đồng thời ấn định mức phụ cấp cá nhân cho các chuyên gia nói trên; 3) Thành lập quỹ khuyến khích vật chất ở mức 10% quỹ lương chức vụ/năm do hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch.

Tiếp tục thực hiện Nghị quyết kỳ họp thứ XVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh về thực hiện Quy chế nhân viên; đồng thời để bổ sung và cập nhật các quy định mới của luật pháp Việt Nam đối với người lao động, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã soạn thảo và trình Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh phê duyệt tại các kỳ họp tiếp theo đối với các nội dung: về thành lập và sử dụng quỹ khuyến khích vật chất và các điều kiện thưởng, về trợ cấp khám chữa bệnh và bảo hiểm y tế cho cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh, về thay đổi số ngày làm việc trong tuần, v.v..

Trong số các lần sửa đổi, bổ sung Quy chế nhân viên (được Hội đồng phê duyệt tại kỳ họp thứ XVI ngày 25-12-1993), đáng lưu ý là:

(1) Căn cứ các quy định trong Bộ luật Lao động Việt Nam được ban hành và có hiệu lực từ ngày 1-1-1995, theo đề nghị của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVIII đã thông qua Nghị quyết: *"Phê chuẩn những sửa đổi và bổ sung Quy chế nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và Quy chế nhân viên có nội dung mới có hiệu lực kể từ ngày 1-1-1996. Quy chế nhân viên có nội dung mới cũng được áp dụng đối với những hợp đồng lao động hiện hành đã ký trước thời điểm Quy chế mới này có hiệu lực"*[2].

(2) Về đào tạo con em cán bộ công nhân viên của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, kỳ họp thứ XXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua các

1. Biên bản kỳ họp thứ XVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 25-12-1993, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 22-12-1995, tại Vũng Tàu.

Nghị quyết[1]: Để đào tạo thay thế các cán bộ có trình độ cao cho ngành công nghiệp dầu khí, cho phép Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được sử dụng trong năm 1999 số tiền 280 nghìn USD để đào tạo con em cán bộ công nhân viên Việt Nam và Nga của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ở các trường đại học của Liên bang Nga.

Số tiền sử dụng cho các mục đích này phải được hai Phía tham gia phê duyệt hàng năm và không vượt quá 0,1% thu nhập duyệt chi cho hoạt động sản xuất chính của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

2.8. Về Quy chế lập kế hoạch và hạch toán kế toán

Phù hợp với quy định tại Điều 6 và Điều 10 Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; để quản lý công tác dịch vụ do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thực hiện cho các tổ chức Việt Nam, Liên Xô và nước thứ ba, kỳ họp thứ XIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết: *Phê duyệt "Quy chế sử dụng lợi nhuận (thu nhập) do Xí nghiệp Liên doanh thu được từ các hoạt động dịch vụ cho các tổ chức Việt Nam, Liên Xô và các nước thứ ba"*[2].

Thực hiện các quy định của Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro về công tác kế hoạch, hạch toán, kế toán, báo biểu, v.v., tại kỳ họp thứ XIV, Hội đồng đã thông qua Nghị quyết[3]:

- Giao Xí nghiệp Liên doanh soạn thảo Quy chế lập kế hoạch hạch toán và tính giá thành dầu thô và trình hai Phía tham gia xem xét phê duyệt trước ngày 1-6-1993; và

- Giao Xí nghiệp Liên doanh trong thời hạn đến ngày 1-6-1993 trình hai Phía tham gia xem xét Bản dự thảo định mức.

Tuy nhiên, nhận thấy rằng Quy chế lập kế hoạch, hạch toán và tính giá thành khai thác dầu, Quy chế về tính hao mòn tài sản cố định, Định mức khấu hao và Quy chế về hạch toán kế toán phải được xem xét đồng bộ, có tính tới thể thức lập kế hoạch đầu tư cơ bản và mua sắm tài sản cố định nên tại kỳ họp thứ XVI, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã quyết nghị[4]:

- Phê chuẩn "Tập định mức tạm thời về khấu hao tài sản cố định của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro".

1. Biên bản kỳ họp thứ XXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 18-12-1998, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 10-12-1991, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XIV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 23-12-1992, tại Vũng Tàu.
4. Biên bản kỳ họp thứ XVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 25-12-1993, tại Vũng Tàu.

- Giao Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn đến ngày 1-5-1994 phải chuẩn bị xong bản tính toán hao mòn tài sản cố định theo năm, kể từ thời điểm đưa các tài sản cố định này vào hoạt động cho tới ngày 1-1-1994.

- Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cùng với các tổ chuyên viên của hai Phía tham gia thoả thuận: "Thể thức lập kế hoạch và sử dụng vốn đầu tư cơ bản, hạch toán, thanh lý và tính hao mòn tài sản cố định", kể cả Quy chế về lập kế hoạch, hạch toán và tính giá thành khai thác dầu và vận dụng các quy chế này khi chuẩn bị Quy chế hạch toán kế toán.

Các văn bản nêu trên phải trình hai Phía tham gia để thoả thuận trước ngày 1-7-1994.

Trên cơ sở thỏa thuận của chuyên viên hai Phía đối với các bản dự thảo được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trình theo các quyết nghị của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVI, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVII đã quyết nghị[1]:

- Phê chuẩn và đưa vào áp dụng từ ngày 1-1-1995: Quy chế lập kế hoạch, hạch toán và tính giá thành khai thác dầu; Quy chế về thể thức tính hao mòn tài sản cố định của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và sửa đổi Quy chế về hạch toán, kế toán và báo cáo của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; Hệ thống tài khoản áp dụng trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; và Biểu mẫu Bảng tổng kết tài sản.

- Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đến ngày 1-3-1995 chuẩn bị để trình Bộ Tài chính Việt Nam thỏa thuận về sửa đổi Quy chế về hạch toán, kế toán và báo cáo của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, chuẩn bị đầy đủ nội dung bản Quy chế nói trên, có tính tới những sửa đổi đã được thông qua, và trình hai Phía tham gia.

- Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn đến ngày 1-5-1995 phải sửa đổi lại Thể thức lập kế hoạch và sử dụng vốn đầu tư xây dựng cơ bản trình hai Phía tham gia thỏa thuận và phê duyệt theo thể thức công vụ.

Trên cơ sở thoả thuận của chuyên viên hai Phía đối với dự thảo Quy chế do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trình phù hợp với quyết nghị của Hội đồng kỳ họp thứ XVII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVIII đã phê chuẩn: *Quy chế về thể thức lập kế hoạch và hạch toán vốn đầu tư cơ bản trong Xí nghiệp Liên doanh*. Đồng thời để chuẩn bị chuyển sang hệ thống hạch toán, kế toán và

1. Biên bản kỳ họp thứ XVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1994, tại Vũng Tàu.

báo cáo mới, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh thông qua quyết nghị: *Ghi nhận báo cáo của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro về việc, kể từ ngày 1-1-1996, tất cả các xí nghiệp thuộc mọi lĩnh vực hoạt động sẽ áp dụng hệ thống hạch toán kế toán và báo cáo mới phù hợp với Thông tư số 1141/TC-QĐ-CDKT ngày 1-11-1995 của Bộ Tài chính; Giao cho Xí nghiệp Liên doanh soạn thảo hệ thống hạch toán kế toán và báo cáo, có tính tới những đặc thù trong hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và các yêu cầu của ngành; trong thời hạn đến ngày 1-6-1996 trình hai Phía tham gia xem xét tài liệu về việc chuyển sang hệ thống hạch toán kế toán để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thoả thuận với Bộ Tài chính Việt Nam*[1].

Tiếp tục xem xét và giải quyết các vấn đề liên quan đến việc triển khai Thông tư số 1141/TC-QĐ-CDKT ngày 1-11-1995 của Bộ Tài chính về Hệ thống hạch toán kế toán mới, nhận thấy *bước đầu Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thống nhất hóa hệ thống tài khoản áp dụng trong các báo cáo kế toán và tài chính,* tại kỳ họp thứ XIX, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã quyết nghị[2]:

- Phê chuẩn văn bản sửa đổi và bổ sung Quy chế về hạch toán kế toán cùng với hệ thống tài khoản mới, các biểu mẫu báo cáo kế toán và thống kê.

- Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn 3 tháng phải trình Bộ Tài chính Việt Nam thỏa thuận văn bản sửa đổi, bổ sung nói trên cùng với hệ thống tài khoản mới và các biểu mẫu báo cáo.

- Để hoàn thiện công tác tổ chức hạch toán, kế toán và báo cáo của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, giao Xí nghiệp Liên doanh trong thời hạn đến ngày 1-5-1997 phải soạn thảo xong Văn bản hướng dẫn về hạch toán, kế toán trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (các bút toán kế toán) trên cơ sở hệ thống tài khoản mới.

2.9. Về phân cấp phê duyệt cho Tổng Giám đốc trong lĩnh vực mua sắm

Nhằm chấn chỉnh hoạt động thương mại và hệ thống cung cấp vật tư, thiết bị trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, sử dụng nguồn vốn, rút ngắn thời gian không hợp lý trong quá trình chuẩn bị đơn hàng, phù hợp với quy định của Chính phủ Việt Nam về công tác đấu thầu trong xây dựng cơ bản, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXIX đã thông qua Nghị quyết: "Giao cho Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh được quyền quyết định trong quá trình đấu

1. Biên bản kỳ họp thứ XVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 22-12-1995, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-1996, tại Vũng Tàu.

thầu, mua sắm vật tư thiết bị trong Xí nghiệp Liên doanh"[1]. Tuy nhiên, để phù hợp với nội dung Nghị định số 16/2005/NĐ-CP ngày 7-2-2005 của Chính phủ Việt Nam và Văn bản hướng dẫn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXX đã quyết nghị hiệu chỉnh lại Nghị quyết đã thông qua tại kỳ họp thứ XXIX.

> **Nghị quyết hiệu chỉnh liên quan đến việc giao quyền cho Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro** (Lược trích):
>
> "1. Phù hợp với luật pháp Việt Nam về xây dựng cơ bản (bao gồm Luật Xây dựng năm 2003 và Nghị định của Chính phủ Việt Nam số 16/2005/NĐ-CP, ngày 7-2-2005 và Quyết định của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam số 5752/QĐ-HĐQT ngày 6-11-2004, cho phép Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro quyết định các vấn đề: (i) Dự án đầu tư nhóm C phù hợp với Nghị định của Chính phủ Việt Nam số 16/2005/NĐ-CP ngày 7-2-2005; (ii) Thẩm định và phê duyệt tài liệu thiết kế và dự toán để thi công giếng khoan dầu khí, công trình biển, v.v., đã có trong sơ đồ công nghệ được cấp có thẩm quyền phê duyệt và trên cơ sở kế hoạch sản xuất tài chính đã được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh phê duyệt;
>
> 2. Nhằm chấn chỉnh hoạt động thương mại và hệ thống cung cấp vật tư, thiết bị trong Xí nghiệp Liên doanh, sử dụng nguồn vốn, rút ngắn thời gian không hợp lý trong quá trình chuẩn bị đơn hàng, giao cho Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh quyền quyết định: (i) Phê duyệt kế hoạch đấu thầu, hồ sơ mời thầu, kết quả đấu thầu và chọn lựa nhà thầu đối với các gói thầu có trong dự án đầu tư và được lấy chi phí từ mục chi phí sản xuất đầu tư cơ bản hàng năm đến 3 triệu USD (hoặc tương đương); (ii) Phê duyệt kế hoạch đấu thầu, hồ sơ mời thầu, kết quả đấu thầu và chọn lựa nhà thầu đối với những gói thầu không có trong dự án đầu tư và lấy chi phí từ mục chi phí sản xuất thường xuyên hàng năm; Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh chịu toàn bộ nghĩa vụ và trách nhiệm đối với những quyết định nói trên"[2].

3. Phạm vi hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

Trước năm 1991: phù hợp với Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 và Nghị định thư ký ngày 25-10-1985, ngoài hoạt động thăm dò và khai thác tại các lô 05, 09 và 16, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro còn tiến hành công tác địa vật lý và khảo sát địa chất công trình trong phạm vi các lô 04, 10, 11, 15 thềm lục địa phía Nam và tại các khu vực biển vịnh Bắc Bộ, khu vực biển miền Trung.

1. Biên bản kỳ họp thứ XXIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 15-12-2004, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2005, tại Vũng Tàu.

Từ ngày 1-1-1991: các lô 04, 10, 11, 15 và phần còn lại của lô 05 được hoàn trả cho Bên Việt Nam[1]. Tại kỳ họp thứ XII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua quyết nghị: *Bởi vì từ năm 1991 khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chỉ giới hạn trong 3 lô: 05, 09 và 16 nên đề nghị chuyển giao cho Bên Việt Nam các chi phí và tài liệu thực hiện ngoài 3 lô này. Tổng giá trị của các công tác này là 16.558,975 nghìn RCN*[2].

Về diện tích, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được giữ lại từ ngày 1-1-1994, theo Khoản 5 Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 quy định: từ ngày 1-1-1994, sau khi hoàn thành giai đoạn thăm dò, hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sẽ được thực hiện trong phạm vi các vùng biển tương ứng với đường biên các cấu tạo chứa dầu khí của các mỏ khai thác có hiệu quả. Tuy nhiên, do hai Phía có quan điểm khác nhau về nội dung của hoạt động thăm dò tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng nên tại kỳ họp thứ XVI, khi thảo luận về vấn đề diện tích trả lại của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro từ sau ngày 1-1-1994, hai Phía trong Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã đề xuất Nghị quyết[3] với nội dung khác nhau.

> - Ý kiến của Phía Liên bang Nga: Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cùng với chuyên viên hai Phía tham gia trong quý I-1994 trình hai Phía tham gia các giải pháp kinh tế - kỹ thuật về xác định hiệu quả khai thác những mỏ do Xí nghiệp Liên doanh phát hiện trong các lô 09 và 16; xác định cơ sở về ranh giới vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh phù hợp với Hiệp định Liên Chính phủ…
>
> - Ý kiến của Phía Việt Nam: (i) Phù hợp với khoản 5 Hiệp định Dầu khí Việt - Xô, ngày 16-7-1991, từ ngày 1-1-1994, hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng trong phạm vi các điểm có toạ độ phù hợp với Phụ lục số 23; (ii) Khu vực còn lại của lô 09, nằm ngoài vùng hoạt động nêu trong điểm 7.1., toàn bộ lô 16 và lô 05-1 sẽ được hoàn trả lại cho Bên Việt Nam từ ngày 1-1-1994. Toạ độ các điểm giới hạn của những lô này được liệt kê trong Phụ lục số 24 kèm theo Biên bản này; (iii) Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong tháng giêng năm 1994 chuyển giao cho Bên Việt Nam toàn bộ tài liệu, số liệu, mẫu vật, báo cáo kỹ thuật, báo cáo khoa học… có liên quan đến khu vực hoàn trả.

1. Nghị định thư Liên Chính phủ Việt - Xô về các vấn đề liên quan đến hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã được đại diện Chính phủ Việt Nam (Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum) và đại diện Chính phủ Liên Xô (Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp Dầu và Khí Liên Xô B.A. Nikitin) ký tại Vũng Tàu ngày 12-12-1990.
2. Biên bản kỳ họp thứ XII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 13-12-1990, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 25-12-1993, tại Vũng Tàu.

Sơ đồ phân lô bể Cửu Long và vị trí mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng
(mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được đánh dấu màu đỏ ở trung tâm)

Về mở rộng phạm vi hoạt động từ ngày 1-1-1995: Nhằm mục đích mở rộng và phát triển sự hợp tác giữa hai nước Việt Nam và Liên bang Nga trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, theo tinh thần cuộc gặp gỡ và trao đổi ngày 16-6-1994 giữa Thủ tướng Chính phủ Việt Nam và Chủ tịch Chính phủ Liên bang Nga, ngày 24-12-1994 tại Vũng Tàu hai Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã đàm phán và đạt được thỏa thuận về việc mở rộng vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để trình Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam phê duyệt. Hai Bên đã thỏa thuận: *Mở rộng vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro từ ngày 1-1-1995, ra vùng mới trên thềm lục địa miền Nam Việt Nam, trong đó bao gồm cả các vùng nước sâu. Giới hạn và toạ độ cụ thể của vùng mới sẽ được các Phía tham gia xác định trong giới hạn các lô 133÷136, 157÷160* và *Nguồn tài chính cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò trong vùng được lựa chọn sẽ được đưa vào chi phí chung của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (cộng thêm chi phí đối với mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng tối đa đến 5%)... nhưng tối đa không vượt quá 35%.* Nội dung thỏa thuận trên của hai Phía đã được kỳ họp thứ XVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1994

tại Vũng Tàu ghi nhận với sự ủng hộ tại Nghị quyết số 6: *Đồng ý với Biên bản đàm phán của hai Phía tham gia Việt Nam và Liên bang Nga trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1994 tại Vũng Tàu về việc mở rộng vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro*.

Sau khi được Chính phủ Việt Nam đồng ý về nguyên tắc, và Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh chính thức giao nhiệm vụ và duyệt kế hoạch triển khai[1], Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành công tác nghiên cứu tài liệu địa chất, địa vật lý của 8 lô thuộc thềm lục địa phía Nam Việt Nam do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cung cấp. Kết quả đã chọn được 4 lô: 04-3, 10, 17 và 05-1 là những lô có triển vọng hơn cả để trình hai Phía xem xét đưa vào vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Đề xuất của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXI quyết nghị ủng hộ[2].

> *"... giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cùng với Phía tham gia Nga trong thời hạn sớm nhất phải soạn thảo Luận chứng kinh tế - kỹ thuật khai thác các lô 04-3, 05-1, 17 và trình hai Phía tham gia xem xét. Sau khi có quyết định về tính hợp lý đưa các lô cụ thể vào vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, hai Phía sẽ trình lên Chính phủ của nước mình để phê duyệt quyết định nói trên.*
>
> *Sau khi thỏa thuận với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp tục nghiên cứu những lô ở thềm lục địa Việt Nam mà chưa có hãng khác hoạt động, nhằm chọn lựa ra những khu vực mới có ý nghĩa để mở rộng vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro"*[3].

Thực hiện Nghị quyết của kỳ họp thứ XXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cùng với chuyên viên RVO Zarubezhneft đã soạn thảo Luận chứng kinh tế - kỹ thuật khai thác các nguồn dầu khí ở lô 17 và trình lên hai Phía xem xét. Hai Phía tham gia Việt Nam và Liên bang Nga đã thông qua ngày 25-11-1999 và Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XXII tại Vũng Tàu đã có quyết nghị: *Sau khi được Chính phủ của hai nước chấp thuận, giao Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò ở lô 17 phù hợp với các kế hoạch của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro*. Sau khi được Chính phủ hai nước Việt Nam và Liên bang Nga phê duyệt, phù hợp với quyết nghị của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, tại kỳ họp thứ XXII, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành khoan giếng thăm dò ở lô 17. Giếng khoan này đạt chiều sâu 1.886 m và không có

1. Biên bản kỳ họp thứ XX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1997, tại Vũng Tàu.
2, 3. Biên bản kỳ họp thứ XXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 18-12-1998, tại Vũng Tàu.

phát hiện dầu khí. Ngoài ra, tiếp tục thực hiện quyết nghị của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, tại kỳ họp thứ XXI, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã soạn thảo và trình lên hai Phía xem xét Luận chứng kinh tế - kỹ thuật khai thác lô 04-3.

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XXIII, đã xem xét và thông qua Nghị quyết về Luận chứng kinh tế - kỹ thuật khai thác lô 04-3.

> "Thông qua Luận chứng kinh tế - kỹ thuật về việc khai thác lô 04-3 trong đó có xác định cấu tạo Đại Bàng là đối tượng ưu tiên của Đề án.
>
> Ghi nhận Biên bản đàm phán của hai Phía ngày 12-12-2000 và đề nghị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft hết sức nỗ lực để sớm xin phép Chính phủ hai nước đưa lô 04-3 vào vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và ký Nghị định thư Liên Chính phủ tương ứng để bổ sung vào Hiệp định Liên Chính phủ ngày 16-7-1991"[1].

Theo đề nghị của hai Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, ngày 1-3-2001, Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Võ Hồng Phúc, đại diện Chính phủ Việt Nam đã cùng đại diện Chính phủ Liên bang Nga ký Nghị định thư Liên Chính phủ ngày 1-3-2001[2]. Đây là Nghị định thư kèm theo Hiệp định giữa Chính phủ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết về việc tiếp tục hợp tác trong lĩnh vực thăm dò địa chất và khai thác dầu và khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 16-7-1991. Điều 1 Nghị định thư quy định: *Đưa lô 04-3 thuộc thềm lục địa phía Nam Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam vào khu vực hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để tiến hành các công tác tìm kiếm, thăm dò dầu và khí trong phạm vi ranh giới và toạ độ phù hợp với Phụ lục kèm theo bản Nghị định thư này, và là phần không tách rời của Nghị định thư.* Đồng thời, Điều 2 Nghị định thư cũng quy định: *Việc cấp vốn cho công tác tìm kiếm, thăm dò ở lô 04-3 sẽ được các Bên thực hiện trên nguyên tắc bằng nhau, được lấy từ quỹ dự phòng của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phù hợp với Nghị quyết kỳ họp thứ XXIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh.*

Thực hiện Nghị định thư Liên Chính phủ Việt - Nga ngày 1-3-2001, tại kỳ họp thứ XXIV, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết về việc tiến hành công tác thăm dò địa chất ở lô 04-3[3] với các quyết nghị: Thông qua

1. Biên bản kỳ họp thứ XXIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 12-12-2000, tại Vũng Tàu.
2. Nghị định thư do Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Võ Hồng Phúc, đại diện Chính phủ Việt Nam ký với đại diện Chính phủ Liên bang Nga, ngày 1-3-2001.
3. Biên bản kỳ họp thứ XXIV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 17-7-2001, tại Mátxcơva.

Chương trình tìm kiếm, thăm dò giai đoạn đầu lô 04-3 do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trình; cho phép Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành khảo sát địa chấn 3D tại các cấu tạo Đại Bàng, Ưng Trắng và Mãng Cầu; căn cứ kết quả khảo sát địa chấn cần tiến hành công tác khảo sát địa chất công trình trên 4 diện tích; triển khai khoan 2 giếng không bắt buộc ở lô 04-3...; và giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp tục nghiên cứu tài liệu địa chất - địa vật lý ở một, hai lô chưa có các công ty nước ngoài khác hoạt động.

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XXV, đã thông qua Nghị quyết: *Phù hợp với chương trình công tác đã được phê duyệt tại kỳ họp thứ XXIV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, xúc tiến thực hiện khảo sát địa chấn 3D với khối lượng 770 km² ở lô 04-3*[1].

Tại kỳ họp thứ XXVI, sau khi thảo luận về việc tiến hành công tác thăm dò địa chất ở lô 04-3, 17 và kết quả nghiên cứu tài liệu địa chất - địa vật lý ở những lô khác; trên cơ sở nhận thấy rằng: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã hoàn tất việc nghiên cứu các tài liệu địa chất - địa vật lý ở lô 17, xác định những đối tượng có triển vọng và đánh giá tiềm năng hydrocarbon ở những lô này; đã chuẩn bị luận chứng và lập chương trình công tác thăm dò địa chất tới năm 2006 ở vùng này; tại lô 04-3, đã thực hiện 774 km² khảo sát địa chấn thực địa 3D, hiện đang tiến hành xử lý tài liệu 3D bằng phương pháp PSTM; Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã xem xét sơ bộ cấu trúc địa chất và triển vọng dầu khí ở các lô 122÷129 bể Phú Khánh, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh thông qua Nghị quyết tập trung công tác tìm kiếm, thăm dò tại lô 04-3[2].

> "Coi công tác tìm kiếm, thăm dò ở khu vực lô 04-3 là hướng ưu tiên trong năm 2003.
>
> Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cùng với các nhà thầu phụ xúc tiến việc minh giải tổng hợp các số liệu thăm dò địa chấn 3D ở toàn bộ diện tích lô 04-3 nhằm đưa ra những kiến nghị về vị trí của 2-3 giếng thăm dò để khoan trong các năm 2003-2004"[3].

Về việc quy định thời hạn hiệu lực của những phát hiện dầu khí mới tại các lô và khu vực mới, ngày 14-1-2003 đại diện Chính phủ hai nước Việt Nam và Liên bang Nga đã ký "Nghị định thư giữa Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga về việc mở rộng hợp tác trong lĩnh vực

1. Biên bản kỳ họp thứ XXV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-1-2002, tại Vũng Tàu.
2, 3. Biên bản kỳ họp thứ XXVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-2002, tại Vũng Tàu.

thăm dò và khai thác dầu khí ở thềm lục địa của Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và chấm dứt hiệu lực Hiệp định giữa Chính phủ Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga về hợp tác xây dựng và vận hành nhà máy lọc dầu trên lãnh thổ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam có hiệu lực thi hành từ ngày 25-12-2002"[1]. Tại Điều 1 Nghị định thư, hai Bên đã thỏa thuận: *Việc mở rộng vùng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ra các lô mới của thềm lục địa nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam được coi là một trong những hướng chủ yếu để đảm bảo mức khai thác dầu khí ổn định*; và tại Điều 2 Nghị định thư quy định: *Đối với các mỏ dầu và khí được phát hiện tại các lô mới (04-3, hoặc 17, hoặc các lô khác) của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, sau khi tuyên bố phát hiện thương mại, trong vòng một năm hai bên thoả thuận sẽ soạn thảo và ký kết Nghị định thư giữa Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Nga về việc gia hạn hiệu lực của Hiệp định giữa Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam và Chính phủ Liên bang Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Xôviết, ký ngày 16-7-1991, về việc tiếp tục hợp tác trong lĩnh vực thăm dò địa chất và khai thác dầu khí trên thềm lục địa phía Nam của Cộng hoà xã hội chủ nghĩa Việt Nam trong khuôn khổ hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thêm thời hạn phù hợp với giai đoạn khai thác có lãi các mỏ này, nhưng không quá 25 năm đối với các mỏ dầu, và không quá 30 năm đối với các mỏ khí.*

Tiếp tục triển khai các quyết nghị của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh về tiến hành công tác thăm dò địa chất ở lô 04-3 và các lô khác, trong năm 2003 Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành khảo sát, xử lý và minh giải tài liệu địa vật lý tại các lô 17, 04-3, đồng thời nghiên cứu tài liệu do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cung cấp đối với lô 15-2 và bể Phú Khánh. Theo đề nghị của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, tại kỳ họp thứ XXVII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã tiếp tục khẳng định hướng ưu tiên trong năm 2004 đối với hoạt động tìm kiếm, thăm dò tại lô 04-3[2].

> Coi việc thi công các giếng tìm kiếm, thăm dò ở lô 04-3 là hướng ưu tiên trong năm 2004. Việc khoan giếng thăm dò thứ nhất ở cấu tạo Đại Bàng phải được bắt đầu không muộn hơn ngày 1-4-2004.
>
> Hoàn tất việc minh giải tài liệu thăm dò địa chấn 3D ở lô 04-3 và đưa ra các kiến nghị về vị trí 2-3 giếng tìm kiếm, thăm dò trước ngày 1-7-2004.

1. Nghị định thư Liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga số 114/LPQT (số đăng ký tại Bộ Ngoại giao), ngày 14-1-2003 do Phó Thủ tướng Chính phủ Vũ Khoan, đại diện Chính phủ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam, và Phó Chủ tịch Chính phủ Khristenko, đại diện Chính phủ Liên bang Nga, ký.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2003, tại Vũng Tàu.

Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong quý I-2004 hoàn tất nghiên cứu lô 15-2 và trình hai Phía xem xét.

Trong năm 2004, thông qua nhà thầu, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành khoan giếng 04.3-ĐB-2X ở lô 04-3. Mặc dù có phát hiện các vỉa dầu mới, nhưng do điều kiện địa chất rất phức tạp, nên tiến độ triển khai chậm, chưa thể kết thúc giếng để tiến hành mở lỗ giếng 04.3-TƯ-1X, giếng thứ 2 theo Nghị quyết Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXVII. Vì vậy, tại kỳ họp thứ XXIX, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã quyết nghị cho phép Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp tục khoan tìm kiếm, thăm dò cấu tạo Mãng Cầu - Thiên Ưng[1].

Phù hợp với Điều 3, Nghị định thư kèm theo Hiệp định Liên Chính phủ ngày 16-7-1991, gia hạn giai đoạn thăm dò địa chất ở lô 04-3 thêm một năm cho tới ngày 1-3-2006, nhằm tiến hành công tác thăm dò địa chấn 3D trên diện tích 1.000 km^2, khoan 1-2 giếng tìm kiếm, thăm dò, tổng hợp toàn bộ các thông tin địa chất - địa vật lý và đưa ra những kiến nghị về hướng hoạt động tiếp theo ở lô này.

Cho phép Xí nghiệp Liên doanh khoan giếng thăm dò 04.3-MC-2X ở cấu tạo Mãng Cầu - Thiên Ưng, có tính tới kết quả thử giếng 04.3-ĐB-2X.

Trong năm 2005, thông qua nhà thầu, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiếp tục tiến hành khoan 2 giếng 04.3-TƯ-1X và 04.3-TƯ-2X ở lô 04-3. Tại giếng TƯ-1X đã phát hiện dầu - condensat với các vỉa hydrocarbon tồn tại trong móng và Miocen. Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXX, ngày 8-12-2005 tại Vũng Tàu, đã quyết nghị giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro:

- Về công tác thăm dò địa chất tại lô 04-3 đến ngày 25-1-2006, tiến hành tổng hợp tất cả các thông tin địa chất - địa vật lý đã thu được và chuẩn bị đề xuất về chương trình làm việc trong thời gian tới tại lô này. Việc thực hiện công tác thăm dò địa chấn và khoan giếng thăm dò chỉ tiến hành sau khi hai Phía có quyết định về việc tiếp tục công việc và sau khi được Chính phủ hai nước cho phép.

- Kết thúc việc lập luận chứng địa chất về việc đặt hai giếng tìm kiếm, thăm dò tại lô 17. Tài liệu trình hai Phía trước ngày 1-2-2006.

- Trước ngày 31-3-2006 trình hai Phía xem xét đề nghị về việc mở rộng hoạt động ra các thị trường dầu khí Việt Nam, Nga, SNG và các nước thứ ba phù hợp theo

1. Biên bản kỳ họp thứ XXIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 15-12-2004, tại Vũng Tàu.

Khoản 4, Hiệp định Liên Chính phủ ngày 16-7-1991 và Khoản 2, Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Như vậy, từ sau năm 1995, hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã được mở rộng ra các lô 17, 04-3 và 05-1, theo phê duyệt của hai Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, phù hợp với Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và được sự cho phép của Chính phủ Việt Nam và của Chính phủ Liên bang Nga, trên tinh thần các Nghị định thư Liên Chính phủ ký ngày 1-3-2001 và ngày 14-1-2003. Với phát hiện dầu - condensat tại lô 04-3, từ năm 2006 Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiếp tục thực hiện các thủ tục pháp lý cần thiết để kiến nghị hai Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh và Chính phủ hai nước Việt Nam và Liên bang Nga cho triển khai công tác phát triển mỏ tại lô 04-3 thềm lục địa Việt Nam, song song với việc tiếp tục mở rộng phạm vi hoạt động của mình sang các thị trường khác như Liên bang Nga, các nước SNG và các nước thứ ba khác.

4. Hoạt động tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

4.1. Công tác thẩm lượng và phát triển mỏ

Được sự cho phép của Chính phủ Việt Nam, mỏ Bạch Hổ đã được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành khai thác thử công nghiệp từ ngày 26-6-1986, song song với việc tiếp tục khoan thẩm lượng, xác định trữ lượng thu hồi và lập Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ.

Tuy công tác khoan thẩm lượng và tính toán trữ lượng của mỏ Bạch Hổ đã được tiến hành khẩn trương trong các năm 1986 và 1987, nhưng do có sự phát hiện mới tầng chứa dầu trong móng kết tinh vào ngày 11-5-1987, bên cạnh các tầng chứa Miocen và Oligocen đã được phát hiện từ sớm, nên công tác khoan thẩm lượng đã phải kéo dài. Trong năm 1991, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành khảo sát tổng cộng 184 km tuyến địa chấn 2D. Kết quả xử lý tài liệu mới đã bổ sung số liệu nhằm chính xác hoá cấu trúc địa chất và tiến hành khoan tìm kiếm, thăm dò tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng phục vụ cho việc lập Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ.

Trong 5 năm 1991-1995, công tác khoan tìm kiếm, thăm dò đã gặp những khó khăn, trở ngại nhất định về thiết bị khoan và gọi thầu nên đã không đạt được kế hoạch về số lượng mét khoan đề ra. Kế hoạch được phê duyệt là 44.800 m khoan, thực tế chỉ khoan được 35.000 m. Trong 5 năm 1991-1995 ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng đã tiến hành khoan thăm dò 10 giếng (so với kế hoạch là 13 giếng). Tuy không đạt về khối lượng, nhưng kết quả khoan và thử vỉa đã cho phép gia tăng trữ

Một góc mỏ Bạch Hổ

lượng cấp C1 là 67 triệu tấn. Đặc biệt trong năm 1993-1994, Xí nghiệp đã khoan thử vỉa giếng R-11, R-14 và đã tìm thấy vỉa dầu mới ở tầng móng kết tinh nứt nẻ và Oligocen, mở ra triển vọng của việc khai thác quy mô công nghiệp ở mỏ Rồng.

Có thể nói rằng, công tác tìm kiếm, thăm dò trong giai đoạn 1991-1995 đạt hiệu quả cao (1.299 tấn dầu trữ lượng/mét khoan thăm dò, 5,2 triệu tấn/giếng khoan thăm dò), đặt cơ sở khoa học vững chắc cho việc chính xác hoá Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ, khai thác thử công nghiệp mỏ Rồng, cũng như xác định phương hướng hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời gian tiếp theo.

Trong những năm 1996-2000, dự kiến thực hiện 27.000 m khoan và 9 giếng. Kế hoạch gia tăng trữ lượng cấp C1 dự kiến 45 triệu tấn dầu, thực hiện đạt 25 triệu tấn dầu. Nhìn chung, trong giai đoạn này công tác khoan tìm kiếm, thăm dò và gia tăng trữ lượng đạt chỉ tiêu thấp so với kế hoạch, một phần do những năm đầu của giai đoạn này Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thiếu giàn khoan tự nâng do

thị trường thế giới biến động, việc thuê tàu gặp nhiều khó khăn trong khi các giàn khoan của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải ưu tiên tập trung các thiết bị để thực hiện công tác khoan và sửa chữa các giếng khai thác để bảo đảm gia tăng sản lượng khai thác dầu.

Trong công tác tìm kiếm, thăm dò, cũng như các công ty khác, từ kinh nghiệm của mỏ Bạch Hổ, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro xác định đối tượng số một là tầng móng phong hoá nứt nẻ trước Đệ Tam. Trên mỏ Bạch Hổ, đã triển khai các giếng khoan khai thác kết hợp thăm dò ở vòm trung tâm, vòm Bắc và cánh Tây và Nam. Trên mỏ Rồng, sau các kết quả ít triển vọng của lát cát trầm tích, tính chứa nước của tầng móng ở vòm nâng trung tâm, vẫn tìm kiếm dầu khí trong móng ở các khu vực Đông - Bắc, Đông, Đông - Nam; kết quả năm 1993 đã phát hiện dầu trong móng ở mỏ Rồng. Tuy nhiên, như đã đề cập ở trên, hiệu quả công tác khoan tìm kiếm, thăm dò về tổng thể khá thấp.

Trên cơ sở kết quả đạt được, thực hiện Nghị quyết của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XII, trong năm 1991, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành lập Báo cáo đánh giá trữ lượng dầu và khí của móng, và chính xác hóa lại trữ lượng của các vỉa dầu khí Oligocen và Miocen. Báo cáo trữ lượng đã được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trình lên hai Phía xem xét vào cuối năm 1991. Năm 1992, trên cơ sở góp ý của chuyên viên hai Phía tham gia, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã bổ sung, hoàn chỉnh lại và trình Hội đồng trữ lượng hai Phía thông qua trước khi trình Hội đồng Trữ lượng quốc gia Việt Nam phê duyệt.

Ngày 23-6-1993, Hội đồng xét duyệt trữ lượng dầu khí Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã xem xét báo cáo Biện luận nâng cấp trữ lượng dầu khí mỏ Bạch Hổ lên cấp C1 (theo cân đối trữ lượng đến ngày 1-1-1993) do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thành lập. Hội đồng đã kết luận (Biên bản số 01/93): *Trên cơ sở đề nghị của Xí nghiệp Liên doanh và kết luận của tổ chuyên viên của Hội đồng xét duyệt trữ lượng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, sau khi có sự trao đổi và thảo luận chung trong phiên họp, Hội đồng xét duyệt trữ lượng dầu khí Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đồng ý thông qua báo cáo nâng cấp trữ lượng với các cấp cụ thể như sau:*

- C2 lên C1 là 100,702 triệu tấn.

- C3 lên C2 là 12,758 triệu tấn.

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đề nghị:

(1) Ông Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phê duyệt Báo cáo Biện

luận nâng cấp trữ lượng dầu ở phần móng của mỏ Bạch Hổ lên cấp C1 (theo cân đối trữ lượng đến ngày 1-1-1993) có tính đến kết quả thử vỉa mới đây của giếng khoan 404 và một số giếng khoan khác.

Cấp trữ lượng	Trữ lượng địa chất ban đầu tính đến ngày 1-1-1993 (nghìn tấn)
C1	320.663
C2	126.226
C1+C2	446.889

(2) Con số trữ lượng trên được sử dụng để tính toán khai thác trong Sơ đồ công nghệ mỏ Bạch Hổ.

Thành phần của Hội đồng xét duyệt trữ lượng dầu khí Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, gồm:

1. Chủ tịch: tiến sĩ Nguyễn Hiệp, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty,

2. Các ủy viên, gồm: tiến sĩ Đặng Trần Bảng, kỹ sư Nguyễn Văn Đắc, kỹ sư Nguyễn Trọng Hạnh, tiến sĩ Phạm Huy Tiến,

3. Ủy viên - Thư ký: kỹ sư Dương Đăng Thú.

Sau khi được Hội đồng xét duyệt trữ lượng của hai Phía thông qua, Báo cáo đánh giá trữ lượng dầu và khí mỏ Bạch Hổ cùng với Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ đã được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trình lên Hội đồng cấp Nhà nước thẩm định và phê duyệt.

Trên cơ sở kết quả công tác thẩm định, Hội đồng trữ lượng Nhà nước và Hội đồng cấp Nhà nước thẩm định và phê duyệt Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ[1] đã tiến hành xem xét và phê duyệt Báo cáo đánh giá trữ lượng dầu và khí mỏ Bạch Hổ và Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ.

Đánh giá kết quả công việc này, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XVI, ngày 25-12-1993 tại Vũng Tàu, đã thông qua Nghị quyết số 2: *Hội đồng thấy rằng, trong năm 1993, tập thể Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã làm việc tích cực,... gia tăng trữ lượng dầu đạt 14,8 triệu tấn; hoàn thành soạn thảo và trình Hội đồng phê duyệt Sơ đồ công nghệ mỏ Bạch Hổ.*

1. Hội đồng cấp Nhà nước thẩm định và phê duyệt Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ được thành lập theo Quyết định số 425/TTg ngày 24-8-1993 của Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương.

Giàn công nghệ trung tâm số 3 mỏ Bạch Hổ

Trên cơ sở các nhận xét và khuyến nghị điều chỉnh của Hội đồng cấp Nhà nước (Việt Nam) thẩm định và phê duyệt Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ và của Ủy ban Trung ương (Liên bang Nga) xét duyệt các đề án khai thác đối với các chỉ tiêu công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ; mặt khác do có những kết quả thẩm lượng mới chưa được cập nhật trong Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ đã được phê duyệt, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, kỳ họp thứ XIX, ngày 29-11-1996 tại Vũng Tàu đã ra Nghị quyết số 2 giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro: *Trong quý II-1997 phải hoàn tất công tác lập Sơ đồ công nghệ điều chỉnh khai thác mỏ Bạch Hổ;* đồng thời còn khẳng định lại trong Quyết nghị số 3.4: *Trong quý II-1997 hoàn thành Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ, có tính tới các kết quả thực hiện hợp đồng của hãng SSI và trình hai Phía xem xét để trình tiếp lên Ủy ban Nhà nước Việt Nam.*

Ngày 26-7-1997: Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San ký Công văn số 2500/DK-HTQT gửi Văn phòng Chính phủ đề nghị điều chỉnh thuế suất thuế lợi tức của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro:

- Căn cứ Điều 13 của Hiệp định Liên Chính phủ Việt Nam và Liên Xô ký ngày 16-7-1991 thì sau khi các Bên và Phía tham gia đã hoàn vốn đầu tư cho việc thành lập và phát triển liên doanh, mức thuế lợi tức sẽ được xem xét lại theo sự thỏa thuận của các Bên có tính đến thông lệ quốc tế;
- Căn cứ vào thực tế từ năm 1991 đến năm 1996, Phía tham gia Nga đã thu được số lợi nhuận hơn 860 triệu USD, như vậy bên Nga đã hoàn vốn đầu tư cho việc thành lập và phát triển liên doanh (vốn pháp định do bên Nga đóng góp là 750 triệu USD).

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XX, ngày 24-12-1997 đã ghi nhận: Xí nghiệp Liên doanh đã hoàn tất và trình hai Phía tham gia phê duyệt Sơ đồ công nghệ điều chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ; và Sơ đồ nguyên lý tổng hợp khai thác và xây dựng một số khu vực mỏ Rồng[1].

Thực hiện các góp ý của hai Phía tham gia tại Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XX, trong năm 1998 Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành bổ sung và hoàn chỉnh thêm *Sơ đồ công nghệ điều chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ* và đã tiến hành chính xác lại *Sơ đồ tổng thể khai thác và xây dựng một số khu vực mỏ Rồng* để trình hai Phía xem xét thông qua[2].

Sau khi được hai Phía tham gia thông qua, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã trình Sơ đồ hiệu chỉnh công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ[3] lên Hội đồng thẩm định.

Tại kỳ họp thứ XXII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết: *Báo cáo tính trữ lượng hydrocarbon của mỏ Rồng đã tổ chức bảo vệ tại Ủy ban Trữ lượng Nhà nước Việt Nam ngày 16-6-1999;* đồng thời Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã: *Phê duyệt kế hoạch công tác nghiên cứu khoa học và thiết kế năm 2000, đặc biệt lưu ý tới công tác lập Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng khu vực Đông - Nam mỏ Rồng*[4].

Ngày 14-7-2000, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 664/QĐ-TTg về việc thành lập Hội đồng Thẩm định và đánh giá Sơ đồ công nghệ

1. Biên bản kỳ họp thứ XX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1997, tại Vũng Tàu.
2. Nghị quyết số 2, Biên bản kỳ họp thứ XXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 18-12-1998, tại Vũng Tàu.
3. Hội đồng được thành lập theo Quyết định số 44/QĐ-TTg ngày 15-1-1999 của Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc.
4. Biên bản kỳ họp thứ XXII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 25-11-1999, tại Vũng Tàu.

khai thác và xây dựng khu vực Đông - Nam mỏ Rồng, Chủ tịch là ông Ngô Thường San, Uỷ viên Hội đồng Quản trị, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, và 10 thành viên khác là các cán bộ lãnh đạo và quản lý của một số bộ, ngành liên quan và của Petrovietnam. Thực hiện quyết định của Thủ tướng Chính phủ, tại kỳ họp thứ XXIV, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua các quyết nghị yêu cầu Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cập nhật số liệu, xác định trữ lượng dầu của mỏ Bạch Hổ để đến ngày 1-1-2002 trình Hội đồng Trữ lượng Nhà nước Việt Nam phê duyệt; đồng thời soạn thảo Sơ đồ công nghệ điều chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ và tới ngày 1-11-2002 trình lên Hội đồng cấp Nhà nước phê duyệt[1].

- Quyết nghị số 4.3: Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn tới cuối nửa đầu năm 2002 cùng với các chuyên viên độc lập của hai Bên được mời tham gia trên cơ sở hợp đồng phải chính xác lại xong các thông số đầu vào, có tính tới những số liệu hiện có và số liệu mới; tính toán lại trữ lượng dầu ở mỏ Bạch Hổ tính đến ngày 1-1-2002, ít nhất bằng hai phương pháp (phương pháp thể tích và phương pháp cân bằng vật chất) và trình Hội đồng Trữ lượng Nhà nước Việt Nam phê duyệt. Trong 6 tháng cuối năm 2002, Xí nghiệp Liên doanh phải tiến hành soạn thảo và trong thời hạn tới ngày 1-11-2002 trình Hội đồng cấp Nhà nước về xét duyệt thiết kế khai thác các mỏ dầu khí phê duyệt Sơ đồ công nghệ điều chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ mới.

- Quyết nghị số 4.4: Yêu cầu Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong năm 2001-2002 bảo đảm đưa những công trình chủ yếu về xây dựng mỏ Bạch Hổ vào hoạt động như đã phê duyệt trong Sơ đồ công nghệ điều chỉnh năm 1998.

- Quyết nghị số 4.5: Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong thời hạn tới cuối năm 2005 tiến hành phân tích các chỉ tiêu khai thác theo Sơ đồ công nghệ điều chỉnh mới và xác định phương hướng tiếp theo cho những công tác chủ yếu giai đoạn 2006-2010.

- Quyết nghị số 4.6: Để hình thành cơ sở trữ lượng ổn định, trong các năm 2001-2005 Xí nghiệp Liên doanh phải hoàn thành chương trình công tác thăm dò địa chất, bao gồm: (i) Tiến hành thăm dò địa chấn 3D ở lô 04-3 trên diện tích 770 km^2; (ii) Khoan 12 giếng thăm dò với tổng số mét khoan 48 nghìn mét; (iii) Gia tăng trữ lượng khai thác dầu và khí đạt không dưới 50 triệu tấn. Trong giai đoạn 2006-2010, dự kiến: (i) Thực hiện không dưới 730 km^2 thăm dò địa chấn 3D ở các lô mới; (ii) Chuẩn bị khoan 7 cấu tạo mới; (iii) Khoan 20 giếng với tổng số 80 nghìn mét khoan; (iv) Gia tăng trữ lượng khai thác dầu và khí đạt không dưới 60 triệu tấn.

1. Biên bản kỳ họp thứ XXIV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 17-7-2001, tại Mátxcơva.

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XXVII, đã thông qua Nghị quyết: "Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã chuẩn bị xong và bảo vệ tại Hội đồng Thẩm định Nhà nước Việt Nam Sơ đồ công nghệ điều chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ; bảo vệ tại Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Sơ đồ công nghệ xây dựng và khai thác khu vực phía Đông mỏ Rồng; và hiện đang hoàn tất việc soạn thảo Sơ đồ công nghệ khai thác khu vực Đông - Bắc mỏ Rồng"[1].

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XXVIII đã quyết nghị: "Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp tục hoàn thiện, chính xác lại mô hình địa chất và Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ và trình kết quả lên hai Phía vào năm 2007"[2].

Tại kỳ họp thứ XXIX, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã khẳng định lại: "Coi việc lập mô hình địa chất - công nghệ tầng móng mỏ Bạch Hổ là nhiệm vụ đặc biệt quan trọng trong kế hoạch nghiên cứu khoa học của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro năm 2005…; giao cho Xí nghiệp Liên doanh lập mô hình địa chất - công nghệ tầng móng mỏ Bạch Hổ, xem xét việc ký hợp đồng với các hãng nước ngoài để chính xác hóa lại Sơ đồ công nghệ mỏ Bạch Hổ và trình Chính phủ Việt Nam vào năm 2007"[3].

Tại kỳ họp thứ XXX, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã giao nhiệm vụ cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro: "Bảo đảm hoàn thành công tác lập mô hình địa chất vỉa tầng móng mỏ Bạch Hổ trước tháng 7-2006 và tính toán lại trữ lượng trước ngày 1-9-2006. Để kịp thời lập và trình dự thảo Sơ đồ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ, cần soạn thảo kế hoạch, có tính đến khả năng cao nhất về thực hiện song song công tác lập mô hình địa chất tính trữ lượng dầu và khí lỏng, cũng như lập các mô hình thủy động lực học trên các công trình khai thác"[4].

Tại kỳ họp thứ XXXI, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã ghi nhận một số kết quả đạt được của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro[5]: *Đã kết thúc khoan giếng thăm dò BH-23 ở vòm Bắc mỏ Bạch Hổ, từ giếng này đã thu được dòng dầu không tự phun 15 m^3/ngày đêm ở các đối tượng móng và Oligocen. Trong tháng 4-2006, đã thử vỉa giếng thăm dò R-15, đã nhận được dòng dầu tự phun từ đối tượng móng có lưu lượng trên 860 m^3/ngày đêm ở chế độ côn D-25,4 mm, từ trầm tích Miocen hạ có dòng dầu tự phun lưu lượng 110 m^3/ngày đêm ở chế độ côn 19 mm. Đánh giá sơ*

1. Biên bản kỳ họp thứ XXVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2003, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-7-2004, tại Mátxcơva.
3. Biên bản kỳ họp thứ XXIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 15-12-2004, tại Vũng Tàu.
4. Biên bản kỳ họp thứ XXX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2005, tại Vũng Tàu.
5. Biên bản kỳ họp thứ XXXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 22-6-2006, tại Vũng Tàu.

bộ gia tăng trữ lượng ở mức 39,9 triệu tấn. Đã khẳng định được tầng móng khu vực phía Nam Trung tâm mỏ Rồng có chứa dầu. Đã trình hai Phía xem xét các kiến nghị về việc tham gia thị trường dầu khí Việt Nam, Nga, SNG và các nước thứ ba.

4.2. Về khai thác thử công nghiệp mỏ Rồng

Việc khai thác thử công nghiệp mỏ Rồng, lúc đầu được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh yêu cầu phải bắt đầu trong nửa đầu năm 1993 với việc sử dụng UBN-3 trong vòng 2 năm đầu tiên[1]. Tuy nhiên, do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro triển khai chậm, lại để xảy ra 14 trường hợp tai nạn lao động, nên Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XV đã cho phép chuyển việc bắt đầu khai thác thử công nghiệp khu vực ưu tiên số 1 mỏ Rồng sang năm 1994[2] và Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVI, đã thông qua Nghị quyết: Giao cho Xí nghiệp Liên doanh đưa mỏ Rồng vào khai thác thử công nghiệp từ ngày 1-7-1994[3]. Để thực hiện được nhiệm vụ này, phải bảo đảm lắp đặt xong tuyến đường ống dẫn dầu nối giàn RP1-Rồng và giàn CNTT-2 mỏ Bạch Hổ trong tháng 5. Cho phép sử dụng số ống 426 mm hiện có và trong quý I mua những vật tư thiết bị cần thiết để xây dựng tuyến đường ống nói trên.

Với sự nỗ lực và quyết tâm cao của lãnh đạo và tập thể cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, ngày 11-12-1994 tấn dầu thô đầu tiên đã được khai thác từ mỏ Rồng. Sự kiện này đã được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVII ghi nhận: "Trong năm 1994, tập thể cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã đưa mỏ Rồng vào khai thác thử công nghiệp"; đồng thời Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh cũng quyết nghị: "Tiếp tục công tác khai thác thử công nghiệp mỏ Rồng và trong năm 1995 phải bảo đảm khai thác 200.000 tấn dầu từ mỏ này"[4].

4.3. Báo cáo trữ lượng mỏ Rồng và Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng khu vực Đông - Nam Rồng

Trong năm 1997, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã soạn thảo và trình hai Phía tham gia phê duyệt Sơ đồ nguyên lý tổng hợp khai thác và xây dựng một số khu vực mỏ Rồng[5]. Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XXII đã ghi nhận:

1. Biên bản kỳ họp thứ XIV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 23-12-1992, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro các ngày 7 và 8-7-1993, tại Mátxcơva.
3. Biên bản kỳ họp thứ XVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 25-12-1993, tại Vũng Tàu.
4. Biên bản kỳ họp thứ XVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1994, tại Vũng Tàu.
5. Biên bản kỳ họp thứ XX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1997, tại Vũng Tàu.

Báo cáo tính trữ lượng hydrocarbon của mỏ Rồng đã tổ chức bảo vệ tại Ủy ban Trữ lượng Nhà nước Việt Nam ngày 16-6-1999; đồng thời Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã quyết nghị: *Phê duyệt kế hoạch công tác nghiên cứu khoa học và thiết kế năm 2000, đặc biệt lưu ý tới công tác lập Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng khu vực Đông - Nam mỏ Rồng*[1].

Đến cuối năm 2003, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã bảo vệ tại Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Sơ đồ công nghệ xây dựng và khai thác khu vực phía Đông mỏ Rồng; và tiếp tục hoàn tất việc soạn thảo Sơ đồ công nghệ khai thác khu vực Đông - Bắc mỏ Rồng[2].

4.4. Hoạt động khoan thăm dò và khai thác mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã trang bị và khai thác 2 giàn khoan tự nâng (Jack up) Tam Đảo và Cửu Long; ngoài ra còn quản lý hệ thống khoan trên 10 giàn cố định với các thiết bị chuyên dùng cho công tác khoan biển. Hàng năm, Xí nghiệp thực hiện trên 110 nghìn mét khoan thăm dò, khai thác, chuyển giao hàng chục giếng mới cho khai thác. Với thiết bị và đội ngũ chuyên gia có trình độ chuyên môn cao, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã triển khai thử nghiệm nhiều dạng công nghệ tiên tiến trong khoan khai thác dầu khí.

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đề ra nhiệm vụ trong 10 năm 1991-2000 tiến hành khoan 157 giếng với tổng số 622.079 m khoan, trong đó kế hoạch 5 năm 1991-1995 khoan 60 giếng với 230.000 m khoan và kế hoạch 5 năm 1996-2000 khoan 97 giếng với 392.079 m khoan. Trên thực tế, trong 10 năm đã kết thúc được 161 giếng với 572.089 m khoan; trong đó, 5 năm đầu số giếng và số mét khoan đều vượt kế hoạch: 83 giếng so với 60 giếng, bằng 138% kế hoạch và 350.000 m khoan so với 230.000 m khoan, bằng 152% kế hoạch. Tuy nhiên, trong 5 năm 1996-2000 số giếng khoan và mét khoan thực hiện được đều không đạt kế hoạch; khoan được 78 giếng, 318.347 m khoan, trong đó tự khoan được 222.089 m, chiếm 70%.

Đặc điểm của thời kỳ 1991-1995 là khối lượng khoan tăng nhanh, tốc độ thương mại của các đội khoan tăng theo các năm. Nếu năm 1985 là 504 m/tháng/máy thì đến năm 1995 đã tăng lên trên 900 m/tháng/máy; riêng năm 1994 đạt đến 1.120 m/tháng/máy. Chiều sâu trung bình của giếng khoan từ 3.300 m năm 1986 lên 4.100 m năm 1995. Thời gian hữu ích tăng từ 83% năm 1990 lên 95%

1. Biên bản kỳ họp thứ XXII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 25-11-1999, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2003, tại Vũng Tàu.

trong những năm 1992-1995. Công tác khoan đã đưa đến kết quả phát hiện các vỉa và mỏ dầu mới ở Đại Hùng, Rồng và Bạch Hổ. Tuy nhiên, khi khoan sâu vào tầng móng đã xảy ra các sự cố. Nguyên nhân chính là do cấu trúc địa chất phức tạp, chiều sâu giếng tăng, độ xiên lớn, áp suất vỉa giảm. Công tác cung ứng vật tư kỹ thuật và thiết bị công nghệ nhập từ nước ngoài chậm so với yêu cầu kế hoạch, nên tiến độ khoan và chuyển giao giếng cho khai thác còn chậm so với tiến độ khai thác mỏ. Mặt khác, công tác gọi thầu khoan tại các giàn nhẹ mỏ Bạch Hổ gặp những khó khăn nhất định nên đã không đáp ứng được yêu cầu khai thác và bơm ép nước đã đề ra.

Hầu hết các đội khoan của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đều có những cán bộ kỹ thuật và công nhân Việt Nam lành nghề, nhiều kinh nghiệm, đảm nhận những công tác quan trọng. Điều này đã khẳng định sự vươn lên không ngừng của đội ngũ cán bộ, kỹ sư và công nhân Việt Nam trong lĩnh vực khoan, kể cả trên các giàn cố định cũng như trên các giàn tự nâng, làm cơ sở cho việc thay thế các chuyên gia Nga bằng công nhân, kỹ sư Việt Nam trong những năm sau đó.

Từ năm 1992, khoan biển là lĩnh vực đầu tiên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thực hiện ký kết hợp đồng khoan giếng. Việc làm này đã làm tăng năng suất và chất lượng khoan rõ rệt, được tổng kết rút kinh nghiệm và triển khai đồng loạt trong các đội khoan. Nhiều sáng kiến có giá trị lớn; chỉ tính riêng năm 1995 các sáng kiến đã làm lợi cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trên 1 tỷ đồng.

Thời kỳ 1996-2000, trong công tác khoan đã đưa vào áp dụng nhiều công nghệ mới, kỹ thuật tiên tiến và sử dụng các trang thiết bị hiện đại nhằm nâng cao hiệu quả khoan. Do vậy, mặc dù điều kiện khoan ngày càng khó khăn hơn nhiều, nhưng tốc độ khoan thương mại vẫn giữ được ở mức ổn định. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thực hiện thành công nhiều công nghệ, kỹ thuật mới, như: (i) Chỉ đạo kỹ thuật và thi công các giếng khoan ở độ sâu định hướng 5.000-5.500 m; (ii) Khoan xiên định hướng có độ rời đáy đến 200 m, khoan ngang vào các tầng sản phẩm dầu khí cũng như khoan cắt thân thứ 2 từ các giếng đã ngừng hoạt động, góp phần tăng sản lượng dầu, cho phép hướng mũi khoan từ miệng giếng đạt tới mục tiêu thăm dò sâu hàng nghìn mét; (iii) Các tàu, giàn khoan làm việc trong điều kiện mực nước sâu 100-200 m, nhiệt độ và áp suất lòng đất tới 200^{0}C và 15.000 psi; (iv) Áp dụng công nghệ khoan giếng thân nhỏ giảm thời gian và chi phí tới 4-5 lần so với khoan giếng bình thường; (v) Kiểm tra khiếm khuyết của các thiết bị bằng máy siêu âm điện tử có độ chính xác cao; (vi) Sửa chữa, bảo dưỡng phục hồi các máy khoan, cơ khí cắt gọt kim loại, thiết bị động lực, thiết bị nâng hạ.

Do đòi hỏi của kế hoạch sản xuất, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro vẫn phải thuê dịch vụ khoan từ 4-6 giếng/năm. Chi phí thuê dịch vụ khoan một giếng khai thác, tuỳ theo độ sâu, từ 7-9 triệu USD, chi phí thuê dịch vụ khoan một giếng thăm dò trên 4.000 m từ 11-13 triệu USD, trong khi đó, chi phí trực tiếp của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cho một giếng tự khoan tương đương ở cùng thời điểm chỉ chiếm 55% giá một giếng thuê khoan.

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng đã thực hiện một khối lượng công tác sửa chữa giếng để phục hồi thiết bị sau nhiều năm vận hành trong điều kiện thiếu phụ tùng thay thế do gặp khó khăn trong việc mua các thiết bị từ các nước thuộc Liên Xô trước đây. Trong 5 năm 1996-2000 đã sửa chữa 241 lần/giếng, trong đó Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tự tiến hành 232 lần. Tuy vậy, trong thời kỳ này công tác khoan vẫn không tránh khỏi sự cố, chất lượng giếng khoan chưa cao. Nguyên nhân là điều kiện khoan ngày càng phức tạp hơn do sự gia tăng của chiều sâu thiết kế, độ rời đáy xa; đồng thời sau nhiều năm khai thác, áp suất địa tầng của vùng mỏ giảm xuống thấp hơn áp suất thủy tĩnh. Công tác sửa chữa giếng chưa chú trọng đến thông tin về tình trạng kỹ thuật giếng, việc cung ứng vật tư thiết bị chưa kịp thời nên hiệu quả đạt được chưa cao.

4.5. Sản lượng khai thác dầu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Sản lượng khai thác dầu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng tăng dần từ năm 1991 với 3,571 triệu tấn và năm 2002 đạt sản lượng đỉnh với 13,5 triệu tấn.

Riêng năm 1995, sản lượng khai thác giảm so với năm 1994 là do: (i) Việc sửa chữa tàu chứa dầu Ba Vì và bàn giao trạm UBN bị chậm dẫn tới một số lớn giếng phải ngừng khai thác; (ii) Đưa trạm nén khí vào hoạt động chậm so với thời hạn quy định trong *Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Bạch Hổ* dẫn tới chưa phát triển được hệ thống gaslift; (iii) Không hoàn thành kế hoạch bơm ép nước duy trì áp suất vỉa; và (iv) Việc đưa mỏ Rồng vào khai thác thử công nghiệp bị chậm 6 tháng. Kế hoạch khai thác dầu năm 2000 chỉ đạt 96,9% kế hoạch được duyệt. Lý do đối với mỏ Bạch Hổ là do sự cố kỹ thuật hệ thống neo cặp trạm UBN-Ba Vì, do vậy, từ ngày 3-2-2000 đến ngày 17-4-2000, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải hạn chế sản lượng khai thác, dừng hoạt động của một loạt giếng; số dầu không khai thác được trong giai đoạn nói trên là hơn 600 nghìn tấn. Còn đối với mỏ Rồng là do chậm tiến độ thi công và đưa tổ hợp công nghệ RP-3 vào hoạt động.

Từ năm 2003, sản lượng khai thác dầu của mỏ Bạch Hổ bắt đầu giảm, dẫn tới sản lượng khai thác chung bị giảm. Do hai Phía tham gia Việt Nam và Liên bang Nga có

quan điểm khác nhau về động thái khai thác tầng móng của mỏ Bạch Hổ và về vai trò của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đối với Bên tham gia tương ứng nên từ năm 2003 về sau, hai Phía đã không thỏa thuận được từ năm trước về kế hoạch khai thác dầu đối với các năm 2004, 2005 và 2006 mà phải đợi kết quả khai thác dầu thực tế của 6 tháng đầu năm mới xác định được kế hoạch khai thác dầu của năm đó. Cụ thể, đối với kế hoạch năm 2004, Phía Việt Nam đưa ra con số 11,65 triệu tấn, Phía Nga đưa ra con số 13,5 triệu tấn; đối với kế hoạch năm 2005 các con số đưa ra tương ứng là 10,50 triệu tấn và 11,2 triệu tấn; năm 2006 là 9,6 triệu tấn và 10,2 triệu tấn.

Sản lượng khai thác dầu hàng năm từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Đơn vị: Triệu tấn

Năm	Kế hoạch	Thực hiện	Năm	Kế hoạch	Thực hiện
1991	3,571	3,571	1999	11,7	12,0
1992	4,8	4,8	2000	13,0	12,6
1993	6,3	6,3	2001	13,1	13,32
1994	6,7	6,9	2002	13,1	13,5
1995	6,5	6,7	2003	13,005	13,1
1996	7,75	8,17	2004	12,1	≈12,2
1997	9,0	9,42	2005	11,2	≈11,4
1998	10,3	11,0	2006	9,6	

Các mốc sản lượng dầu cộng dồn khai thác từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng giai đoạn 1990-2006:

- Ngày 5-12-1990, khai thác tấn dầu thứ 5 triệu từ mỏ Bạch Hổ.
- Ngày 2-3-1992, khai thác tấn dầu thứ 10 triệu từ mỏ Bạch Hổ.
- Ngày 12-11-1993, khai thác tấn dầu thứ 20 triệu từ mỏ Bạch Hổ.
- Ngày 11-12-1994, khai thác tấn dầu thô đầu tiên tại mỏ Rồng.
- Ngày 23-4-1995, khai thác tấn dầu thứ 30 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.
- Ngày 9-9-1996, khai thác tấn dầu thứ 40 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.
- Ngày 12-10-1997, khai thác tấn dầu thứ 50 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.
- Ngày 16-9-1998, khai thác tấn dầu thứ 60 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

- Ngày 26-7-1999, khai thác tấn dầu thứ 70 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.
- Ngày 2-6-2000, khai thác tấn dầu thứ 80 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.
- Ngày 22-2-2001, khai thác tấn dầu thứ 90 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.
- Ngày 21-11-2001, khai thác tấn dầu thứ 100 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.
- Ngày 2-11-2002, khai thác tấn dầu thứ 100 triệu từ tầng móng mỏ Bạch Hổ.
- Ngày 4-12-2005, khai thác tấn dầu thứ 150 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.
- Ngày 8-12-2006, khai thác tấn dầu thứ 160 triệu từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

4.6. Áp dụng các biện pháp nhằm tăng hệ số thu hồi dầu, khí

Từ năm 1992, việc áp dụng các biện pháp tăng cường hệ số thu hồi dầu đã trở nên bức bách đối với một số giếng. Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XIV, ngày 23-12-1992 đã thông qua Nghị quyết: Giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong năm 1993 tiến hành thử nghiệm công nghệ bơm ép nước vào tầng móng phù hợp với chương trình do Xí nghiệp Liên doanh soạn thảo và đã được thỏa thuận với hai Phía tham gia[1].

Trên cơ sở kết quả tốt về bơm ép thử nghiệm nước ở giếng 421 vào tầng móng mỏ Bạch Hổ, ngày 21-4-1993, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cho phép Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro bơm ép nước đại trà vào tầng móng mỏ Bạch Hổ. Phương pháp này đã được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thực hiện rất có hiệu quả trong việc duy trì áp suất vỉa nhằm gia tăng sản lượng khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu, khí tại tầng móng mỏ Bạch Hổ.

> Ngày 21-4-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng ký Công văn số 786/TD-KT gửi Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro Ngô Thường San về việc bơm ép thử nghiệm vào tầng móng mỏ Bạch Hổ: Sau khi xem xét: (i) Biên bản cuộc họp về việc bơm ép nước vào tầng móng mỏ Bạch Hổ giữa chuyên viên của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tại Hà Nội ngày 1-4-1993; (ii) Chương trình tổng hợp bơm ép nước thử nghiệm công nghiệp vào giếng 421, mỏ Bạch Hổ, của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro gửi ngày 13-4-1993; (iii) Biên bản cuộc họp kỹ thuật mở rộng về bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa ở tầng móng mỏ Bạch Hổ giữa chuyên viên của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tại Vũng Tàu ngày 10-4-1993; Tổng công ty đồng ý cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành bơm ép nước thử nghiệm ở giếng 421 theo chương trình đã đề nghị…

1. Biên bản kỳ họp thứ XIV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 23-12-1992, tại Vũng Tàu.

Do tiến độ đưa cụm giàn công nghệ trung tâm số 2 vào hoạt động chậm hơn dự kiến nên mãi tới giữa tháng 6-1993, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro mới đưa giếng 421 vào bơm ép được. Ngày 12-8-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 1782/DK-TDKT nhắc nhở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro về việc cần sớm báo cáo về tình hình bơm ép nước.

Xung quanh việc ra quyết định cho phép bơm ép thử nghiệm nước vào tầng móng mỏ Bạch Hổ, ông Vũ Văn Viện, Trưởng ban Khoa học - Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đã nhắc lại một số sự kiện, cụ thể:

- ... Vào khoảng những năm 1991-1992, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có thuê một công ty thẩm định độc lập quốc tế là Coles Gilbert - Canađa để xác minh con số trữ lượng dầu và khí của mỏ Bạch Hổ (con số trữ lượng do ta và Liên Xô đưa ra không được các định chế tài chính thế giới như IMF, WB, ADB tin tưởng, chấp nhận làm cơ sở để họ cung cấp các khoản viện trợ ODA; ta buộc phải thuê công ty thẩm định độc lập để có con số trữ lượng dầu khí xác minh của Việt Nam để cung cấp cho họ). Trong Báo cáo của Coles Gilbert, khi nói về mỏ Bạch Hổ, ngoài việc xác minh con số trữ lượng dầu và khí đồng hành, họ đã khuyến cáo ta phải sớm tổ chức bơm ép khí vào tầng móng mỏ Bạch Hổ để duy trì ổn định sản lượng khai thác ở mỏ. Luận cứ Bơm ép khí vào tầng móng mỏ Bạch Hổ của Coles Gilbert đã làm xiêu lòng rất nhiều lãnh đạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam lúc bấy giờ, đã làm lu mờ đi những kiến nghị về các giải pháp khác...

- Đã có một tờ trình trái ngược với khuyến cáo của Coles Gilbert (với nội dung: để có thể cứu vãn được tình thế suy giảm áp suất đang diễn ra một cách trầm trọng tại các giếng khai thác trong tầng móng mỏ Bạch Hổ một cách hữu hiệu nhằm duy trì và tăng sản lượng các giếng khai thác, không còn con đường nào khác là bơm ép nước) gửi cho ông Hồ Sĩ Thoảng và các quan chức lãnh đạo khác của Petrovietnam. Và chính ông Thoảng đã cho phép trình bày các luận điểm của Tờ trình tại một cuộc họp ở 69 Nguyễn Du với sự có mặt của hầu hết các lãnh đạo và chuyên gia kỹ thuật của Petrovietnam khi đó. Nhờ kết quả của cuộc họp đó mà các lãnh đạo của Petrovietnam đã có Công văn số 786/TD-KT gửi Tổng Giám đốc Vietsovpetro cho phép bơm ép thử nghiệm nước vào tầng móng mỏ Bạch Hổ.

Tại kỳ họp thứ XVI, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã thông qua Nghị quyết yêu cầu trước ngày 15-1-1994 Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trình hai Phía tham gia thỏa thuận đề xuất sớm đưa trạm nén khí gaslift vào hoạt động trong năm 1995 và tiếp tục gia tăng công suất để phục vụ cho việc vận chuyển khí vào bờ[1].

1. Biên bản kỳ họp thứ XVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 25-12-1993, tại Vũng Tàu.

Về áp dụng kỹ thuật khoan ngang, ngày 24-12-1994, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVII đã thông qua Nghị quyết: Trên cơ sở kết quả thi công giếng khoan ngang số 815, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành lập luận chứng cho công tác khai thác thử tầng Miocen mỏ Bạch Hổ bằng các giếng khoan ngang[1].

Ngày 22-1-1995, tại kỳ họp thứ XVIII, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh đã đánh giá: "Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tăng công suất bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa, đưa hai block PPD-5000 trên các giàn MSP-8 và MSP-9 vào hoạt động theo đúng với thời hạn đã đề ra, đưa thêm 5 máy bơm UEXPK (УЭЦПК) vào hoạt động, xây dựng và đưa vào hoạt động 16,2 km đường ống dẫn nước áp lực cao. Hiện đang tiến hành bơm ép nước theo sơ đồ tạm thời trên các giàn BK-5 và BK-6 bằng các giàn SPBU Trident và Sakhalinskaya... Đã xây dựng cơ sở công nghệ để đưa vào áp dụng trong năm 1996 phương pháp khai thác giếng bằng gaslift. Phương pháp này sẽ cho phép gia tăng một cách đáng kể sản lượng khai thác dầu từ các vỉa Oligocen, Miocen và trong quá trình thử gọi dòng"[2].

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVIII cũng đã thông qua quyết nghị: *Nhằm nâng cao hiệu quả khai thác trầm tích Oligocen hạ bằng các giếng khoan ngang, trong quý I-1996 Xí nghiệp Liên doanh phải trình hai Phía tham gia thỏa thuận bản Luận chứng thi công giếng số 1010… Theo kết quả thi công giếng khoan ngang số 815, lập Luận chứng về tính hợp lý trong việc khai thác các vỉa Miocen ở mỏ Bạch Hổ bằng các giếng khoan ngang.*

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XIX, đã thông qua Nghị quyết: *Đưa giàn nén khí (giàn nén khí nhỏ) vào hoạt động trong tháng 1-1997 và bảo đảm đưa khí vào bờ với khối lượng 2 triệu m^3/ngày đêm. Triển khai việc chuyển những giếng đã được lắp đặt thiết bị lòng giếng sang khai thác bằng phương pháp gaslift*[3].

Đến cuối năm 1997, về cơ bản, hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được hai Phía đánh giá tốt, như: "Đã hoàn thành việc xây dựng và đưa vào hoạt động các công trình lớn ngoài mỏ như: giàn nén khí lớn, giàn nén khí nhỏ, giai đoạn III giàn PPD 40.000, khối nhà ở trên giàn độc lập, giai đoạn I tổ hợp gaslift; đã hoàn thành nhiệm vụ gia tăng khối lượng khí đưa vào bờ; hoàn thành vượt

1. Biên bản kỳ họp thứ XVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1994, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 22-12-1995, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-1996, tại Vũng Tàu.

mức nhiệm vụ kế hoạch khai thác dầu; duy trì chế độ khai thác hợp lý ở tầng móng mỏ Bạch Hổ"[1].

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XXI, đã đánh giá: "*Đã tiến hành vỡ vỉa thủy lực ở các giếng 1003, 1007 (MSP-10), 801 (MSP-8), 81 (MSP-6) (bao gồm cả vỡ vỉa bằng xử lý axit ở 2 giếng). Kể từ khi áp dụng phương pháp gaslift, tổng cộng đã có 50 giếng được chuyển sang khai thác bằng phương pháp gaslift*". Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh cũng ghi nhận: "*Trong năm qua, tập thể Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thực hiện được một khối lượng lớn các công tác. Nhờ vậy, đã hoàn thành vượt mức kế hoạch khai thác dầu, hoàn thành nhiệm vụ gia tăng khối lượng khí đưa về bờ, tiếp tục mở rộng và nâng cao hiệu quả sử dụng các công suất đã lắp đặt trên những công trình mỏ (giàn nén khí lớn, giàn nén khí nhỏ, giàn PPD 40.000, tổ hợp gaslift)*"[2].

5. Hoạt động tại mỏ Đại Hùng

Ngày 12-8-1999, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chính thức được giao chức năng điều hành hoạt động khai thác mỏ Đại Hùng. Trên thực tế, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiếp nhận đề án từ ngày 12-2-1999, khi nhà thầu Petronas rút khỏi đề án.

Trong những năm 1985-1991, trên cơ sở Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành khảo sát địa chấn 3D (năm 1991), khoan thăm dò 3 giếng (05-DH-1X, 05-DH-2X, 05-DH-3X) trên cấu tạo Đại Hùng. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã phát hiện dầu khí đạt lưu lượng công nghiệp ở 2 giếng 05-DH-1X và 05-DH-2X, trong đó dòng dầu công nghiệp đầu tiên tại mỏ Đại Hùng được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phát hiện vào ngày 18-7-1988. Sau khi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 được ký kết, từ năm 1993 đến năm 1999 mỏ Đại Hùng được giao thầu quốc tế, Công ty BHPP (1993-1996) và Công ty Petronas Carigali (từ năm 1997 đến tháng 2-1999) đã thực hiện vai trò nhà điều hành.

Thực hiện Thỏa thuận chuyển giao chức năng điều hành về thăm dò và khai thác mỏ Đại Hùng ký ngày 12-8-1999 với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau khi có sự đồng ý của Bộ Kế hoạch và Đầu tư[3]), Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

1. Nghị quyết số 2 kỳ họp thứ XX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-12-1997, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 18-12-1998, tại Vũng Tàu.
3. Công văn số 581A/CP ngày 24-6-1999 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư về việc đồng ý giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp tục khai thác và phát triển mỏ Đại Hùng từ ngày 12-2-1999.

đã chính thức điều hành mỏ Đại Hùng. Phần dầu chi phí cho vận hành mỏ, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được hai Phía cho phép giữ lại không vượt quá 35% (riêng trong 4 năm đầu được ưu đãi để lại 70%) dầu thương phẩm. Ngày 14-5-1999, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã ký quyết định thành lập Xí nghiệp Đại Hùng; ngày 24-9-1999 đã thông qua chương trình công tác và ngân sách của Đề án Đại Hùng cho hai năm 1999-2000.

Vào thời điểm Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro nhận điều hành, tại mỏ Đại Hùng đã khoan được 14 giếng, gồm 9 giếng khoan tìm kiếm, thăm dò và 5 giếng khai thác; 1 giếng bơm ép nước duy trì áp suất vỉa. Giàn nổi DH-01 và phao nổi ở trong tình trạng xuống cấp, thiếu phụ tùng thay thế, không được tiến hành bảo dưỡng định kỳ; toàn bộ các chứng chỉ đều hết hiệu lực. Quá trình điều hành Đề án Đại Hùng của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro diễn ra qua 3 giai đoạn. Giai đoạn từ tháng 5-1999 đến tháng 7-1999, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã hoàn tất công tác chuyển giao và điều hành mỏ một cách an toàn, bảo đảm tính liên tục và nhanh chóng chỉ trong vòng 2 tháng. Mặc dù mỏ Đại Hùng có công nghệ hoàn toàn khác với các mỏ của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đang điều hành và phải kiểm tra, nhận và di chuyển toàn bộ hồ sơ tài liệu và vật tư, tài sản từ Thành phố Hồ Chí Minh về Vũng Tàu. Từ tháng 7-1999 đến cuối năm 1999, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro hoàn thiện bộ máy điều hành và đặt mua thiết bị thay thế, sửa chữa các thiết bị kỹ thuật. Bắt đầu từ năm 2000, bên cạnh công việc điều hành bảo đảm sản xuất liên tục và an toàn, tiếp tục hoàn thiện bộ máy, bổ sung sửa chữa các thiết bị kỹ thuật, đã tiếp tục khoan giếng khoan thăm dò 9X, đưa các giếng khoan đang bảo tồn vào khai thác. Trong năm 1999, do gặp sự cố đứt xích neo phao CAM tàu dầu nên việc khai thác mỏ Đại Hùng bị gián đoạn. Từ giữa tháng 10-1999, do thời tiết xấu nên thường xuyên phải dừng khai thác dầu, khối lượng dầu khai thác trong năm 1999 là 315,8 nghìn tấn, so với kế hoạch là 350 nghìn tấn. Trong năm 2000, khối lượng dầu khai thác được đạt 240 nghìn tấn so với kế hoạch đề ra là 500 nghìn tấn. Trong hơn 2 năm từ năm 2001 đến tháng 5-2003, Vietsovpetro đã khai thác được 333,2 nghìn tấn dầu (doanh thu đạt gần 73 triệu USD).

Thực hiện Kế hoạch khoan 2 giếng thăm dò DH-10X và DH-11X (phải khởi công trước ngày 15-5-2002), được Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXV giao[1], trong năm 2002, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã: ... *hoàn tất*

1. Biên bản kỳ họp thứ XXV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-1-2002, tại Vũng Tàu (Nghị quyết 6.3).

công tác xử lý lại và minh giải tài liệu địa chấn 3D, cho phép xác định vị trí các giếng tìm kiếm, thăm dò DH-10X và DH-11X. Trong tháng 8-2002, đã hoàn tất công tác khoan và thử giếng DH-11X, giếng này đã gặp đá móng granitoid ở chiều sâu 3.008 m (chiều sâu tuyệt đối). Ở chiều sâu đáy giếng 3.372 m (chiều sâu tuyệt đối), đã tiến hành thử phần móng đã được khoan vào (364 m). Kết quả thử cho nước vỉa có lưu lượng 160 m^3/ngày, côn 29 mm. Căn cứ vào kết quả thử, hai Phía đã quyết định không khoan tiếp giếng này. Sau khi hoàn tất công tác khoan, giếng đã tạm thời đóng bằng cầu xi măng và miệng giếng được trang bị bằng nút chống ăn mòn. Trong tháng 10-2002, khi thử giếng DH-10X (giếng gặp tầng móng ở chiều sâu 3.074 m) ở chiều sâu 3.074-3.250 m đã cho dòng khí công nghiệp có lưu lượng 650 nghìn m^3/ngày và khí condensat 210 m^3/ngày. Đã chứng minh được tầng móng mỏ Đại Hùng có trữ lượng hydrocarbon công nghiệp[1].

Xét thấy mỏ Đại Hùng là mỏ dầu khí nhỏ, có điều kiện địa chất rất phức tạp, lại ở vị trí biển có độ sâu nước lớn, hàng năm chịu ảnh hưởng mạnh của dòng chảy ngầm, nên năm 2003, RVO Zarubezhneft đã xin rút khỏi Đề án. Phù hợp với Biên bản thỏa thuận ngày 27-6-2003 giữa RVO Zarubezhneft và Petrovietnam về việc chấm dứt hiệu lực Hợp đồng hợp tác kinh doanh thăm dò và khai thác mỏ Đại Hùng (lô 05-1A) ký ngày 12-8-1999, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chính thức hết vai trò điều hành từ ngày 31-5-2003 (ngày Biên bản thỏa thuận có hiệu lực). Từ ngày 1-6-2003, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thực hiện việc điều hành hoạt động khai thác mỏ Đại Hùng theo hợp đồng dịch vụ ký với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Từ ngày 1-10-2003, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chính thức bàn giao mỏ Đại Hùng cho Công ty PVEP.

Trên cơ sở Thỏa thuận giữa hai Phía, RVO Zarubezhneft và Petrovietnam, ngày 27-6-2003, để khôi phục các thiết bị khai thác ngoài mỏ trở lại hoạt động bình thường, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành đàm phán và ký với Công ty Hyundai Vinashin (HVS) hợp đồng sửa chữa trên đốc giàn Đại Hùng-01; tiến hành dời giàn ra khỏi vị trí ngoài mỏ và đưa giàn Đại Hùng-01 và phao neo vào đốc của HVS ở Vân Phong, Khánh Hòa. Công tác theo dõi giám sát việc sửa chữa giàn Đại Hùng-01 và phao neo trên đốc kết thúc vào năm 2005. Công việc sửa chữa sau đốc và thực hiện các công việc theo yêu cầu của Cơ quan Đăng kiểm Tàu biển Việt Nam (VIRES) để nhận chứng chỉ và bảo hành cũng kết thúc vào

1. Nghị quyết số 8 kỳ họp thứ XXVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-2002, tại Vũng Tàu.

tháng 3-2006. Chi phí cho việc sửa chữa được lấy từ kinh phí để lại cho hoạt động sản xuất kinh doanh của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro[1].

6. Hoạt động dịch vụ thu gom và vận chuyển khí đồng hành

Tại mỏ Bạch Hổ, mỗi tấn dầu thô khai thác được có kèm theo 120-200 m^3 khí đồng hành. Trước khi có công trình thu gom và hệ thống ống dẫn đặt ngầm dưới biển vận chuyển khí vào bờ (trên đất liền cũng chưa có cơ sở công nghiệp sử dụng và chế biến khí) hàng năm vẫn phải đốt bỏ khoảng 1 tỷ m^3 tại giàn khoan. Vấn đề sử dụng khí đồng hành nhằm phát triển các lĩnh vực công nghiệp sử dụng khí trên đất liền đã được Đảng và Nhà nước rất quan tâm. Tháng 12-1993, Petrovietnam đã ký hợp đồng với Công ty Hyundai Heavy Industries Co.Ltd. (Hàn Quốc) thực hiện Dự án xây dựng đường ống đưa khí vào bờ (Công trình đưa sớm khí vào bờ).

Ngày 14-4-1995, công trình hoàn thành, kết thúc giai đoạn I của tổng dự án gồm hệ thống thu gom, xử lý và đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Bà Rịa. Ngay trong 7 tháng còn lại của năm 1995, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã cung cấp qua đường ống dẫn khí khoảng 200 triệu m^3 khí cho Nhà máy Điện Bà Rịa thay thế 180 nghìn tấn dầu phải nhập khẩu, giảm được khoản chi trên 30 triệu USD từ ngân sách nhà nước. Năm 1996, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp tục cung cấp 300 triệu m^3 khí đốt cho Nhà máy Điện Bà Rịa.

Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XVIII ngày 22-12-1995 đã thông qua Nghị quyết phê chuẩn các biện pháp bảo đảm đưa khí về bờ (thu gom, xử lý, vận chuyển và nén khí) với các quyết nghị cụ thể, như:

"*Phê chuẩn các biện pháp bảo đảm đưa khí từ mỏ Bạch Hổ về các nhà máy phát điện với khối lượng 2,0 triệu m^3/ngày đêm trong tháng 12-1996;...*

Trong quý I-1996, hai Phía tham gia sẽ thoả thuận phương pháp xác định giá thành dịch vụ, xử lý và nén khí đồng hành để xác định các chi phí thực tế về vận chuyển khí vào bờ"[2].

Kỳ họp thứ XIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, ngày 29-11-1996, đã thông qua Nghị quyết: *Đưa giàn nén khí (giàn nén khí nhỏ) vào hoạt động trong tháng*

1. Biên bản kỳ họp thứ XXX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh ngày 8-12-2005, tại Vũng Tàu, (Nghị quyết số 8).
2. Biên bản kỳ họp thứ XVIII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 22-12-1995, tại Vũng Tàu.

1-1997 và bảo đảm đưa khí về bờ với khối lượng 2 triệu m³/ngày đêm[1]; đồng thời Hội đồng cũng đã quyết nghị những vấn đề cụ thể liên quan về chi phí xây lắp giàn nén khí lớn, về phân bổ ngân sách giữa Petrovietnam và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, về thặng số ngoại thương dịch vụ của Petechim và về hợp đồng dịch vụ thu gom, vận chuyển khí đồng hành sẽ ký với Công ty Vietgas (từ năm 1998 là PVGC, từ năm 2007 là PV Gas).

Hội đồng nhận thấy, căn cứ vào quyết định của hai Phía tham gia và Chính phủ Việt Nam, hiện nay Xí nghiệp Liên doanh đang tiến hành xây dựng giàn nén khí lớn, dự kiến sẽ đưa vào hoạt động trong quý III-1997. Như vậy, sẽ cho phép tăng khối lượng khí đưa vào bờ lên 5 triệu m³/ngày đêm. Giá thiết kế của giàn nén khí nhỏ là 31,2 triệu USD; trong đó, cung cấp thiết bị của 4 dây chuyền nén khí theo hợp đồng (11-N/PETROVIETNAM-KOLON/07-95 và Phụ hợp đồng số 1) là 18,5 triệu USD, trong số này đã thanh toán 13,9 triệu USD. Vốn xây dựng giàn nén khí lớn lấy từ nguồn vốn vay. Tổng giá trị giàn nén khí lớn, có tính tới dịch vụ vay tín dụng, là 172,3 triệu USD. Vốn cho xây dựng các công trình khí khác (hệ thống thu gom và vận chuyển khí, hệ thống gaslift, thiết bị hoà dòng, thiết bị tách khí sơ bộ, Fast Track, khối module-11 trên giàn CNTT-2 và các công trình khác) được lấy từ nguồn vốn tự có của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, cũng như của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Hội đồng quyết nghị:

Khối lượng khí cụ thể đưa về bờ và hoàn trả Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro những chi phí thu gom, xử lý và nén khí được xác định hàng năm khi ký hợp đồng kinh tế về cung cấp khí giữa Xí nghiệp Liên doanh và Công ty Vietgas;

Trong thời hạn đến ngày 31-12-1996, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cùng với Công ty Petechim phải tiến hành hiệu chỉnh lại bảng tính toán các khoản thuế phải nộp theo hợp đồng xây dựng giàn nén khí lớn, có tính tới những quy định trong Điều 8 của Hiệp định Liên Chính phủ ngày 16-7-1991 và bảng phân bổ đã thoả thuận về phần tham gia của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong việc bảo đảm vốn xây dựng giàn nén khí lớn;

Căn cứ vào bảng phân bổ đã thoả thuận về chi phí cho hợp đồng xây dựng giàn nén khí lớn, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam sẽ hoàn trả cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro 50% các khoản tạm ứng mà Xí nghiệp Liên doanh đã thanh toán. Các khoản thanh toán tiếp hàng năm với các hãng Samsung và Bouygues Offshore do Xí nghiệp Liên doanh trả 50%;

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thanh toán cho Công ty Petechim thặng số ngoại thương về dịch vụ ký và thực hiện hợp đồng xây dựng giàn nén khí lớn như quy định trong hợp đồng ký ngày 4-1-1995, tỷ lệ với phần tham gia của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong giá trị vốn đầu tư cơ bản của giàn nén khí lớn ở mức 50% đã thoả thuận trong hợp đồng;

1. Biên bản kỳ họp thứ XIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-1996, tại Vũng Tàu.

Để ký hợp đồng kinh tế với Công ty Vietgas, trong thời hạn đến ngày 25-12-1996, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải chuẩn bị và thoả thuận với hai Phía tham gia phương pháp xác định giá dịch vụ thu gom, xử lý và nén khí đồng hành để đưa về bờ, theo nguyên tắc bảo đảm hoàn trả các chi phí và có lợi nhuận chấp nhận được. Theo đề nghị của Phía tham gia Nga, lợi nhuận định mức không dưới 20% tổng giá trị hợp đồng…

Trong năm 1997, khối lượng khí cung cấp cho các trạm phát điện trên bờ tăng từ 1,2 lên 3,0 triệu m^3/ngày; đã đưa vào hoạt động giàn nén khí nhỏ; đã hoàn thành thi công và đưa vào hoạt động giàn nén khí lớn.

Giàn nén khí nhỏ: Ngày 27-7-1995, hợp đồng mua thiết bị lắp đặt giàn nén khí nhỏ bên cạnh giàn MSP-4 được ký kết với số vốn đầu tư gần 42 triệu USD. Giàn nén khí nhỏ thực hiện nhiệm vụ cung cấp khí cho gaslift tăng sản lượng dầu khai thác cho toàn bộ vùng mỏ Bạch Hổ. Mặc dù nhiệm vụ chính không phải là thu gom, nén ép và đưa khí đồng hành vào bờ, nhưng trong thời gian từ tháng 1 đến ngày 31-7-1997 (khi giàn nén khí trung tâm chưa hoàn thành xây lắp và đưa vào hoạt động) với hoạt động ổn định của 4 tổ máy với công suất 2 triệu m^3/ngày đêm do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tự lắp đặt, giàn nén khí nhỏ đã hoàn thành sứ mệnh đưa 50 triệu m^3 khí vào bờ kịp thời phục vụ cho Nhà máy Điện Phú Mỹ. Hiệu quả của giàn nén khí nhỏ ngày càng rõ, do nhờ có gaslift, mỗi ngày toàn mỏ Bạch Hổ khai thác thêm được 1.500 tấn dầu thô. Hiệu quả đó càng tăng lên khi áp suất vỉa của mỏ giảm xuống.

Giàn nén khí trung tâm: Ngày 19-7-1995, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký với nhà thầu Bos/Samsung hợp đồng xây dựng giàn nén khí trung tâm ở gần cụm giàn công nghệ trung tâm số 2, mỏ Bạch Hổ. Giàn nén khí trung tâm là một công trình hiện đại vào loại bậc nhất trong khu vực với chức năng chính là thu gom, xử lý, nén ép, cung cấp khí vào bờ có nguồn vốn đầu tư 145 triệu USD. Công trình được Hội đồng nghiệm thu cấp nhà nước nghiệm thu và đưa vào vận hành từ ngày 31-7-1997. Sau hơn 3 năm vận hành, đến tháng 2-2000, giàn nén trung tâm đã cung cấp vào bờ 3.859,5 triệu m^3 khí đồng hành và 131,2 triệu m^3 khí làm nhiên liệu cho cụm giàn công nghệ trung tâm số 2.

Trong năm 1998, khối lượng khí cung cấp cho các công trình trên bờ đạt trên 1 tỷ m^3, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thực hiện một khối lượng lớn các công việc để gia tăng khối lượng khí đưa về bờ, như: tiếp tục mở rộng và nâng cao hiệu quả sử dụng các công suất đã lắp đặt trên những công trình mỏ (giàn nén khí lớn, giàn nén khí nhỏ, giàn PPD 40.000, tổ hợp gaslift). Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXI, ngày 18-12-1998 đã thông qua Nghị quyết: *Trong năm 1999 bảo đảm đưa khí về bờ với khối lượng từ 1,33-1,45 tỷ m^3.*

Thực tế năm 1999, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã cung cấp vào bờ 1,4 tỷ m^3 khí đồng hành. Trong tháng 3-1999, Vietsovpetro đã đưa vào sử dụng hệ thống thu gom khí thống nhất, nhờ vậy khối lượng khí đưa vào bờ được tăng lên tới 4,2 triệu m^3/ngày. Tại kỳ họp thứ XXII, ngày 25-11-1999, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh quyết nghị: Năm 2000 bảo đảm đưa khí về bờ với khối lượng không dưới 1,5 tỷ m^3.

Năm 2000, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã hoàn thành kế hoạch cung cấp 1,5 tỷ m^3 khí vào bờ. Cũng trong năm 2000, lần đầu tiên Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã ký được hợp đồng dịch vụ bảo dưỡng kỹ thuật với các hãng sản xuất thiết bị, nhờ vậy đã bảo đảm cho các tổ máy nén khí hoạt động liên tục và ổn định.

Năm 2001, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thực hiện vượt kế hoạch đưa khí về bờ, cụ thể đã đưa được 1,7 tỷ m^3 khí so với không dưới 1,65 tỷ m^3. Cũng trong năm 2001, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành cải tạo hệ thống thu gom khí áp lực thấp trên các giàn MSP-3, 4, 7, 9, 10; đã ký các hợp đồng dịch vụ bảo dưỡng các máy nén Dresser Rand và Waukesha, nhờ vậy đã bảo đảm cho các tổ máy nén hoạt động ổn định và liên tục.

Để chuẩn bị kế hoạch năm 2002 về thu gom, vận chuyển khí đồng hành vào bờ, đặc biệt sẽ có thêm khí đồng hành từ mỏ Rạng Đông, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh, kỳ họp thứ XXV đã thảo luận và thông qua Nghị quyết về kế hoạch năm 2002: bảo đảm dịch vụ đưa khí vào bờ, với khối lượng không dưới 2,0 tỷ m^3, trong đó từ mỏ Bạch Hổ không dưới 1,65 tỷ m^3. Đồng thời, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh cũng đã có các quyết nghị cụ thể mức giá dịch vụ và về hợp đồng kinh tế ký với Công ty PVGC.

> Kể từ năm 2002, giá dịch vụ của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro về đưa khí vào bờ đối với các chi phí khai thác được áp dụng ở mức 9 USD/1.000 m^3. Ngoài ra, khi đưa khí về bờ với khối lượng vượt quá 50% công suất sản xuất của giàn CKP thì trong giá dịch vụ phải tính cả khấu hao giàn CKP ở mức bằng số phần trăm vượt quá công suất thực sử dụng theo tỷ lệ tới 50%...
>
> Giao Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro khẩn trương ký với Công ty PVGC hợp đồng kinh tế tiếp nhận và đưa khí vào bờ từ mỏ Rạng Đông[1].

Từ năm 2002, ngoài lượng khí đồng hành thu gom từ mỏ Bạch Hổ, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro còn thực hiện dịch vụ tiếp nhận, xử lý và đưa vào bờ

1. Biên bản kỳ họp thứ XXV Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 24-1-2002, tại Vũng Tàu.

lượng khí đồng hành thu gom từ mỏ Rạng Đông, lô 15-2. Khối lượng khí được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đưa vào bờ hàng năm sẽ bao gồm 2 nguồn là khí từ mỏ Bạch Hổ và khí từ mỏ Rạng Đông.

Thực tế năm 2002, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thực hiện thu gom và vận chuyển vào bờ với khối lượng đạt 2,05 tỷ m^3, trong đó từ mỏ Bạch Hổ là 1,73 tỷ m^3 khí đồng hành[1]. Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXVI, ngày 29-11-2002 đã thông qua quyết nghị về kế hoạch năm 2003: bảo đảm năm 2003 đưa khí vào bờ với khối lượng 2,2 tỷ m^3, trong đó từ mỏ Bạch Hổ là 1,7 tỷ m^3 khí đồng hành.

Tuy nhiên, do khối lượng đưa khí từ mỏ Rạng Đông vào bờ không ổn định, nên trong năm 2003, thực tế khí được đưa vào bờ chỉ đạt 2,15 tỷ m^3 khí (97,7%). Riêng khí từ mỏ Bạch Hổ được đưa vào bờ vẫn đạt 102% kế hoạch năm, tương đương 1,735 tỷ m^3 khí[2].

Trong 11 tháng của năm 2004, từ mỏ Bạch Hổ đã đưa vào bờ được 1,4026 tỷ m^3 khí đồng hành so với kế hoạch 1,209 tỷ m^3, đạt 116%[3]. Về kế hoạch vận chuyển khí vào bờ năm 2005, tại Nghị quyết 4 của Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXIX, ngày 15-12-2004 ghi nhận hai phương án, cụ thể: (i) Phương án Phía Nga: *Bảo đảm đưa khí từ mỏ Bạch Hổ về bờ với khối lượng 1,5 tỷ m^3;* (ii) Phương án Phía Việt Nam: *Bảo đảm đưa khí từ mỏ Bạch Hổ vào bờ với khối lượng 1,35 tỷ m^3*.

Thực tế năm 2005, "Xí nghiệp Liên doanh đã đưa vào bờ đạt 1,6921 tỷ m^3 khí đồng hành, trong đó từ mỏ Bạch Hổ là 1,2466 tỷ m^3 khí"[4]. Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXX, ngày 8-12-2005 đã ghi nhận: Xí nghiệp Liên doanh đã tiến hành lắp ráp thiết bị vận chuyển khí trên giàn MSP-4 để đưa khí từ MSP-8 sang giàn nén khí trung tâm qua giàn MSP-1, cho phép gia tăng khả năng tận dụng khí để đưa vào bờ. Về kế hoạch vận chuyển khí từ mỏ Bạch Hổ vào bờ năm 2006, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh kỳ họp thứ XXX đã ghi nhận hai ý kiến khác nhau của hai Phía tham gia, cụ thể, Phía Việt Nam đưa ra con số 1,2 tỷ m^3, còn Phía Nga đề nghị con số 1,37 tỷ m^3.

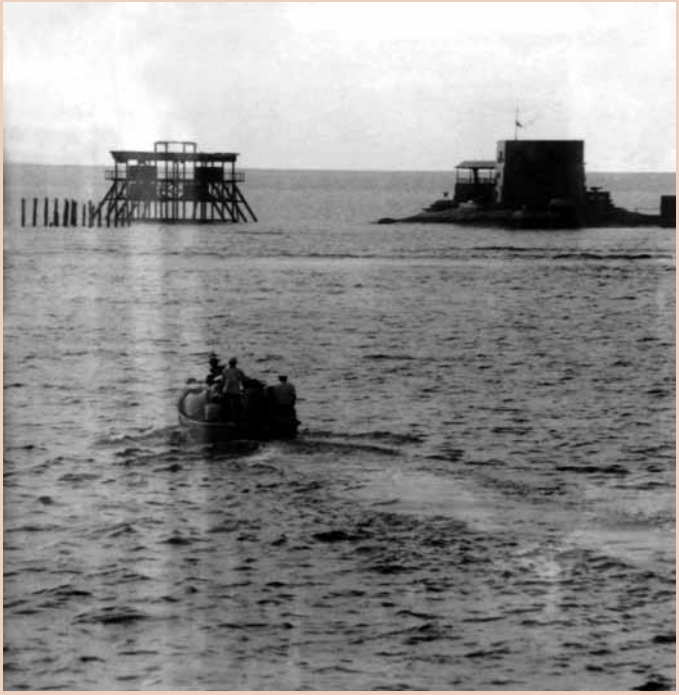
Trên cơ sở tổng khối lượng khí đưa vào bờ trong 5 tháng đầu năm 2006 đạt 843,2 triệu m^3, trong đó từ mỏ Bạch Hổ là 616,5 triệu m^3, Hội đồng Xí nghiệp Liên

1. Biên bản kỳ họp thứ XXVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 29-11-2002, tại Vũng Tàu.
2. Biên bản kỳ họp thứ XXVII Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2003, tại Vũng Tàu.
3. Biên bản kỳ họp thứ XXIX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 15-12-2004, tại Vũng Tàu.
4. Biên bản kỳ họp thứ XXX Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-12-2005, tại Vũng Tàu.

doanh, kỳ họp thứ XXXI ngày 22-6-2006 đã thông qua quyết nghị về kế hoạch vận chuyển khí vào bờ năm 2006 là 1,2 tỷ m^3 từ mỏ Bạch Hổ. Đồng thời, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh cũng đã thông qua quyết nghị: Phê duyệt giá dịch vụ đưa khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ vào bờ cho năm 2006 ở mức 12 USD/1.000 m^3. Ngoài ra, nếu khối lượng khí đưa vào bờ vượt quá 50% công suất của giàn nén khí trung tâm, thì trong phí dịch vụ bao gồm khấu hao giàn nén khí trung tâm bằng mức phần trăm vượt công suất sử dụng thực tế so với 50%.

7. Tham gia xây dựng các nhà giàn DK tại thềm lục địa phía Nam và quần đảo Trường Sa của Việt Nam

Triển khai thực hiện các quyết định của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng[1] và của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng[2], Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có quyết định cho phép Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tham gia xây dựng các nhà giàn DK theo đề nghị của Bộ Quốc phòng[3].



Một trong số các nhà giàn DK do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro xây dựng tại thềm lục địa phía Nam và khu vực quần đảo Trường Sa của Việt Nam

Thực hiện quyết định của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, từ năm 1991 song song với nhiệm vụ sản xuất, hàng năm Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro còn tham gia thực hiện nhiệm vụ quốc

1. Quyết định số 363-CT ngày 18-12-1989 của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về việc xây dựng cụm công trình DK-I. Quyết định số 63/CT ngày 1-3-1990 của Hội đồng Bộ trưởng giao nhiệm vụ cho Tổng cục Dầu khí Việt Nam quản lý nhà nước bên B công trình DK-1/2.
2. Quyết định số 402-CNNg/KH ngày 29-12-1990 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng về việc giao chỉ tiêu kế hoạch năm 1991 cho Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.
3. Quyết định số 164/KT-KH ngày 8-2-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Trương Thiên về việc đồng ý cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro nhận thầu xây dựng công trình DK-I/7 và DK-I/8 của Bộ Quốc phòng trong năm 1991.

phòng do Đảng và Nhà nước giao. Mỗi năm Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro xây dựng 2 công trình nhà giàn DK, đưa tổng số công trình nhà giàn DK đã thực hiện lên 21 chiếc. Hầu hết các công trình này được Bộ Quốc phòng và Bộ Xây dựng đánh giá có độ bền vững cao, chịu được điều kiện sóng khắc nghiệt của vùng thềm lục địa nhiệt đới Việt Nam.

II. HOẠT ĐỘNG CỦA PETROVIETNAM VÀ CỦA CÁC NHÀ THẦU DẦU KHÍ KHÁC

1. Petrovietnam/các chi nhánh và công tác quản lý, giám sát và triển khai các hoạt động dầu khí

1.1. Công ty Petrovietnam I và Công ty Petrovietnam II tiếp tục thực hiện công tác quản lý giám sát các hợp đồng PSC theo khu vực

Như đã trình bày ở Phần II, Công ty Petrovietnam I và Công ty Petrovietnam II được Tổng cục Dầu khí thành lập năm 1988 để thực hiện nhiệm vụ quản lý, giám sát và phối hợp triển khai các hợp đồng PSC. Các công ty được phân công, theo định hướng ban đầu là Công ty Petrovietnam I đối với khu vực phía Bắc, còn Công ty Petrovietnam II đối với khu vực phía Nam. Tuy nhiên, do số lượng các hợp đồng PSC được ký kết (sau đó) không cân đối giữa các vùng biển phía Bắc và phía Nam, nên trên thực tế, từ cuối năm 1991 và năm 1992, việc phân công giám sát các hợp đồng PSC mới được ký kết cho Công ty Petrovietnam I và Công ty Petrovietnam II không còn tuân thủ định hướng ban đầu.

Trong các năm 1990-1992, Công ty Petrovietnam II đã cùng các công ty dầu khí nước ngoài tiếp tục triển khai các hợp đồng PSC đã ký trước năm 1990, cũng như triển khai mới các hợp đồng PSC trong khu vực biển miền Trung và miền Nam, như các hợp đồng: PSC các lô 06, 12E và 19 với ONGC (Ấn Độ); PSC các lô 112, 114 và 116 với Shell (Hà Lan); PSC các lô 117, 118 và 119 với BP (Anh); PSC các lô 17 và 21 với Enterprise (Anh); PSC các lô 115 và 22 với tổ hợp IPL/SECAB (Thụy Điển); PSC các lô 03, 20 và 12W với tổ hợp PetroCanada (Canađa); PSC các lô 120 và 121 với BHPP (Ôxtrâylia); PSC lô 10 với Shell (Hà Lan); PSC lô 05-2 với BP (Anh); PSC lô 04-2 với Lasmo (Anh); PSC lô 04-3 với PT Astra Petronusa (Inđônêxia); PSC lô 04-1 với British Gas (Anh).

Trong thời gian 1990-1992, Công ty Petrovietnam I đã cùng các công ty dầu khí nước ngoài triển khai các hợp đồng PSC ở Đồng bằng sông Hồng và vịnh Bắc Bộ

như các hợp đồng: PSC lô 106 với Total (Pháp); PSC lô 111 với Sceptre Resources (Canađa); PSC lô 102/91 với Idemitsu (Nhật Bản). Ngoài ra, Petrovietnam I còn được giao một số hợp đồng ở khu vực biển phía Nam như: khảo sát địa chấn lựa chọn PSC các lô 45, 46, 49, 50, 51, 53, 54, 55 và 58 với Petrofina (Bỉ); PSC các lô 01 và 02 với Petronas Carigali (Malaixia); PSC lô 05-3 với AEDC (Nhật Bản); PSC lô 11-1 với Total (Pháp); PSC lô 11-2 với Pedco (Hàn Quốc); PSC lô 15-2 với Mitsubishi Oil/JVPC (Nhật Bản).

Để thuận tiện cho việc theo dõi giám sát các hợp đồng PSC ở các khu vực biển miền Trung và miền Nam, từ năm 1990 Công ty Petrovietnam I đã mở Văn phòng đại diện tại Hà Nội; và cuối năm 1991 chính thức đặt trụ sở tại số 33 Thái Thịnh, quận Đống Đa, Hà Nội.

1.2. PVSC và PVEP triển khai các hoạt động dầu khí theo chức năng

Trước tình hình việc phân công theo khu vực về quản lý giám sát và phối hợp triển khai các hợp đồng PSC cho các đơn vị Petrovietnam I và Petrovietnam II không còn phù hợp; mặt khác để đáp ứng nhu cầu cấp bách về công tác tự điều hành thăm dò khai thác dầu khí, năm 1993 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức lại 2 đơn vị Petrovietnam I và Petrovietnam II theo hướng một đơn vị sẽ được giao làm nhiệm vụ quản lý giám sát các hợp đồng dầu khí, đơn vị còn lại sẽ thay mặt Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tham gia hợp đồng dầu khí, như một bên nhà thầu, với các công ty dầu khí nước ngoài đã ký với Petrovietnam.

Với tinh thần đó, ngày 20-3-1993 Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành Quyết định số 328/DK-TC về việc thành lập Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trên cơ sở Petrovietnam II. Quyết định này sau đó được thay bởi Quyết định số 1503/TC-CB&ĐT ngày 9-12-1993 do yêu cầu bổ sung thêm nhiệm vụ. Công ty PVEP có nhiệm vụ thay mặt Petrovietnam tham gia như nhà thầu trong các hợp đồng dầu khí ở Việt Nam, trước tiên là hợp đồng PSC lô 05-1A/Đại Hùng. Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Ngọc Cư được cử kiêm nhiệm Giám đốc Công ty PVEP. Năm 1999, sau khi ông Nguyễn Ngọc Cư nghỉ hưu, Phó Giám đốc Vũ Ngọc An được bổ nhiệm làm Giám đốc Công ty PVEP.

Cùng ngày 20-3-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành Quyết định số 329/DK-TC thành lập Công ty Giám sát các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PVSC) trên cơ sở Petrovietnam I. Công ty PVSC được thay mặt Petrovietnam theo dõi giám sát toàn bộ hoạt động dầu khí của các công ty

dầu khí nước ngoài thực hiện các hợp đồng PSC đã ký với Petrovietnam (trừ hợp đồng PSC Đại Hùng). Kỹ sư địa vật lý, chuyên viên Phòng Khoa học kỹ thuật Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Đỗ Văn Đạo được điều động và bổ nhiệm làm Giám đốc Công ty PVSC.

Triển khai các quyết định trên, Công ty PVSC đã sắp xếp, tổ chức lại đơn vị mình. PVSC có trụ sở chính tại Hà Nội (tại số 33 Thái Thịnh, quận Đống Đa), Văn phòng điều hành tại Thành phố Hồ Chí Minh và các văn phòng đại diện tại Vũng Tàu, Đà Nẵng, v.v.. Công tác quản lý giám sát các hợp đồng PSC đã được tập trung qua một đầu mối là PVSC, và được tiến hành thống nhất. Chất lượng công tác quản lý giám sát cũng vì thế được nâng lên một bước. Ngoài ra, xuất phát từ thế mạnh của mình, PVSC đã được Petrovietnam ủy quyền tham gia như một bên liên doanh trong các công ty điều hành chung (JOC) để triển khai các hợp đồng dầu khí các lô: 15-1; 16-1; 09-2; 09-3; 10 và 11-1...

Công ty PVEP có trụ sở tại Thành phố Hồ Chí Minh, ban đầu ở số 7 Mạc Đĩnh Chi, quận 1 (Tòa nhà cũ của Đại sứ quán Mỹ), sau chuyển về Nhà G1, Khách sạn Thanh Đa - phường 27, quận Bình Thạnh. Công ty có Văn phòng đại diện tại Hà Nội và Vũng Tàu. Ngoài việc tham gia trực tiếp vào các hợp đồng PSC lô 05-1A/Đại Hùng và lô 05-1B/Thanh Long, được sự cho phép của Petrovietnam, Công ty PVEP đã triển khai các đợt khảo sát địa vật lý (TC-93, PV-94 và TC-95) ở các khu vực như Tư Chính - Vũng Mây, khu vực bể Phú Khánh và quần đảo Trường Sa. Với sự tham gia của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, năm 1994, PVEP đã tiến hành khoan giếng khoan thăm dò PV-94-2X ở khu vực Tư Chính. Hoạt động của PVEP ở các vùng biển nước sâu xa bờ, những nơi chưa có hoạt động của các nhà thầu nước ngoài, đã góp phần làm sáng tỏ tiềm năng dầu khí, đồng thời khẳng định chủ quyền của Việt Nam trên biển và thềm lục địa.

1.3. PIDC và PVEP từng bước trở thành công ty dầu khí Việt Nam

Vào những năm cuối của thập kỷ 1990, trước đòi hỏi đơn giản hóa các thủ tục quản lý, giảm bớt các khâu trung gian không cần thiết; đồng thời chuẩn bị tiến hành đầu tư thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài nhằm bảo đảm an ninh năng lượng về dầu khí cho phát triển kinh tế đất nước, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành tổ chức lại Công ty PVSC. Ngày 14-12-2000, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành Quyết định số 2171/QĐ-HĐQT về việc thành lập Công ty Đầu tư và Phát triển Dầu khí (PIDC) trên cơ sở Công ty PVSC. Công ty PIDC có nhiệm vụ tập trung triển khai các hoạt động đầu tư thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài. Phó Giám đốc Công ty PVSC Đỗ Văn Hậu được bổ nhiệm

làm Giám đốc Công ty PIDC. Thông qua nhiều hình thức, như: trao đổi tỷ lệ phần trăm tham gia với các hợp đồng ở trong nước, tham gia đấu thầu quốc tế, chỉ định thầu của chính phủ nước sở tại... Công ty PIDC đã ký được nhiều hợp đồng dầu khí như ở Malaixia, Mông Cổ, Angêria, Inđônêxia... Ngoài các hợp đồng dầu khí ở nước ngoài, PIDC còn được giao triển khai các hợp đồng dầu khí ở Đồng bằng sông Hồng, khu vực vịnh Bắc Bộ và ở các vùng có cấu tạo vắt ngang, vùng chồng lấn, v.v., giữa Việt Nam và nước ngoài như với Malaixia, Trung Quốc, Philippin.

Cũng từ năm 2000, Công ty PVEP được giao tập trung tham gia trong các công ty liên doanh điều hành chung (JOC) và triển khai các hợp đồng PSC mà Petrovietnam có tỷ lệ vốn tham gia ở giai đoạn phát triển mỏ và khai thác dầu khí. Thực hiện quyết định của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Công ty PVEP nhận chuyển giao Chi nhánh Công ty PVSC tại Thành phố Hồ Chí Minh, với toàn bộ cơ sở vật chất và 87 cán bộ công nhân viên[1]. Cũng năm 2001, Chánh kỹ sư Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro Phùng Đình Thực được điều động và bổ nhiệm làm Giám đốc Công ty PVEP.

Chức năng quản lý giám sát tất cả các hợp đồng dầu khí do Petrovietnam ký kết với các công ty/nhà thầu trong và ngoài nước, lúc đầu được giao cho Ban Thăm dò - Khai thác dầu khí, về sau giao cho Ban Quản lý các hợp đồng dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

> Để đẩy mạnh hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước, phù hợp với các Quyết định số 198/2006/QĐ-TTg và số 199/2006/QĐ-TTg ngày 29-8-2006 của Thủ tướng Chính phủ, ngày 4-5-2007 Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã quyết định thành lập Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trên cơ sở sáp nhập PVEP với PIDC[2]. Tổng công ty PVEP có chức năng, nhiệm vụ: (i) Khảo sát, nghiên cứu đánh giá tiềm năng triển vọng dầu khí các khu vực mà Tổng công ty quan tâm và được Tập đoàn giao thực hiện; (ii) Tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại các khu vực theo hợp đồng dầu khí, các dự án được Tập đoàn giao thực hiện bao gồm các hoạt động khảo sát địa chất, địa vật lý, khoan tìm kiếm, thăm dò, thẩm lượng và phân tích, minh giải, đánh giá trữ lượng và khả năng thương mại của phát hiện dầu khí; (iii) Phát triển, khai thác các mỏ dầu khí; (iv) Tham gia thực hiện đầu tư các dự án liên quan nhằm tăng hiệu quả công tác phát triển khai thác mỏ dầu khí; (v) Xuất nhập khẩu vật tư, thiết bị, tài liệu, mẫu vật... phục vụ các dự án thăm dò, khai thác dầu

1. Quyết định số 2344/QĐ-TCNSĐT ngày 30-11-2001 của Tổng công ty Dầu khí.
2. Quyết định số 1311/QĐ-DKVN ngày 4-5-2007 của Hội đồng Quản trị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về việc thành lập Công ty trách nhiệm hữu hạn nhà nước một thành viên Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP).

khí, các hợp đồng dầu khí; (vi) Xuất khẩu, nhập khẩu dầu thô thuộc quyền định đoạt của Tổng công ty trong các dự án khai thác dầu khí, các hợp đồng dầu khí; (vii) Đầu tư mua, bán, chuyển nhượng, ký kết các dự án, hợp đồng dầu khí, các tài sản dầu khí; (viii) Thành lập, mua, bán một phần hoặc toàn bộ các công ty dầu khí và công ty khác trong và ngoài nước; (ix) Hợp tác cung ứng lao động, nhân lực, chuyên gia tìm kiếm, thăm dò khai thác dầu khí trên thị trường trong nước và quốc tế.

Tổng Giám đốc Tập đoàn Trần Ngọc Cảnh được cử kiêm nhiệm Chủ tịch Hội đồng Thành viên Tổng công ty PVEP. Trưởng ban Khai thác dầu khí của Tập đoàn Nguyễn Văn Minh được điều động và bổ nhiệm làm Tổng Giám đốc Tổng công ty PVEP. Tổng công ty PVEP đặt trụ sở chính tại số 133 Thái Thịnh, quận Đống Đa, Hà Nội.

2. Hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở bể Sông Hồng

Về vị trí, bể Sông Hồng kéo dài từ trong đất liền, khu vực Đồng bằng sông Hồng, ra vịnh Bắc Bộ và tới ngoài cửa vịnh, thuộc khu vực phía Bắc biển miền Trung (các lô 119, 120 và 121). Về diện tích, không tính phần thuộc Đồng bằng sông Hồng, phần ngoài biển có diện tích khoảng 180.000 km^2. Về địa chất, bể Sông Hồng được lấp đầy bởi các trầm tích Đệ Tam có tuổi từ Eocen (?) đến hiện tại, với chiều dày trầm tích đạt tới 15.000 m ở trung tâm bể. Trầm tích chủ yếu là lục nguyên. Tại phía Nam bể trầm tích đã phát hiện đá vôi tuổi Miocen, ở trung tâm và cánh phía Đông đã phát hiện sự tồn tại của các diapir sét.

Về hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trước năm 1990, như đã trình bày chi tiết tại các phần trên, ngoài các hoạt động của Liên đoàn 36 và của Đoàn Địa vật lý 36F thuộc Tổng cục Địa chất (từ năm 1975 chuyển về trực thuộc Tổng cục Dầu khí) ở Đồng bằng sông Hồng và khu vực nước nông ven bờ, năm 1980, Tổng cục Dầu khí Việt Nam sử dụng tàu khảo sát địa chấn Poisk (thuộc Liên đoàn Địa vật lý Nam Sakhalin, Liên Xô) tiến hành thu nổ 20.000 km tuyến địa chấn mạng lưới khu vực ở vịnh Bắc Bộ. Từ năm 1989, thông qua các hợp đồng PSC, hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí đã được triển khai trên hầu hết các khu vực của bể Sông Hồng. Đến năm 2004, theo báo cáo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1], các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí đã diễn ra như sau:

- Đã ký kết 11 hợp đồng PSC trong phạm vi 15 lô trên tổng số 21 lô thuộc

1. Công văn số 0017/BC-TKTD, KTDK HTQT ngày 19-5-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh ký gửi Văn phòng Chính phủ báo cáo tiềm năng dầu khí và tình hình hoạt động tìm kiếm, thăm dò ở các bể Sông Hồng, Tư Chính - Vũng Mây, và khu vực các quần đảo Hoàng Sa, Trường Sa.

phạm vi bể Sông Hồng. Hoạt động thăm dò trong các lô 102 và 106 được tiến hành bởi các nhà thầu: Petronas và ATIP và lô 112 - bởi nhà thầu Vietgazprom. Các nhà thầu dầu khí nước ngoài đã khảo sát hơn 60.000 km tuyến địa chấn 2D, 450 km^2 địa chấn 3D, đã khoan 21 giếng tìm kiếm, thăm dò, trong đó có 5 giếng phát hiện khí không thương mại (các giếng: 103-TH-1X, 115-A-1X, 117-STB-1X, 118-CVX-1X, 119-CH-1X). Do trữ lượng nhỏ hoặc gặp khí với hàm lượng CO_2 quá cao (60-95%), các phát hiện khí này đã không được phát triển. Các nhà thầu đã chi khoảng 300 triệu USD cho các hoạt động tìm kiếm, thăm dò.

- Bằng các hoạt động tự đầu tư và điều hành, nhằm đánh giá tiềm năng dầu khí và góp phần bảo vệ chủ quyền của ta trên vịnh Bắc Bộ và khu vực cửa vịnh, Petrovietnam đã tiến hành khảo sát 7.600 km địa chấn 2D, 800 km^2 địa chấn 3D, tái xử lý các tài liệu địa chấn và khoan 1 giếng tìm kiếm, thăm dò tại cấu tạo Hoàng Long, lô 103 (có phát hiện khí nhỏ). Đặc biệt, trong các năm 1995-1996, bằng nguồn kinh phí được Nhà nước cấp, Tổng công ty đã khảo sát 4.600 km tuyến địa chấn 2D ở vùng biển giáp ranh giữa Việt Nam và Trung Quốc trên vịnh Bắc Bộ và khu vực cửa vịnh.

- Ngoài ra, Tổng công ty cũng đã triển khai một số đề án đánh giá tiềm năng dầu khí, nghiên cứu chung với một số công ty dầu khí nước ngoài như: (i) Năm 1993, đã khảo sát địa vật lý không độc quyền 6.000 km địa chấn 2D với Geco-Prakla; (ii) Năm 1995, nghiên cứu chung (joint study) với Công ty Arco, những năm 1997-1998 với Công ty Mobil (Mỹ), năm 1997 với Công ty Unocal-Conoco (Mỹ); (iii) Với sự tài trợ về kỹ thuật và tài chính của Chính phủ Nauy, đã thực hiện Đề án Đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí Việt Nam (Vitra-I, 1995-1997 và Vitra-II, 2002-2004).

Về kết quả công tác tìm kiếm và thăm dò dầu khí, trên cơ sở các tài liệu hiện có và các kết quả đã đạt được, bể Sông Hồng được đánh giá là có tiềm năng dầu khí, nhưng chủ yếu là khí. Theo Vitra, trữ lượng dự báo có thể đạt 600-700 triệu m^3 quy dầu, trong đó đã phát hiện khoảng 260 tỷ m^3 khí với hàm lượng CO_2 cao (60-95%). Tiềm năng dầu khí ở bể này được các công ty dầu khí nước ngoài đánh giá là hạn chế, rủi ro cao, nếu có phát hiện cũng chỉ là các mỏ nhỏ. Tuy nhiên, với việc phía Trung Quốc đã phát hiện một số mỏ khí đủ lớn ở phía Đông và cửa vịnh Bắc Bộ, bể Sông Hồng vẫn được xem là bể trầm tích có triển vọng dầu khí cần được tiếp tục đầu tư nghiên cứu, đan dày mạng lưới khảo sát địa chấn, khoan tìm kiếm, thăm dò, nhằm làm sáng tỏ tiềm năng dầu khí và hy vọng phát hiện được các mỏ dầu khí mới.

2.1. Đồng bằng sông Hồng

Khu vực Đồng bằng sông Hồng và vùng nước nông ven bờ có diện tích khoảng 4.500 km^2, trong đó 3.500 km^2 trên đất liền và khoảng 1.000 km^2 vùng nước nông gần bờ. Đây là khu vực thuộc hệ trầm tích Đệ Tam, có cấu tạo địa chất rất phức tạp, nhiều đứt gãy, có nhiều cấu tạo nhỏ, khả năng có khí và rủi ro tương đối cao.

Trước năm 1990, các hoạt động tìm kiếm và thăm dò dầu khí được tiến hành với các phương pháp khảo sát địa vật lý và khoan tìm kiếm, thăm dò. Riêng về khoan sâu, đã khoan gần 30 giếng, nhưng chỉ mới phát hiện được một mỏ khí nhỏ.

a) Hoạt động của Công ty Anzoil, giai đoạn 1993-2002

Triển khai hợp đồng PSC đã ký ngày 22-7-1993 với Petrovietnam, từ năm 1994, Công ty Anzoil (ASIA) Pte. Ltd., Ôxtrâylia (viết tắt là Công ty Anzoil), đã tiến hành hoạt động dầu khí ở các khu vực có triển vọng nhất, trừ khu vực các vỉa khí đang khai thác của mỏ khí Tiền Hải C, trên Đồng bằng sông Hồng. Trong quá trình triển khai giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, Công ty Anzoil đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho phép gia hạn hợp đồng thêm 5 năm đến ngày 21-7-2002[1].

Phù hợp với cam kết trong hợp đồng, từ ngày ký hợp đồng đến ngày 21-7-2002, nhà thầu đã thực hiện các công việc: (i) Tái xử lý 2.872 km tuyến địa chấn cũ; (ii) Thu nổ 2.200 km tuyến địa chấn mới; (iii) Khoan 10 giếng thăm dò và thẩm lượng. Với chi phí 73 triệu USD, các kết quả đạt được là phát hiện dầu không thương mại tại giếng B10, phát hiện dấu hiệu khí tại D24 và phát hiện khí tại D14[2].

> *Về phát hiện dầu B10*: Năm 1996, khi Công ty Anzoil khoan giếng B10-STB-1X trên cấu tạo Sông Thái Bình, đạt chiều sâu 1.450 m, đã phát hiện vỉa chứa dầu dày 12 m trong lớp đá vôi. Kết quả thử đã cho dòng 164 thùng/ngày (tương đương 25 m^3/ngày) khi xử lý vỉa bằng axit và 227 thùng/ngày (tương đương 36 m^3/ngày) khi có hỗ trợ của bơm hút trong giếng khoan.
>
> *Về phát hiện khí D14*: Cũng năm 1996 khi Công ty Anzoil khoan giếng D14-STL-1X trên cấu tạo Sông Trà Lý (cấu tạo Sông Trà Lý ban đầu có tên là cấu tạo Đông Hoàng, khi được xác định trên kết quả khảo sát địa chấn năm 1976), đạt chiều

1. Công văn số 49/BKH-QLDA ngày 11-8-2000 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
2. Công văn số 1525/CV-HĐQT ngày 2-4-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Thủ tướng Chính phủ về nhà thầu Maurel & Prom xin gia hạn giữ lại diện tích cấu tạo D14.

sâu 3.355 m, đã phát hiện 2 vỉa khí trong tầng cát kết sông ngòi Oligocen. Kết quả thử vỉa đã cho dòng với lưu lượng 148.000 m^3 khí/ngày[1].

b) Hoạt động của Công ty Maurel & Prom, giai đoạn 2002-2005

Sau một thời gian hoạt động, theo đề nghị của Công ty Anzoil, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Công ty Maurel & Prom (hay Công ty M&P- Cộng hòa Pháp)[2] được thay thế Công ty Anzoil, tiếp tục triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò ở Đồng bằng sông Hồng[3] với việc tiếp nhận toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ của Công ty Anzoil trong hợp đồng PSC. Từ năm 2002, Công ty M&P đã khoan thêm 2 giếng là B26-1X và B10-2X nhằm thăm dò và thẩm lượng đối tượng carbonat chứa dầu, nhưng không thành công[4].

Trên cơ sở kết quả công tác khoan thẩm lượng năm 2000, trữ lượng khí D14 đã được đánh giá lại và ngày 28-9-2004, trên cơ sở tổng hợp tài liệu và tính toán của Công ty Nghiên cứu độc lập Gaffney, Cline & Associates, Hội đồng trữ lượng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã phê duyệt trữ lượng tiềm năng khí tại chỗ của D14 với mức tối thiểu 25,6 BCF (tương đương 724,91 triệu m^3); mức trung bình 133,4 BCF (tương đương 3.777,46 triệu m^3). Những số liệu này khác xa con số 1,137 TCF (tương đương 32.196 triệu m^3) mà Công ty Anzoil đã dự tính trước đó. Công ty M&P đã hoàn trả phần lớn diện tích của hợp đồng và tập trung nghiên cứu đánh giá khả năng thương mại của phát hiện khí tại cấu tạo D14 (diện tích khoảng 210 km^2). Ngày 4-3-2004, Công ty M&P đã có thư gửi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đề nghị cho phép giữ lại diện tích của cấu tạo D14 đến ngày 21-7-2005[5].

Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Công ty M&P đã triển khai công việc thử vỉa kéo dài tại D14. Tuy nhiên, do lượng khí thu hồi được từ D14 suy giảm một cách nhanh chóng nên ngày 23-1-2005 Công ty M&P đã xin kết thúc thử vỉa. Hợp đồng dầu khí ký với Công ty M&P ở Đồng bằng sông Hồng đã chấm dứt hiệu lực vào ngày 21-7-2005 sau khi đã gia hạn thêm 3 năm.

---

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Chủ biên Nguyễn Hiệp): *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*, Nxb. Khoa học kỹ thuật, Hà Nội, 2007.
2. Công ty Establisements Maurel & Prom Societé en Commandite par Action M&P.
3. Giấy phép số 640/GPĐC1 ngày 22-3-2001 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
4. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Chủ biên Nguyễn Hiệp): *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam,* Nxb. Khoa học kỹ thuật, Hà Nội, 2007, tr.192.
5. Công văn số 1525/CV-HĐQT ngày 2-4-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Thủ tướng Chính phủ về nhà thầu Maurel & Prom xin gia hạn giữ lại diện tích cấu tạo D14.

c) Hoạt động của Công ty PIDC (sau là Công ty PVEP - Sông Hồng)

Trong những năm 2001-2002, Công ty Đầu tư và Phát triển Dầu khí (PIDC) đã khoan 2 giếng: (1) Giếng khoan PV-PC-1X trên cấu tạo Phù Cừ, đạt chiều sâu 2.000 m không có phát hiện dầu khí; (2) Giếng khoan PV-XT-1X trên cấu tạo Xuân Trường đạt chiều sâu 1.877 m có biểu hiện tốt về khí và condensat, nhưng cũng không cho phát hiện dầu và khí[1].

Thử vỉa, phát hiện khí đốt tại giếng khoan Đông Quan D-1X
Tiền Hải, Thái Bình (tháng 2-2005)

Sau khi Dự án tổng thể tìm kiếm, thăm dò miền võng Hà Nội được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 26-3-2003, Công ty PIDC đã khoan tiếp 2 giếng thăm dò là: (1) Giếng PV-THC-04 nhằm thăm dò khu vực mở rộng mỏ khí Tiền Hải C. Giếng mở lỗ ngày 12-11-2004, kết thúc ngày 22-11-2004, chiều sâu thực tế 1.247,5 m và không tìm thấy dấu hiệu dầu khí; (2) Giếng PV-ĐQD-1X (tại xã Đông Lâm, huyện Tiền Hải, tỉnh Thái Bình) nhằm thăm dò đối tượng Oligocen của cấu tạo Đông Quan D. Giếng khởi công ngày 4-12-2004 và kết thúc ngày 22-2-2005, sau khi đạt chiều sâu thực tế là 3.452 m. Kết quả thử vỉa ở độ sâu 1.655-1.712 m cho dòng từ 28.000-34.000 m^3 khí/ngày.

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Chủ biên Nguyễn Hiệp): *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*, Nxb. Khoa học kỹ thuật, Hà Nội, 2007, tr. 190.

Tại cấu tạo Đông Quan D, từ tháng 5 đến tháng 7-2007, Công ty PIDC khoan tiếp giếng khoan thẩm lượng PV-DQD-2X (tại xã Tây Tiến, huyện Tiền Hải, tỉnh Thái Bình); giếng có chiều sâu 3.340 m.

Mặc dù Đông Quan D là mỏ khí nhỏ, nhưng để bổ sung nguồn khí cho khu công nghiệp khí Tiền Hải, Thái Bình, mỏ khí Đông Quan D đã được Công ty PIDC phát triển (từ tháng 8-2007 chuyển cho Công ty Dầu khí PVEP - Sông Hồng) để tiến hành khai thác cùng với các mỏ khí D14 và Tiền Hải C.

d) Khai thác khí tại mỏ Tiền Hải C, Thái Bình

Mỏ khí Tiền Hải C được Xí nghiệp Khí Tiền Hải trực thuộc Công ty Dầu khí I Thái Bình quản lý và khai thác từ tháng 6-1981. Sau hơn 10 năm (đến năm 1992) được khai thác ở mức 30-40 triệu m^3 khí/năm, mỏ khí Tiền Hải C trở thành nguồn năng lượng có giá trị cao cho phát triển công nghiệp địa phương của tỉnh Thái Bình. Đặc biệt từ sau khi 2 tuốcbin khí được ngành điện tháo dỡ chuyển đi nơi khác, hàng loạt dây chuyền sản xuất thủy tinh pha lê, sành sứ, gạch ốp lát và các vật liệu xây dựng khác được xây dựng để sử dụng khí khai thác từ mỏ Tiền Hải C. Năm 1992, theo đề nghị của lãnh đạo tỉnh Thái Bình, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt đã ký ban hành Quyết định số 318/CT ngày 27-8-1992 về việc chuyển mỏ khí Tiền Hải C về cho Uỷ ban nhân dân tỉnh Thái Bình quản lý và khai thác.

1. Ngày 9-7-1992, Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng ký Thông báo số 96/TB về chỉ thị của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng chuyển mỏ khí Tiền Hải C về cho Uỷ ban nhân dân tỉnh Thái Bình quản lý và khai thác.

2. Ngày 31-7-1992, bằng Công văn số 608/TCNS, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Tổng Bí thư Đỗ Mười và Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chỉ bàn giao mỏ khí Tiền Hải và Xí nghiệp Khai thác Khí Tiền Hải cho Uỷ ban nhân dân tỉnh Thái Bình, còn các đơn vị khác vẫn để lại cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam quản lý.

3. Ngày 27-8-1992, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt đã ký Quyết định số 318/CT về việc chuyển mỏ khí Tiền Hải thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cho Uỷ ban nhân dân tỉnh Thái Bình trực tiếp quản lý, sử dụng.

4. Ngày 7-9-1992, bằng Quyết định số 1479/KT-KH, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng đã thành lập Tổ công tác để bàn giao mỏ khí Tiền Hải và Xí nghiệp Khai thác Khí Tiền Hải về cho tỉnh Thái Bình quản lý và sử dụng do Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Hiệp làm Trưởng ban, Giám đốc Công ty Dầu khí I Nguyễn Trọng Tưởng làm Phó Trưởng ban và các thành viên gồm: các Trưởng phòng Kinh tế kế hoạch, Tổ chức nhân sự; đại diện Phòng Tài chính - Kế toán, Phòng Khoa học - Kỹ thuật, Phòng Xây dựng cơ bản và Ban Thanh tra - Bảo vệ.

5. Ngày 30-9-1992, tại Công văn số 4434-DK, Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Trần Xuân Giá đã thông báo ý kiến của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng: Ngoài các cơ sở đã ghi tại Quyết định số 318-CT ngày 27-8-1992 của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng về việc chuyển giao mỏ khí đốt Tiền Hải, đồng ý để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giao thêm Xí nghiệp Sứ, và Nhà máy Sứ này thực hiện theo đúng nội dung các điều đã được ghi trong Quyết định nói trên của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng.

Đến năm 1999, do sản lượng khai thác khí của mỏ giảm mạnh, xét thấy không có khả năng tiếp tục bảo trì hoạt động của mỏ Tiền Hải C, Uỷ ban nhân dân tỉnh Thái Bình đã kiến nghị và được Thủ tướng Chính phủ cho phép bàn giao lại mỏ Tiền Hải C cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1]. Công ty PIDC (sau là Tổng công ty PVEP) đã tiếp nhận lại mỏ khí Tiền Hải C và thực hiện một số giải pháp kỹ thuật để duy trì sản lượng khai thác khí.

Vào thời điểm năm 2010, mỏ Tiền Hải C được Công ty Dầu khí PVEP - Sông Hồng, trực thuộc Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), quản lý và khai thác cùng với các mỏ khí khác ở khu vực Thái Bình là mỏ D14 (từ năm 2004) và mỏ Đông Quan D (từ năm 2005). Lưu lượng khí khai thác của mỏ Tiền Hải C (6 giếng khai thác) vào thời điểm cuối năm 2009 là 0,41 triệu bộ khối/ngày (11,61 nghìn m^3/ngày); mỏ Đông Quan D (2 giếng) là 0,38 triệu bộ khối/ngày (10,76 nghìn m^3/ngày); và mỏ D14 (1 giếng) là 0,34 triệu bộ khối/ngày (9,63 nghìn m^3/ngày).

2.2. Khu vực vịnh Bắc Bộ

a) Hợp đồng PSC lô 102/91 - Công ty điều hành Idemitsu, giai đoạn 1992-1995

Lô 102/91, nằm ở phía Tây Bắc của vịnh Bắc Bộ, sát cửa Ba Lạt sông Hồng. Trước năm 1990, khu vực này đã từng được đánh giá có tiềm năng dầu khí lớn và được xác định là dự trữ quốc gia. Tuy nhiên sau khi có kết quả 3 giếng khoan thăm dò của nhà thầu Total thực hiện theo hợp đồng PSC ở lô 106 và một phần các lô 102, 103, 107, Chính phủ Việt Nam đã quyết định cho phép giao thầu.

Công ty Idemitsu Haiphong Oil Exploration Co. Ltd., Nhật Bản (sau đây viết tắt là Idemitsu), sau khi ký hợp đồng PSC với Petrovietnam (ngày 24-6-1992) đã tiến hành các hoạt động dầu khí ở lô 102/91. Năm 1993, Công ty Idemitsu đã tiến hành khảo sát 2.270 km tuyến địa chấn 2D. Năm 1994, sau khi có kết quả phân tích và minh giải tài liệu địa vật lý, Công ty đã tiến hành khoan 2 giếng thăm dò là giếng 102-HD-1X đạt chiều sâu 3.095 m và giếng 102-CQ-1X đạt chiều sâu 3.021 m.

1. Quyết định số 1041/1999/QĐ-UBND ngày 9-8-1999 của Ủy ban nhân dân tỉnh Thái Bình.

Cả 2 giếng khoan đều không có phát hiện dầu khí. Theo báo cáo của nhà thầu vào cuối năm 1994, tổng chi phí là 29,85 triệu USD[1]. Hợp đồng PSC lô 102/91 với Idemitsu (Nhật Bản) đã kết thúc năm 1995[2].

b) Hợp đồng PSC lô 106 - Công ty điều hành Total, giai đoạn 1988-1991

Lô 106 nằm ở phía Đông của lô 102 và kéo dài đến sát đường kinh tuyến 108°Đ, trước năm 1990 khu vực này cũng được đánh giá là một trong các khu vực có tiềm năng dầu khí cao ở vịnh Bắc Bộ. Theo Báo cáo về tình hình triển khai các hoạt động dầu khí và phương hướng công tác thăm dò - khai thác năm 1995-2000 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, từ năm 1989, triển khai hợp đồng PSC đã ký với Petrovietnam ngày 22-11-1988, Công ty Total (Pháp), đã tiến hành các hoạt động tìm kiếm và thăm dò dầu khí ở khu vực hợp đồng. Năm 1989, bằng tàu khảo sát địa chấn CGG Công ty Total đã thu nổ 11.025 km tuyến địa chấn 2D. Trên cơ sở kết quả phân tích và minh giải tài liệu địa chấn, năm 1990 Công ty Total đã khoan 3 giếng thăm dò: (1) Giếng 103-TH-1X khoan từ tháng 12-1989 đến tháng 4-1990, đạt chiều sâu 3.413 m có phát hiện khí và có biểu hiện dầu, nhưng không thương mại; (2) Giếng 103-TG-1X khoan từ tháng 4 đến tháng 7-1990, đạt chiều sâu 3.505 m giếng có biểu hiện dầu khí nhưng không thử vỉa; (3) Giếng 107-PA-1X khoan từ tháng 12-1990 đến tháng 2-1991, đạt chiều sâu 3.530 m, không có phát hiện dầu khí[3]. Đến hết năm 1991, tổng chi phí (kết thúc hợp đồng vào ngày 23-11-1991) là 63,15 triệu USD (cam kết tối thiểu là 28,10 triệu USD). Theo đề nghị của Công ty Total (tại Văn thư số FEO/91214 GM/DMB, ngày 6-9-1991), Petrovietnam cùng Công ty Total đã quyết định thanh lý hợp đồng ngày 22-11-1991[4].

> Theo ông Nguyễn Đăng Liệu, nguyên Giám đốc Công ty Petrovietnam I, trong quá trình triển khai hợp đồng PSC hợp tác với Công ty Total, Công ty Petrovietnam I đã phải phối hợp với các cơ quan hữu trách giải quyết một số việc không phải của hợp đồng nhưng rất cảm động và lý thú, liên quan đến thời gian người Pháp

1. Công văn số 757/DK-TDKT ngày 3-4-1995 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Hồ Sĩ Thoảng báo cáo về tình hình triển khai các hoạt động dầu khí và phương hướng công tác thăm dò - khai thác năm 1995-2000.
2. Công văn số 1270/CV-HTQT ngày 14-3-2003 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Nguyễn Xuân Nhậm gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về việc tham dự Đoàn doanh nghiệp tháp tùng Thủ tướng Chính phủ thăm và làm việc tại Nhật Bản.
3. Công văn số 1480/KTKH ngày 22-10-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Trương Thiên gửi Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư báo cáo tình hình thực hiện các hợp đồng dầu khí đến hết năm 1991.
4. Công văn số 1731/KTĐN ngày 5-12-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ nhiệm Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư và Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng về việc chấm dứt hợp đồng với Total.

đã từng có mặt ở Việt Nam. Trong số này có 2 việc cảm động nhất là việc tổ chức để ông Chủ tịch Tập đoàn Total (Pháp) đến thăm lại ngôi nhà ở phố Hàng Trống, Hà Nội, nơi ông đã sinh sống và có nhiều kỷ niệm của thời niên thiếu trước năm 1954; và việc tổ chức cho một chuyên gia kỹ thuật của Công ty Total đi tìm và thăm ngôi mộ của người bố từng là sĩ quan Pháp ở tỉnh Lạng Sơn.

Liên quan đến hợp đồng với Total có một sự việc đáng phải rút kinh nghiệm, đó là việc Tổng cục Dầu khí Việt Nam đã cho phép Công ty Total được trả chậm hoa hồng ký hợp đồng PSC lô 106 số tiền 2 triệu USD dẫn đến Quyết định của Cục Điều tra, Viện Kiểm sát nhân dân tối cao ngày 2-11-1990 khởi tố việc quản lý ngoại tệ ở Petrovietnam. Liên quan đến nội dung khởi tố, theo Báo cáo ngày 18-3-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Trương Thiên gửi Ban Bí thư Trung ương, Chủ tịch Hội đồng Nhà nước Võ Chí Công, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Đỗ Mười, Chủ tịch Quốc hội Lê Quang Đạo, Viện trưởng Viện Kiểm sát nhân dân tối cao Trần Quyết (về việc thu và sử dụng ngoại tệ ở Tổng cục Dầu khí trong năm 1988-1989), Công ty Total trả tiền hoa hồng chậm là "*do ông… Phó Vụ trưởng Vụ Hợp tác quốc tế ký thỏa thuận với Total, hoàn toàn không có ý kiến của tôi, là việc làm sai nguyên tắc*". Đương nhiên, đây là việc làm sai nguyên tắc về quản lý tài chính, tuy nhiên, việc quản lý lỏng lẻo cũng đã có từ trước. Cũng theo công văn nói trên của Tổng Giám đốc Trương Thiên, năm 1988 khi ông Vụ trưởng Vụ Tài vụ đi xin mở tài khoản ngoại tệ cho Tổng cục Dầu khí Việt Nam ở Ngân hàng Ngoại thương Việt Nam thì Ngân hàng Ngoại thương Việt Nam mới báo cho biết là *"từ năm 1978 Tổng cục Dầu khí Việt Nam đã có tài khoản ngoại tệ số 372.233-59 do đồng chí… Vụ trưởng Vụ Tài vụ, làm chủ tài khoản, và thực tế tài khoản này chỉ hoạt động đến năm 1987… và có số dư là 1.725.572 USD"*.

c) Đề án khoan thăm dò giếng PV103-HOL-1X, Công ty PIDC

Khu vực lô 103 đã được Công ty Total (Pháp) tiến hành khoan giếng thăm dò 103-TH-1X sâu 3.413 m năm 1991. Kết quả thử vỉa DST đã cho lưu lượng khí tới 3,75 triệu ft^3/ngày (≈ 106.188 m^3/ngày) trong tầng cát kết Miocen. Để làm rõ hơn tiềm năng dầu khí của khu vực các lô 103 và 107, được Thủ tướng Chính phủ cho phép, Công ty PIDC đã tiến hành khoan thăm dò tại cấu tạo Hoàng Long, giếng PV103-HOL-1X, từ ngày 14-4 đến ngày 6-6-2000, với chiều sâu 3.460 m. Kết quả thử 3 vỉa DST đều cho khí với dòng yếu (17 nghìn ft^3/ngày), cụ thể: (i) DST1 (3.010-3.018 m) cho dòng 0,0068 triệu ft^3/ngày (≈ 19.255 m^3/ngày); (ii) DST2 (2.945-2.952 m) cho dòng 0,0055 triệu ft^3/ngày (≈ 15.574 m^3/ngày); (iii) DST3 (2.708-2.710 m) cho dòng 0,0044 triệu ft^3/ngày (≈ 12.459 m^3/ngày).

Trữ lượng khí do Công ty PVEP - Bạch Đằng tính 2P khoảng 9,5 BCF (≈ 269 triệu m^3) và tiềm năng chưa phát hiện còn 240 BCF (≈ 6.796 tỷ m^3)[1].

1. Theo tài liệu do Nguyễn Quang Việt, cán bộ địa chất dầu khí, Ban Thăm dò, Tổng công ty PVEP, Hà Nội cung cấp tháng 8-2010.

Thử vỉa, phát hiện khí tại lô 103-107, vịnh Bắc Bộ (năm 2000)

Năm 2003, Công ty PIDC đã thu nổ 831 km^2 địa chấn 3D trên cấu tạo Hoàng Long và khu vực lân cận.

Năm 2006, Công ty PIDC tiếp tục khoan thăm dò cấu tạo Bạch Long, phần nằm trong lô 107, giếng 107-BAL-1X. Kết quả thử 4 DST cụ thể như sau: (i) DST1 (3.370-3.420 m) và DST2 (3.310-3.318 m) không cho dòng; (ii) DST3 (1.942-1.962 m) cho dòng 8.46 triệu ft^3/ngày (≈ 239.560 m^3/ngày) với CO_2 = 35%; (iii) DST4 (1.737-1.747 m) cho dòng 16,8 triệu ft^3/ngày (≈ 475.720 m^3/ngày) với CO_2 = 3%[1].

Từ cuối năm 2007, khu vực các lô 103-107 được giao cho Công ty PVEP - Bạch Đằng điều hành.

d) Hợp đồng PSC lô 102 & 106 - Công ty điều hành ATIP, giai đoạn 2000-2003

Sau khi Công ty Total (Pháp) và Công ty Idemitsu (Nhật Bản) chấm dứt các hoạt động thăm dò dầu khí tại khu vực các lô 102 và 106, vấn đề tiềm năng dầu khí ở khu vực này đã được làm sáng tỏ một phần. Tuy nhiên, sau khi nghiên cứu kỹ tài liệu đã thu được, Công ty ATI (Hoa Kỳ) vẫn quyết định triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở khu vực này. Ngày 28-1-2000, hợp đồng PSC các

1. Theo tài liệu do Nguyễn Quang Việt, cán bộ địa chất dầu khí, Ban Thăm dò, Tổng công ty PVEP, Hà Nội cung cấp tháng 8-2010.

lô 102 và 106 đã được Petrovietnam và tổ hợp nhà thầu American Technologies, Inc., Hoa Kỳ (ATI) và PIDC (trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam) ký kết. Công ty ATI nắm giữ 80% quyền lợi tham gia; Công ty PIDC nắm giữ 20% và được Công ty ATI gánh chịu chi phí cho đến khi có tuyên bố phát hiện thương mại. Ngay sau khi hợp đồng có hiệu lực, ngày 24-2-2000[1], nhà thầu ATI đã tiến hành chuyển giao toàn bộ quyền và nghĩa vụ của ATI trong hợp đồng cho Công ty ATIP (Công ty con của ATI) theo quyết định phê chuẩn của Bộ Kế hoạch và Đầu tư[2]. Công ty ATIP đã tiến hành hoạt động khảo sát địa chấn trong diện tích hợp đồng, nhà thầu đã tái xử lý và minh giải 705 km tuyến địa chấn 2D, thu nổ 450 km^2 địa chấn 3D trên cấu tạo Yên Tử và chuẩn bị cho chiến dịch khoan 2 giếng vào cuối năm 2004.

Tuy nhiên, do có khó khăn về tài chính nên nhà thầu ATIP đã không thực hiện được cam kết về khoan; đồng thời tiến hành các đợt chuyển nhượng quyền và nghĩa vụ của mình trong hợp đồng PSC lô 102&106 cho đối tác Petronas Carigali. Ngày 17-1-2003, Công ty ATIP đã thông báo cho Petrovietnam việc ATIP thỏa thuận chuyển nhượng 50% quyền lợi tham gia và quyền điều hành trong hợp đồng dầu khí nói trên cho Công ty Petronas Carigali Overseas Sdn. Bhd. (PCOSB), theo đó PCOSB cam kết thu nổ, xử lý, minh giải 400 km^2 địa chấn 3D và khoan 1 trong 2 giếng khoan cam kết tối thiểu. Công ty ATIP cam kết khoan giếng khoan cam kết còn lại. Mặt khác, để thực hiện khối lượng công việc cam kết nêu trên, ATIP chủ động xin phép gia hạn giai đoạn tìm kiếm, thăm dò thứ nhất thêm 2 năm kể từ ngày 24-2-2003[3]. Việc chuyển nhượng 50% quyền tham gia hợp đồng cho Công ty PCOSB đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt cùng với việc gia hạn 2 năm giai đoạn I (thời kỳ tìm kiếm, thăm dò) từ ngày 24-2-2003 đến ngày 24-2-2005. Với việc phê duyệt của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, từ ngày 11-2-2003, tỷ lệ tham gia hợp đồng PSC các lô 102 và 106 của các bên như sau: Công ty PCOSB (Malaixia) là nhà điều hành: 50%; Công ty ATIP 30%; Công ty PIDC 20%. Công ty ATIP cam kết tiếp tục gánh chịu chi phí trong thời kỳ tìm kiếm, thăm dò cho 20% quyền tham gia hợp đồng của Công ty PIDC.

đ) Hợp đồng PSC các lô 102 và 106 - Công ty điều hành Petronas Carigali, từ năm 2003

Sau khi nhận chuyển nhượng quyền điều hành, trong thời gian 2003-2005, Công ty PCOSB đã tiến hành thu nổ 284 km^2 trên lô 106 và 320 km^2 trên lô 102

1. Giấy phép đầu tư số 2153/GP của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
2. Giấy phép điều chỉnh số 2153/GPĐC1 ngày 4-7-2001.
3. Công văn số 493/CV-HTQT ngày 10-2-2003 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về việc ATIP chuyển nhượng cổ phần lô 102 và 106 cho Petronas và xin gia hạn hợp đồng.

(năm 2005) và tiến hành xử lý theo chương trình PSTM & PSDM đối với tài liệu địa chấn 3D thu nổ được trên cấu tạo Yên Tử. Năm 2004, PCOSB đã khoan giếng 106-YT-1X (trên cấu tạo Yên Tử). *Ngày 17-9-2004, nhà thầu đã phát hiện dầu và khí tại giếng Yên Tử-1X thuộc lô 106. Qua phân tích sơ bộ cho thấy, dầu tại giếng này thuộc loại dầu nhẹ..., có tỷ trọng là 42,2°API và điểm đông là 4,5°C, tuy nhiên hàm lượng H_2S rất cao. Đây là phát hiện dầu đầu tiên ngoài khơi miền Bắc và tương đối quan trọng đối với công tác tìm kiếm và thăm dò trong diện tích hợp đồng cũng như trong khu vực.* Năm 2006-2007, nhà thầu đã khoan các cấu tạo Hạ Long (giếng 106-HL-1X) và cấu tạo Thái Bình (giếng 102-TB-1X). Tại giếng 102-TB-1X, nhà thầu đã phát hiện khí trong cát kết Miocen.

Ngày 9-1-2004, ATIP có thư gửi PIDC về việc ATIP chuyển nhượng 10% cho Singapore Petroleum Company Việt Nam Co. Ltd. (SPC)[1]. Theo kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã phê duyệt việc chuyển nhượng này (Giấy phép điều chỉnh số 2153/GPĐC3 ngày 16-4-2004). Tỷ lệ tham gia của các Bên sau chuyển nhượng là: PCOSB 50%; PIDC 20%; ATIP 20% và SPC 10%.

Ngày 17-5-2005, các bên nhà thầu đã ký Thỏa thuận sửa đổi lần ba hợp đồng PSC các lô 102 và 106, theo đó Công ty ATIP chuyển nhượng cho Công ty SPC thêm 10% hợp đồng. Thỏa thuận này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép điều chỉnh số 2153/GPĐC4 ngày 9-8-2005. Tỷ lệ tham gia của các Bên sau chuyển nhượng là: PCOSB 50%; PIDC 20%; ATIP 10% và SPC 20%.

Năm 2003, giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò đã được gia hạn (lần 1) 2 năm, kéo dài đến ngày 25-2-2005. Để tiếp tục nghiên cứu tài liệu chuẩn bị cho giếng khoan thứ hai, *ngày 25-10-2004, nhà thầu PCOSB có thư đề nghị xin được gia hạn (lần 2) giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò cho đến tháng 6-2005* (thêm 4 tháng) trước khi quyết định chuyển sang giai đoạn II của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò[2].

> Giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, còn được gia hạn lần 3 đến ngày 22-2-2007. Kết thúc giai đoạn I (kể cả thời gian gia hạn), nhà thầu đã xác định diện tích giữ lại để tiếp tục thăm dò và tuyên bố bước vào giai đoạn II của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (từ ngày 23-2-2007).

1. Công văn số 1513/CV-HTQT ngày 2-4-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về ATIP chuyển nhượng 10% quyền lợi tham gia trong PSC lô 102 và 106 cho SPC.
2. Công văn số 5797/CV-Ban Luật ngày 5-11-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư đề nghị gia hạn giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò hợp đồng các lô 102 và 106.

Trong thời gian này nhà thầu đã thu nổ 2.189 km tuyến địa chấn 2D; xử lý PSTM địa chấn 2D và tái xử lý 1.964 km tuyến địa chấn 2D. Năm 2008, nhà thầu đã khoan giếng 106-HR-1X (trên cấu tạo Hàm Rồng). Sau khi khoan sidetrack 4 lần đã phát hiện dầu khí (kết quả thử vỉa cho dòng dầu, khí công nghiệp với lưu lượng 4.859 thùng dầu/ngày và 6 triệu bộ khối khí/ngày). Năm 2009, nhà thầu đã khoan 3 giếng, cụ thể: giếng 106-YT-2X (Yên Tử): thẩm lượng, có biểu hiện dầu khí tại tầng Miocen, chất lượng mỏ kém; giếng 106-DS-1X (trên cấu tạo Đồ Sơn): kết quả khoan không khả quan (có biểu hiện dầu khí, phát sinh nhiều chi phí do sự cố kỹ thuật và khó khăn về thời tiết); và giếng 106-HR-2X (trên cấu tạo Hàm Rồng): giếng thẩm lượng, cho kết quả tốt (4.954 thùng dầu/ngày và 4,47 triệu bộ khối khí/ngày). Nhà thầu dự kiến sẽ tuyên bố thương mại cho cụm mỏ Hàm Rồng, Yên Tử.

e) Hợp đồng PSC lô 104 - Công ty điều hành OMV, giai đoạn 1993-1994

Lô 104 nằm ở vịnh Bắc Bộ, phía ngoài bờ biển Thanh Hóa - Nghệ An, trên cánh nâng Tây Bắc của bể Sông Hồng.

Công ty OMV (Việt Nam) Exploration GmbH, Cộng hòa Áo (sau đây viết tắt là OMV), sau khi ký hợp đồng PSC với Petrovietnam (ngày 20-8-1993) đã tiến hành các hoạt động dầu khí ở lô 104. Từ ngày 28-8 đến ngày 13-11-1993, Công ty OMV đã thu nổ 5.680 km tuyến địa chấn 2D. Từ ngày 26-9 đến ngày 8-10-1994, Công ty OMV đã thu nổ 832 km địa chấn 2D.

Theo báo cáo của nhà thầu, đến cuối năm 1994 tổng chi phí là 7,9 triệu USD (so với cam kết tối thiểu là 16,77 triệu USD). Nhà thầu đã kết thúc hợp đồng khi chưa hoàn thành cam kết khoan.

f) Hợp đồng PSC lô 111 - Công ty điều hành Sceptre Resources, giai đoạn 1990-1994

Lô 111 nằm ở phía Tây vịnh Bắc Bộ, ngoài khơi tỉnh Quảng Bình. Công ty Sceptre Resources Ltd., Canađa (sau đây viết tắt là Sceptre), sau khi ký hợp đồng PSC với Petrovietnam (ngày 22-5-1990) đã tiến hành các hoạt động dầu khí ở lô 111. Năm 1991, Công ty Sceptre đã tiến hành thu nổ 4.624 km tuyến địa chấn 2D, đã chi 4.382.247 USD. Kết quả khảo sát địa chấn 2D đã phát hiện một số cấu tạo có triển vọng tốt. Tuy nhiên, do có khó khăn về tài chính nên ngày 8-12-1992, Công ty Sceptre Resources đã gửi văn bản thông báo chính thức xin chấm dứt hợp đồng có kèm theo các lý do và đề đạt giải pháp với Petrovietnam. Từ ngày 31-12-1992, Văn phòng Công ty Sceptre Resources tại Hà Nội đã chấm dứt hoạt

động. Do chưa hoàn thành cam kết tối thiểu theo hợp đồng về khoan 2 giếng tới móng nên đề nghị chấm dứt hợp đồng của Sceptre Resources đã không được giải quyết ngay. Sau nhiều vòng đàm phán với nhiều phương án đề xuất hình thức phạt của Sceptre Resources, cuối cùng, được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ, Petrovietnam và Sceptre Resources đã ký thỏa thuận kết thúc hợp đồng vào ngày 30-11-1994. Tổng chi phí báo cáo của nhà thầu vào cuối năm 1994 là 7,26 triệu USD (so với cam kết tối thiểu là 16,06 triệu USD)[1].

Trong quá trình triển khai hợp đồng PSC lô 111 đã xảy ra một số sự việc phức tạp, như:

1. Đây là hợp đồng PSC mà nhà thầu là một công ty dầu khí nhỏ, thuộc hệ thống nhà thờ Thiên chúa giáo Canađa. Trong quá trình tiến hành chào thầu Đề án dầu khí lô 111, Công ty Sceptre đã có sự giúp đỡ và phối hợp chặt chẽ của Công ty Canam Trimex, Canađa (là một công ty do người Việt ở Canađa thành lập và cũng là công ty đã hợp tác với Công ty Dịch vụ Dầu khí PSC của Petrovietnam thành lập Công ty dịch vụ PSA). Sau khi quyết định chấm dứt hợp đồng PSC lô 111, do chưa thực hiện cam kết tối thiểu về khoan và về đào tạo người Việt Nam, để có thể rút khỏi Việt Nam, ông Chủ tịch kiêm Tổng Giám đốc Công ty Sceptre Resources Abby Badwi đã đề xuất cách giải quyết là: Nhà thầu chấp nhận thêm các điều kiện cụ thể như sau: trả cho Petrovietnam 260.000 USD tiền đào tạo; số trang thiết bị tại Văn phòng công ty ở Thành phố Hồ Chí Minh trị giá 80.000 USD; trang thiết bị tại Văn phòng ở Xingapo trị giá 11.000 USD và số cần khoan ống chống đã mua phục vụ cho khoan hiện để ở Xingapo trị giá 450.000 USD[2].

2. Ông Nguyễn Đăng Liệu, nguyên Giám đốc Công ty Petrovietnam I, kể lại: "Khi triển khai hoạt động khảo sát địa chấn 2D tại lô 111 ngoài khơi Việt Nam, thì xảy ra vụ: Công ty Fred C. Brechtel đóng tại Anbeta, Canađa quảng cáo bán cho Petrofina một khối lượng tài liệu địa chấn khoảng 3.500 km tuyến được thu nổ trên thềm lục địa Việt Nam ở vịnh Thái Lan. Số tài liệu này là do tàu Akademik Gupkin của Liên đoàn địa vật lý Viễn Đông, Liên Xô, thu nổ năm 1988 trong khuôn khổ nhiệm vụ 75/87 thuộc Chương trình "ESKATO" (1987-1990). Sau khi tàu khảo sát địa chấn của CGG trúng thầu và thu nổ địa chấn ở lô 111, ta nhận được thông tin xác định là tàu Akademik Gupkin đang thu nổ ở đó. Tháng 1-1991, bằng telex, Giám đốc Công ty Petrovietnam I đã nhận được Chỉ thị của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên yêu cầu phải đình

1. Công văn số 757/DK-TDKT ngày 3-4-1995 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Hồ Sĩ Thoảng báo cáo về tình hình triển khai các hoạt động dầu khí và phương hướng công tác thăm dò - khai thác năm 1995-2000.
2. Công văn số 255/KTĐN ngày 13-2-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về Công ty Sceptre Resources rút khỏi lô hợp đồng 111.

chỉ hoạt động thu nổ địa chấn và đưa tàu Akademik Gupkin vào cập cảng Đà Nẵng chờ giải quyết. Đây là một nhiệm vụ khó khăn, đặc biệt đối với giám đốc một công ty vừa mới được thành lập, không có đủ năng lực về mặt pháp lý cũng như về cơ sở vật chất cần thiết để thực thi. Tuy nhiên được sự phối hợp và giúp đỡ của Uỷ ban nhân dân tỉnh Quảng Nam - Đà Nẵng và của Bộ Tư lệnh Hải quân vùng 4 duyên hải và ý thức chấp hành luật pháp nghiêm túc của phía nhà thầu và nhà thầu phụ, tàu Akademik Gupkin đã vào cảng Đà Nẵng sau khi có lệnh của Giám đốc Petrovietnam I.

g) Hợp đồng PSC lô 111 - Công ty điều hành OMV, giai đoạn 1994-2003

Sau khi Công ty Sceptre Resources rút khỏi hợp đồng vì có khó khăn về tài chính vào năm 1994, lô 111 tiếp tục được các công ty dầu khí nước ngoài quan tâm do ở bên kia đường Kinh tuyến 108°00 Đông phía Trung Quốc đã phát hiện khí; hơn nữa các tài liệu địa chấn 2D do Công ty Sceptre Resources khảo sát năm 1991 đã xác định một số cấu tạo địa chất có tiềm năng chứa dầu khí. Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, sau khi đã ký hợp đồng PSC lô 111 với Petrovietnam ngày 19-9-2000 (Giấy phép đầu tư số 2170/GP ngày 20-9-2000 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư), tổ hợp nhà thầu: OMV (Vietnam), Exploration GmbH (Áo) và EDISON International S.P.A (Italia), trong đó nhà thầu OMV là nhà thầu điều hành, đã tiến hành khoan một giếng thăm dò là 111-HE-1X trong lô hợp đồng. Do kết quả khoan thăm dò không có phát hiện dầu khí nên nhà thầu OMV đã xin chấm dứt hợp đồng kể từ ngày 18-9-2003[1].

h) Hợp đồng PSC các lô 112, 114 và 116 - Công ty điều hành Shell, giai đoạn 1988-1992

Ba lô 112, 114 và 116 nằm ở phía Tây Nam vịnh Bắc Bộ, dọc theo bờ biển các tỉnh: Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên - Huế và Đà Nẵng. Công ty Shell (Hà Lan), sau khi cùng với Công ty Fina (Bỉ) ký hợp đồng PSC với Petrovietnam (ngày 16-6-1988) đã tiến hành các hoạt động dầu khí ở các lô 112, 114 và 116. Ngoài hoạt động thu nổ địa chấn tiến hành năm 1989, năm 1990 Shell đã khoan 2 giếng thăm dò: giếng 114-KT-1X và giếng 112-BT-1X. Giếng 114-KT-1X, khoan từ tháng 9 đến tháng 11-1990 đạt tới chiều sâu 4.110 m; trong quá trình khoan có biểu hiện khí nhưng không thử vỉa do độ rỗng và độ thấm kém. Giếng 112-BT-1X, khoan từ tháng 10 đến tháng 11-1990, giếng bị hủy do sóng thần khi khoan tới chiều sâu 1.671 m.

1. Công văn số 4384/CV-HTQT ngày 29-8-2003 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư (Cục Đầu tư nước ngoài) về kết thúc hợp đồng lô 111.

Năm 1991, Công ty Shell đã khoan tiếp 2 giếng thăm dò: giếng 112-HO-1X và giếng 112-BT-2X. Giếng 112-HO-1X, khoan từ tháng 2 đến tháng 3-1991, đạt chiều sâu 1.585 m; trong quá trình khoan có biểu hiện khí, nhưng khi thử không cho kết quả thương mại. Giếng 112-BT-2X, khoan từ tháng 4 đến tháng 9-1991, đạt chiều sâu 4.111 m; trong quá trình khoan có biểu hiện khí, nhưng kết quả thử không thương mại[1].

Do không phát hiện được dầu khí trong diện tích lô hợp đồng, ngày 9-1-1992 nhà thầu Shell - Fina đã xin chấm dứt hợp đồng. Theo báo cáo của nhà thầu, tổng chi phí vào cuối năm 1993 là 60,02 triệu USD (so với cam kết tối thiểu là 33,42 triệu USD)[2]. Hợp đồng PSC các lô: 112, 114 và 116 chính thức kết thúc vào tháng 8-1992. Theo báo cáo của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ tại Công văn số 463/DK-KTĐN ngày 11-3-1993, sau 4 năm thực hiện hợp đồng ở 3 lô miền Trung, Shell đã thực hiện đo gần 14.000 km tuyến địa chấn, khoan 4 giếng khoan, chi tiêu 79 triệu USD, vượt cam kết về cả công việc và chi tiêu trong hợp đồng. Do không phát hiện được dầu khí thương mại, Shell đã chấm dứt hợp đồng này[3].

i) Đề án khoan tự lực trên cấu tạo Bạch Trĩ, lô 112, giai đoạn 1997-1998

Đối với diện tích lô 112, sau khi phân tích lại tài liệu địa chấn và kết quả khoan giếng 112-BT-1X, năm 1997, thực hiện chủ trương "phát huy nội lực" của Đảng và Nhà nước, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị, và sau khi được Thủ tướng Chính phủ cho phép, đã lập Đề án tự đầu tư khoan tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở cấu tạo Bạch Trĩ. Tuy nhiên, sau khi bắt đầu triển khai đề án, do nhiều lý do khác nhau, kể cả do ảnh hưởng của khủng hoảng tài chính khu vực, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị xin đình chỉ Đề án[4]. Kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ đồng ý[5].

1. Công văn số 1480/KTKH ngày 22-10-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Trương Thiên ký gửi Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư báo cáo tình hình thực hiện các hợp đồng dầu khí đến hết năm 1991.
2. Công văn số 757/DK-TDKT ngày 3-4-1995 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng báo cáo về tình hình triển khai các hoạt động dầu khí và phương hướng công tác thăm dò - khai thác năm 1995-2000.
3. Tài liệu gửi kèm theo Công văn số 463/DK-KTĐN ngày 11-3-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về việc đoàn cấp cao của Shell xin gặp Thủ tướng Chính phủ.
4. Công văn số 68/DK-TDKT-m ngày 12-5-1998.
5. Công văn số 111/VPCP-DK-m ngày 21-5-1998 của Văn phòng Chính phủ gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, Ban Biên giới Chính phủ và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, về việc khoan thăm dò khai thác ở cấu tạo Bạch Trĩ lô 112.

j) Hợp đồng dầu khí lô 112 - Công ty điều hành Vietgazprom JOC, từ năm 2000

Sau khi Đề án khoan lại cấu tạo Bạch Trĩ lô 112 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam không được triển khai, vấn đề tiếp tục làm sáng tỏ tiềm năng dầu khí của cấu tạo Bạch Trĩ nói riêng và của diện tích lô 112 nói chung đã được Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đặt ra. Do quan tâm đến tiềm năng dầu khí của lô 112 và cả vùng thềm lục địa Việt Nam, nên các đối tác Nga, sau khi vượt qua thời kỳ khó khăn vào đầu những năm 1990, đã sẵn sàng hưởng ứng đề xuất của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Hợp đồng PSC lô 112 ngoài khơi Việt Nam giữa Petrovietnam và tổ hợp nhà thầu là Gazprom, Zarubezhneftgas (Liên bang Nga) và Công ty PVSC-Việt Nam (sau đổi thành PIDC và sáp nhập để trở thành PVEP) được ký kết vào ngày 11-9-2000 tại Mátxcơva; được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép đầu tư số 2177/GP ngày 10-11-2000. Hợp đồng có hiệu lực từ ngày 21-6-2002, sau khi các nhà thầu Nga nhận được đầy đủ giấy phép của các cơ quan quyền lực Liên bang Nga[1].

Để triển khai hợp đồng, các bên nhà thầu đã thành lập Công ty liên doanh điều hành chung (JOC) Vietgazprom. Trong thời gian 2002-2004, Công ty Vietgazprom đã triển khai các hoạt động dầu khí trong diện tích lô 112, cụ thể, đã hoàn tất các công việc như: (i) Tái xử lý, minh giải 4.500 km tài liệu địa chấn cũ; (ii) Khoan 1 giếng thăm dò Vietgazprom-112-BT-1X trên cấu tạo Bạch Trĩ. Kết quả thử vỉa gặp khí CO_2 (98%), H_2S (0,01%) và không có dòng khí công nghiệp. Tuy nhiên, theo quy định của hợp đồng, trong giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (3 năm từ ngày 21-6-2002 đến ngày 20-6-2005), nhà thầu thông qua Công ty JOC Vietgazprom phải thực hiện cam kết các công việc tối thiểu sau: (i) Thu nổ, xử lý và minh giải 800 km^2 tài liệu địa chấn 3D; (ii) Khoan 3 giếng khoan thăm dò. Do chưa hoàn thành cam kết tối thiểu của giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò về thu nổ 800 km^2 địa chấn 3D và còn phải khoan thêm 2 giếng khoan thăm dò, nên ngày 29-11-2004, thay mặt tổ hợp nhà thầu, Công ty Vietgazprom đã có thư gửi Petrovietnam xin gia hạn 1 năm giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò từ ngày 21-6-2005 đến ngày 20-6-2006. Kiến nghị này, với sự ủng hộ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[2], đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt.

Trên cơ sở kết quả thu được từ giếng khoan VGP-112-BT-1X, Công ty Vietgazprom đã phối hợp với các bên nhà thầu tiến hành phân tích tổng hợp tài

1. Công văn số 1844/CV-HTQT ngày 15-4-2003 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về việc ngày hiệu lực của hợp đồng dầu khí lô 112.
2. Công văn số 6767/CV-Ban Luật ngày 24-12-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

liệu và đánh giá lại tiềm năng dầu khí lô 112. Các nội dung chính của kết luận đạt được như sau: (i) Cấu tạo Bạch Trĩ là cấu trúc móng chôn vùi, đối tượng tìm kiếm và thăm dò dầu khí là móng đá vôi tuổi Devon; đã khoan 2 giếng cho phát hiện khí với hàm lượng CO_2 cao (98% + H_2S); (ii) Cấu tạo Hải Yến, tương tự như Bạch Trĩ, có rủi ro cao do khả năng gặp CO_2; (iii) Cấu tạo Đại Bàng là cấu trúc móng chôn vùi diện tích khép kín nhỏ, nằm quá sâu, do đó, sẽ có rủi ro cao về tầng chứa; (iv) Ngoài các cấu tạo trên, còn phát hiện khu vực có thể tồn tại bẫy địa tầng - dạng turbidity (mới chỉ quan sát thấy trên 1-2 tuyến địa chấn). Kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí và PVEP đã chỉ ra rằng, tại các lô 113 và 111 liền kề lô 112 tồn tại các cấu tạo triển vọng dầu khí dạng turbidity và có thể là đối tượng thăm dò trong tương lai. Xuất phát từ kết quả tổng hợp tài liệu nói trên, tổ hợp nhà thầu đã kiến nghị Petrovietnam xin mở rộng khu vực hoạt động sang lô 113 và phần diện tích phía Đông - Đông Nam lô 111 (giáp ranh với khu vực biển chưa phân định ranh giới với Trung Quốc) nhưng vẫn giữ nguyên các cam kết của hợp đồng dầu khí cũ; đồng thời được áp dụng cơ chế đặc cách như đã làm đối với các lô: 131, 132, 135 và 136[1]. Kiến nghị này đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình lên Thủ tướng Chính phủ và Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

Sau khi được Thủ tướng Chính phủ cho phép mở rộng diện tích hợp đồng sang lô 113 và một phần của lô 111, Công ty Vietgazprom, JOC đã thu nổ 900 km^2 địa chấn 3D, trong đó 584 km^2 ở khu vực Báo Vàng, 316 km^2 ở khu vực Báo Trắng và 2.000 km tuyến địa chấn 2D khu vực ven bờ lô 112 và 111/04. Công ty Vietgazprom đã khoan 5 giếng (VGP-112-PR-1X, VGP-113-BD-2X, VGP-111-BV-2X, VGP-113-BTR-1X và VGP-BV-1X) và đã phát hiện khí tại giếng VGP-113-BD-2X và giếng VGP-BV-1X. Xác định ban đầu, tại mỏ khí Báo Vàng trữ lượng tại chỗ là 68 tỷ m^3, trữ lượng thu hồi 41 tỷ m^3; và tại mỏ Báo Đen trữ lượng tại chỗ 85 tỷ m^3, trữ lượng thu hồi 51 tỷ m^3.

2.3. Khu vực cửa vịnh Bắc Bộ và Tây Hoàng Sa

a) Hợp đồng PSC lô 115 - Công ty điều hành IPL, giai đoạn 1990-1994

Lô 115 nằm ở ngoài khơi cửa vịnh Bắc Bộ, thuộc vùng biển tỉnh Thừa Thiên - Huế. Sau khi cùng với Công ty Swedish Exploration Conssortium AB ký với Petrovietnam thỏa thuận PSC lô 115, ngày 27-2-1990 (thỏa thuận có hiệu lực từ ngày 28-2-1990), Công ty IPL đã tiến hành các hoạt động thăm dò dầu khí trong khu vực lô 15, cụ thể: (i) Năm 1990 đã tiến hành khảo sát 3.000 km tuyến địa chấn 2D; (ii) Năm 1991 (từ

1. Công văn số 6891/CV-TKTD-Ban Luật ngày 30-12-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về mở rộng khu vực hoạt động hợp đồng dầu khí lô 112.

tháng 4 đến tháng 6-1991) đã tiến hành khoan giếng 115-A-1X, đạt chiều sâu 3.538 m. Trong quá trình khoan có biểu hiện khí, nhưng thử RFT cho kết quả khí có thành phần CO_2 cao tới 95%.

Sau 3 năm thực hiện hợp đồng (kết thúc giai đoạn đầu tìm kiếm và thăm dò dầu khí), do chưa hoàn thành cam kết tối thiểu về khoan (còn phải khoan thêm một giếng khoan thăm dò), nên nhà thầu đã kiến nghị xin kéo dài giai đoạn đầu tìm kiếm và thăm dò thêm 4 tháng (từ ngày 28-2-1993 đến ngày 28-6-1993). Sau khi có ý kiến ủng hộ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1], kiến nghị kéo dài của nhà thầu đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư phê duyệt[2].

Kết thúc thời gian gia hạn 4 tháng giai đoạn đầu tìm kiếm, thăm dò, do chưa xác định được vị trí giếng khoan nên nhà thầu lại có kiến nghị gia hạn giai đoạn đầu tìm kiếm, thăm dò thêm một năm nữa (từ ngày 28-6-1993 đến ngày 27-6-1994). Sau khi có ý kiến của Petrovietnam, ngày 5-7-1993, Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư đã có Công văn số 1362/HTĐT-TĐ kiến nghị Thủ tướng Chính phủ; và đã được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận cho kéo dài 1 năm hợp đồng lô 115, để Công ty IPL tiếp tục thực hiện hợp đồng lô 115 cùng với việc nghiên cứu một số đối tượng nằm ngoài lô 115, nhằm có đủ thời gian tiếp tục minh giải tài liệu và sớm khoan giếng thứ hai[3].

Cuối cùng, giếng khoan thứ hai theo cam kết tối thiểu của nhà thầu vẫn không được thực hiện. Theo thỏa thuận của các bên liên quan và được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, hợp đồng PSC lô 115 đã kết thúc vào ngày 28-12-1994. Đến hết năm 1993, tổng chi phí của nhà thầu là 17,82 triệu USD (so với cam kết tài chính tối thiểu trong hợp đồng là 14,47 triệu USD).

b) Hợp đồng PSC các lô 117, 118 và 119 - Công ty điều hành BP, giai đoạn 1989-1995

Các lô 117, 118 và 119 nằm ở cửa vịnh Bắc Bộ, dọc theo bờ biển tỉnh Quảng Nam và thành phố Đà Nẵng. Công ty BP (Anh), sau khi ký hợp đồng PSC với Petrovietnam (ngày 16-2-1989) đã tiến hành các hoạt động dầu khí ở các lô 117, 118 và 119. Sau khi tiến hành minh giải tài liệu địa chấn 2D

1. Công văn số 2202/KTĐN ngày 16-12-1992 và Công văn số 316/KTĐN ngày 22-2-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Công văn số 387/HTĐT-VP ngày 27-02-1993 của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
3. Công văn số 4020/KTN ngày 16-8-1993 của Văn phòng Chính phủ do Phó Chủ nhiệm Vũ Đình Thuần ký gửi Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

thu nổ năm 1989 (6.200 km), năm 1990 Công ty BP đã khoan 2 giếng thăm dò: (1) Giếng 119-CH-1X, khoan từ tháng 9 đến tháng 11-1990 đạt tới chiều sâu 2.473 m; trong quá trình khoan có biểu hiện khí nhưng hàm lượng H_2S quá cao; (2) Giếng 118-CVX-1X khoan từ tháng 11-1990 đến tháng 3-1991, đạt độ sâu 2.917 m, khi khoan có biểu hiện khí nhưng hàm lượng H_2S cao, không thử vỉa[1]. Năm 1991, Công ty BP đã tiến hành thu nổ 4.035 km tuyến địa chấn 2D. Sau khi kết thúc giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (từ ngày 17-2-1990 đến ngày 16-2-1992), nhà thầu BP đã tuyên bố tiếp tục giai đoạn II của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (từ ngày 17-2-1992 đến ngày 16-2-1993). Năm 1993, Công ty tiến hành khoan giếng 118-BT-1X đạt chiều sâu 3.790 m; khi khoan có phát hiện khí với thành phần chủ yếu từ C_1 đến C_3, thành phần CO_2 rất thấp (< 2%), nhưng khi thử không cho dòng là do khả năng chứa kém. Năm 1995, Công ty tiến hành khoan giếng 117-STB-1X, có phát hiện khí nhưng với hàm lượng CO_2 cao. Năm 1994, tiến hành khảo sát 9.635 km tuyến từ hàng không (aeromagnetic) trên khu vực diện tích hợp đồng.

Trong giai đoạn II của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, ban đầu do nhà thầu bận triển khai hoạt động tìm kiếm, thăm dò ở các lô 05-2 và 06 trên thềm lục địa phía Nam Việt Nam và do thị trường cung cấp giàn khoan khan hiếm, sau đó do lúng túng trong việc tìm phương pháp công nghệ hợp lý để phát triển mỏ khí có hàm lượng CO_2 cao, nhà thầu đã kiến nghị xin gia hạn giai đoạn II của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò. Các kiến nghị xin gia hạn của nhà thầu đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư giải quyết gồm: lần 1 (từ ngày 17-2-1993 đến ngày 16-8-1993); lần 2 (từ ngày 17-8-1993 đến ngày 16-2-1994); lần 3 (từ ngày 17-2-1994 đến ngày 16-8-1994); lần cuối cùng đến cuối năm 1995. Đến ngày 9-11-1995, nhà thầu BP có công văn thông báo chính thức sẽ không bước vào giai đoạn III của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò; và hợp đồng PSC các lô 117, 118 và 119 Đà Nẵng kết thúc vào ngày 15-11-1995[2]. Đến hết năm 1994, tổng chi phí của nhà thầu là 74,19 triệu USD (cam kết tối thiểu là 20,02 triệu USD).

Kết quả hoạt động tìm kiếm và thăm dò của nhà thầu BP ở các lô hợp đồng được Công ty giám sát PVSC đánh giá tại Công văn số 1727/95/HN/HD/PV/F ngày 14-11-1995 như sau:

1. Công văn số 1480/KTKH ngày 22-10-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư báo cáo tình hình thực hiện các hợp đồng dầu khí đến hết năm 1991.
2. Công văn số 1727/95/HN/HD/PV/F ngày 14-11-1995 của Giám đốc Công ty PVSC gửi Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về BP kết thúc PSC lô 117, 118 và 119 Đà Nẵng.

a) Đối tượng đá vôi đới nâng Tri Tôn: đã phát hiện mỏ khí lớn bằng các giếng: 117-STB-1X, 118-CVX-1X và 119-CH-1X. Đánh giá về tiềm năng, trữ lượng của mỏ khí này có thể đạt tới trên 30 TCF, nhưng vì nhiễm khí CO_2 cao (> 85%) và H_2S (1.500 ppm) nên chưa thể tính đến việc phát triển trong thời điểm hiện tại.

b) Đối tượng cát kết lục nguyên của các nón quạt ngầm tại địa hào Quảng Ngãi: đã được kiểm định bằng việc khoan một giếng 118-BT-1X, có phát hiện khí với thành phần chủ yếu từ C_1 đến C_3, thành phần CO_2 rất thấp (< 2%), nhưng khi thử không cho dòng là do khả năng chứa kém.

c) Đối tượng cát kết lục nguyên ở vùng nước sâu: đã phát hiện hàng loạt các cấu tạo nằm về phần Đông đới nâng Tri Tôn, nơi độ sâu nước biển khoảng 300-600 m. Vì chưa khoan nên chưa có đủ số liệu để đánh giá về tiềm năng của chúng. Tuy vậy, các cấu tạo này vẫn được xem là có triển vọng khí khi xét đến các điều kiện về cấu trúc và đá sinh.

c) Hợp đồng PSC các lô 120 và 121 - Công ty điều hành BHPP, giai đoạn 1991-1994

Các lô: 120 và 121 thuộc khu vực phía Bắc biển miền Trung, nằm dọc theo bờ biển các tỉnh Quảng Ngãi và Bình Định. Công ty BHP Petroleum (Vietnam) Pty Ltd. (BHPP) sau khi ký hợp đồng PSC với Petrovietnam (ngày 10-1-1991) đã tiến hành các hoạt động dầu khí ở các lô này. Năm 1991, BHPP đã tiến hành thu nổ 7.162 km tuyến địa chấn 2D. Năm 1993 khoan 2 giếng tìm kiếm, thăm dò, trong đó giếng 120-CS-1X đạt chiều sâu 1.521 m; giếng 121-CM-1X đạt chiều sâu 2.201 m. Kết quả, cả 2 giếng đều không có phát hiện dầu khí. Ngày 20-4-1994, nhà thầu BHPP đã xin chấm dứt hợp đồng PSC các lô: 120 và 121. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 20,61 triệu USD (cam kết tối thiểu là 22,39 triệu USD).

Trong quá trình thực hiện hợp đồng, Công ty BHPP đã chuyển nhượng 25% quyền lợi và nghĩa vụ trong hợp đồng cho Công ty CIECO Etsu Nan Inc. là chi nhánh của C.Itoh Energy Development Co.Ltd (CIECO)[1].

d) Hoạt động tự điều hành tại khu vực cửa vịnh và vùng giáp ranh

Ngoài các hoạt động dầu khí thông qua các hợp đồng PSC, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tự đầu tư triển khai các đợt khảo sát địa vật lý (các đề án BB-95, BB-98) ở khu vực cửa vịnh Bắc Bộ và vùng giáp ranh với Trung Quốc ở trong vịnh Bắc Bộ. Ngoài ra, thông qua các hợp đồng khảo sát địa chấn không độc quyền, hay nghiên cứu chung với các công ty nước ngoài Petrovietnam đã triển khai các hoạt

1. Công văn số 823/DK-HTQT ngày 24-4-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về BHPP chuyển nhượng hợp đồng.

động dầu khí ở khu vực này. Kết quả cụ thể: thông qua các đề án tự đầu tư năm 1995 và năm 1998 đã thu nổ 7.600 km tuyến địa chấn 2D; thông qua khảo sát địa vật lý không độc quyền với Geco-Prakla năm 1993 là 6.000 km tuyến địa chấn 2D; và tiến hành các hoạt động nghiên cứu chung (joint study) với các công ty: Arco (năm 1995), Mobil (năm 1997-1998), Unocal và Conoco (năm 1997).

3. Hoạt động thăm dò và khai thác ở bể Cửu Long

Bể Cửu Long nằm ở khu vực biển ven bờ Đông Nam Bộ. Bể Cửu Long có diện tích khoảng 36.000 km^2 và bao gồm một phần diện tích đất liền khu vực ven biển Đồng bằng sông Cửu Long và các lô ngoài khơi các tỉnh: Sóc Trăng, Bến Tre, Tiền Giang, Bà Rịa - Vũng Tàu và Bình Thuận. Bể Cửu Long được bồi lấp chủ yếu bởi trầm tích lục nguyên Đệ Tam, chiều dày lớn nhất ở vùng trung tâm lên tới 7-8 km.

Về hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trước năm 1990 (đã trình bày chi tiết tại các phần trên), ngoài các hoạt động của các công ty dầu khí: Mobil và Pecten (Mỹ) trước năm 1975, Tổng cục Dầu khí Việt Nam đã trực tiếp hoặc thông qua nhà thầu Deminex (Cộng hòa Liên bang Đức) và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành nhiều hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các lô và khu vực thuộc bể Cửu Long. Kết quả là đã phát hiện các mỏ dầu khí Bạch Hổ và Rồng. Một số cấu tạo khác cũng được xác định là có chứa dầu khí nhưng chưa được thẩm định. Riêng mỏ Bạch Hổ, đã được đưa vào khai thác từ năm 1986. Từ năm 1990, đặc biệt sau khi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 được ký kết, hoạt động tìm kiếm, thăm dò đã phát triển mạnh ở các lô và khu vực khác nhau của bể Cửu Long. Đến cuối năm 2005, không kể hợp tác với Liên bang Nga thông qua Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tại lô 09-1, đã có 11 hợp đồng dầu khí được ký kết và triển khai, gồm các lô 01 và 02, 01và 02/97, 09-2, 09-3, 15-1, 15-2, 15-1/05, 15-2/01, 16-1, 16-2 và ĐBSCL-01. Triển khai hợp đồng dầu khí đã ký kết, các nhà thầu đã tiến hành thu nổ hàng chục nghìn kilômét tuyến địa chấn 2D và hàng nghìn kilômét vuông địa chấn 3D, và khoan hàng trăm giếng thăm dò.

Kết quả hoạt động tìm kiếm, thăm dò đã phát hiện nhiều mỏ dầu và khí như: Ruby, Topaz North, Diamond, Pearl, Emerald (lô 01 và 02); Cá Ngừ Vàng (lô 09-2); Đồi Mồi (lô 09-3); Cụm mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Trắng (lô 15-1); Rạng Đông và Phương Đông (lô 15-2); Tê Giác Trắng (lô 16-1)... Trong số các mỏ đó, các mỏ: Rạng Đông, Phương Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Hồng Ngọc, Topaz North, Cá Ngừ Vàng và Đồi Mồi đã được đưa vào khai thác.

3.1. Hợp đồng PSC các lô 01 và 02, Công ty điều hành Petronas Carigali, từ năm 1991

Các lô 01 và 02 nằm ở Đông Bắc bể Cửu Long, thuộc vùng biển tỉnh Bình Thuận. Sau khi ký hợp đồng PSC với Petrovietnam (ngày 9-9-1991), Công ty Petronas Carigali Overseas (Malaixia) đã tiến hành các hoạt động dầu khí tại khu vực này. Năm 1993, Công ty Petronas Carigali Overseas (Malaixia) đã chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ trong hợp đồng cho chi nhánh của mình là Petronas Carigali (Việt Nam) Sdn. Bhd.

Trong giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, năm 1991 nhà thầu Petronas Carigali đã tiến hành thu nổ 6.961 km địa chấn 2D; năm 1992 khoan giếng thăm dò 02-C-1X đạt chiều sâu 4.510 m; năm 1993, thu nổ 3.106 km tuyến địa chấn 2D và khoan giếng 02-D-1X đạt chiều sâu 2.764 m; năm 1994, khoan giếng 01-Ruby-1X đạt chiều sâu 3.135 m, giếng có phát hiện dầu thương mại. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 58,12 triệu USD (cam kết tối thiểu là 32,63 triệu USD).

Sau khi hoàn thành các cam kết giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (có gia hạn 1 năm từ ngày 10-9-1994 đến ngày 9-9-1995), nhà thầu Petronas Carigali đã tuyên bố bước vào giai đoạn II của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, với cam kết khoan 4 giếng chắc chắn và 2 giếng lựa chọn. Ngày 29-8-1995, Petronas Carigali Việt Nam đã tuyên bố phát hiện thương mại mỏ Ruby. Ngày 23-11-1995, Petrovietnam đã có thư chính thức tuyên bố tham gia 15% vào hợp đồng này phù hợp với quy định của hợp đồng[1].

Trên cơ sở kết quả hoạt động thăm dò được triển khai tiếp theo, nhà thầu Petronas đã phát hiện thêm một số mỏ dầu khí khác, như: Topaz, Diamond, Pearl và Emerald.

Mỏ Ruby (Hồng Ngọc) lô 01 và 02: Sau gần 3 năm tiến hành công tác phát triển, mỏ Ruby đã được nhà thầu đưa vào khai thác thử từ ngày 20-10-1998. Tầng dầu chủ yếu có tuổi Miocen, một phần nhỏ sản lượng từ các đối tượng Oligocen và móng kết tinh. Năm 2006, trữ lượng tại chỗ được đánh giá là 420 triệu thùng; trữ lượng thu hồi là 133 triệu thùng.

Ngày 3-6-2002, Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã ban hành Quyết định số 426/2002/QĐ-TTg thành lập Hội đồng Thẩm định Báo cáo trữ lượng mỏ Ruby

1. Công văn số 4512/DK-HTQT ngày 3-10-1996 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Văn phòng Chính phủ và Bộ Ngoại giao về báo cáo tình hình hợp tác với Malaixia.

Một góc mỏ Ruby, lô 01 và 02, bể Cửu Long

do Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Nhậm làm Chủ tịch và 10 uỷ viên là các cán bộ cấp Thứ trưởng các bộ, ngành liên quan.

Ngày 14-10-2002, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 934/2002/QĐ-TTg thành lập Hội đồng Thẩm định Kế hoạch phát triển toàn mỏ Ruby do Thứ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Vũ Huy Hoàng làm Chủ tịch, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Nhậm làm Phó Chủ tịch và 9 uỷ viên, trong đó có ông Trần Ngọc Cảnh, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Các công trình khai thác trên mỏ gồm 2 giàn đầu giếng và 1 tàu chứa xử lý và xuất dầu.

Sản lượng khai thác của mỏ Ruby trong tháng 8-2004 đạt khoảng 1,6 nghìn tấn/ngày; cả năm 2004 đạt khoảng 0,7 triệu tấn[1].

Tính đến tháng 11-2009, tổng sản lượng khai thác là 9,2 triệu tấn, với 22 giếng khai thác, trong đó 19 giếng đang hoạt động.

1. Công văn số 5108/CV-TKTD ngày 1-10-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh gửi Thủ tướng Chính phủ.

3.2. Hợp đồng dầu khí các lô 01/97 và 02/97, Công ty điều hành Lam Sơn JOC, từ năm 2003

Các lô 01/97 và 02/97 là phần diện tích phía Bắc và phía Nam của hai lô 01 và 02, do Công ty Petronas Carigali hoàn trả lại vào tháng 12-1995 và tháng 7-1997, trừ diện tích các phát hiện Ruby, Pearl, Topaz, Diamond và Emerald ở phần trung tâm các lô 01 và 02 được giữ lại để phát triển, sau khi kết thúc giai đoạn thăm dò của hợp đồng PSC các lô 01 và 02. Về phương diện địa chất, các lô: 01/97 và 02/97 có cấu trúc địa chất phức tạp, cấu tạo nhỏ và tiềm năng dầu khí ở lô này chưa rõ ràng, hệ số rủi ro cao. Tuy nhiên, nếu trong quá trình tìm kiếm, thăm dò có phát hiện dầu khí ở lô này thì công tác phát triển mỏ sẽ có thuận lợi, do Petronas Carigali đã có sẵn các thiết bị, phương tiện và cơ sở hạ tầng đang phục vụ cho phát triển và khai thác mỏ Ruby, sẽ tạo điều kiện thuận lợi để sớm triển khai công tác khai thác dầu khí ở các lô 01/97 và 02/97 và làm cho dự án có tính khả thi và hiệu quả cao hơn. Trên cơ sở kết quả phân tích tổng hợp lại các tài liệu địa chất địa vật lý của Công ty PVEP, một số cấu tạo có tiềm năng dầu khí đã được xác định trong phạm vi các lô 01/97 và 02/97. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có chủ trương giao cho Công ty PVEP tự đầu tư, nhưng do việc triển khai gặp khó khăn trong phê duyệt đề án tự làm nên mới chọn phương thức hợp tác với Công ty Petronas Carigali (Malaixia). Sau một thời gian trao đổi, đàm phán, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, ngày 7-1-2003 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Petronas Carigali đã ký hợp đồng điều hành chung Lam Sơn (Lam Sơn JOC) các lô 01/97 và 02/97, trong đó mỗi bên giữ 50% cổ phần nhưng người của Petrovietnam làm Tổng Giám đốc điều hành[1].

Công ty Lam Sơn JOC, thay mặt các bên nhà thầu, đã tiến hành khảo sát địa chấn 2D và 3D và đã xác định các cấu tạo có tiềm năng dầu khí là Thăng Long, Đông Đô, Hồ Tây tại khu vực lô 02/97; Hổ Xám, Hổ Xám South và Hổ Đen tại khu vực lô 01/97. Công ty Lam Sơn JOC, đã khoan 10 giếng khoan, trong đó, trừ giếng Hổ Đen-1X cho kết quả khô, 9 giếng có phát hiện dầu khí là: Thăng Long-1X, -2X và -3X; Đông Đô-1X, -2X và -3X; Hổ Xám-1X; Hổ Xám South-1X và Hồ Tây-1X.

Năm 2008, sau khi đã tuyên bố phát hiện thương mại, thay mặt bên nhà thầu Công ty Lam Sơn JOC đã tiến hành công tác thẩm lượng để phát triển các cụm mỏ Thăng Long-Đông Đô và Hổ Xám-Hổ Xám South.

1. Công văn số 2913/CV-HTQT ngày 10-6-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về chuẩn bị nội dung cuộc họp Uỷ ban Hợp tác Việt Nam - Malaixia lần thứ tư.

3.3. Hợp đồng dầu khí lô 09-2, Công ty điều hành Hoàn Vũ JOC, từ năm 2000

Lô 09-2 là phần diện tích ở phía Đông Bắc lô 09, do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại năm 1994 theo quy định của Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991. Về mặt địa chất, lô 09-2 nằm ở trung tâm của bể Cửu Long, đối tượng thăm dò nằm ở độ sâu lớn.

Ngày 16-12-2000, ngay sau khi ký hợp đồng dầu khí lô 09-2 với Petrovietnam, Tổ hợp nhà thầu gồm Công ty PIDC và Công ty Soco Vietnam Ltd. đã ký thỏa thuận thành lập Công ty liên doanh điều hành chung Hoàn Vũ (Hoàn Vũ JOC).

Do lô 09-2 có địa chất phức tạp, rủi ro cao, nên Công ty Soco đã chủ động tìm thêm đối tác tham gia vào hợp đồng để chia sẻ rủi ro và tăng cường tiềm lực về kỹ thuật và tài chính. Ngày 27-3-2002, Công ty Soco đã có thư gửi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đề nghị xin chuyển nhượng 25% quyền lợi tham gia hợp đồng 09-2 của Soco cho Công ty PTTEP (Thái Lan)[1]. Đề nghị chuyển nhượng này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt. Tỷ lệ tham gia của các Bên năm 2006 là: PVEP (Việt Nam) 50%, SOCO (Mỹ) 25% và PTTEP (Thái Lan) 25%.

Thực hiện các cam kết trong hợp đồng, Công ty Hoàn Vũ JOC, thay mặt các bên nhà thầu, đã tái xử lý 40 km tài liệu địa chấn 2D cũ, thu nổ và xử lý 836 km^2 địa chấn 3D, khoan 6 giếng thăm dò. Nhà thầu đã phát hiện dầu khí tại cấu tạo Cá Ngừ Vàng khi khoan các giếng: 09.2-CNV-1X, 09.2-CNV-3X và 09.2-CNV-4X. Riêng giếng 09.2-CNV-3X là giếng có chiều sâu tới 6.123 m, khi thử vỉa cho lưu lượng 8.700 thùng/ngày (≈ 1.383 m^3/ngày)[2].

Khai thác dầu mỏ Cá Ngừ Vàng, lô 09-2: Năm 2005, Hội đồng xét duyệt trữ lượng dầu khí đã thông qua Báo cáo trữ lượng dầu khí tại chỗ mỏ Cá Ngừ Vàng cấp 2P để trình Thủ tướng Chính phủ, xác suất P50 là 221 triệu thùng dầu (28,38 triệu tấn) và 566 tỷ bộ khối (16,02 tỷ m^3) khí đồng hành. Báo cáo trữ lượng này đã được Phó Thủ tướng Thường trực Nguyễn Sinh Hùng ký phê duyệt tại Quyết định số 1239/QĐ-TTg ngày 18-9-2006.

Trên cơ sở kết luận của Hội đồng thẩm định báo cáo Kế hoạch đại cương phát triển mỏ Cá Ngừ Vàng lô 09-2 (họp ngày 7-8-2006), ngày 18-8-2006, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 2061/KTDK phê duyệt Kế hoạch đại cương phát triển mỏ Cá Ngừ Vàng.

---

1. Công văn số 1460/CV-HTQT ngày 2-4-2002 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
2. Công văn số 4138/CV-HĐQT ngày 3-8-2005 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Ngày 29-9-2006, Công ty Hoàn Vũ JOC đã trình Văn bản lần 1 "Kế hoạch khai thác thử mỏ Cá Ngừ Vàng, lô 09-2". Sau khi đã được bổ sung và hoàn thiện, ngày 16-11-2006, Công ty Hoàn Vũ JOC đã chính thức trình "Kế hoạch khai thác thử mỏ Cá Ngừ Vàng lô 09-2".

Sau khi Kế hoạch khai thác thử được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Công ty Hoàn Vũ JOC đã tích cực triển khai công tác phát triển mỏ trên cơ sở tận dụng năng lực trang thiết bị hạ tầng có sẵn tại mỏ Bạch Hổ, thông qua hợp đồng kinh tế ký với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Sau hơn 2 năm tích cực triển khai, ngày 25-7-2008, dòng dầu khí đầu tiên đã được khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng.

Theo đánh giá năm 2007, mỏ Cá Ngừ Vàng có trữ lượng tại chỗ 254 triệu thùng (≈ 34 triệu tấn) và trữ lượng thu hồi 94 triệu thùng (≈ 12,57 triệu tấn). Đã khoan 5 giếng khai thác và 1 giếng thẩm lượng chuyển thành giếng khai thác (cuối năm 2009 có 4 giếng hoạt động). Đến tháng 11-2009, đã khai thác được 4,37 triệu thùng (≈ 584.225 tấn).

3.4. Hợp đồng dầu khí lô 09-3, Công ty điều hành VRJ JOC, từ năm 2002

Lô 09-3 là phần diện tích ở trung tâm của lô 09 nằm về phía Đông Nam mỏ Rồng do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại năm 1994 theo quy định của Hiệp định dầu khí Việt - Xô năm 1991. Về mặt địa chất, lô 09-3 nằm trên cánh nâng Đông Nam bể Cửu Long.

Ngày 19-1-2002, ngay sau khi ký hợp đồng dầu khí lô 09-3 với Petrovietnam, Tổ hợp nhà thầu gồm các công ty: PVEP (Việt Nam), RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga) và Idemitsu Oil and Gas Co. Ltd. (Nhật Bản) đã ký Thỏa thuận thành lập Công ty liên doanh điều hành chung VRJ (VRJ JOC) với tỷ lệ tham gia RVO Zarubezhneft 50%, Công ty PVEP 35%, Công ty Idemitsu 15%.

Sau khi hợp đồng có hiệu lực vào ngày 8-2-2002, "Công ty VRJ JOC đã tích cực thực hiện các cam kết của hợp đồng, hoàn thành thu nổ 411 km^2 địa chấn 3D và đã khoan xong giếng khoan đầu tiên, chuẩn bị khoan giếng thứ hai"[1].

Tháng 6-2004, Công ty VRJ JOC đã khoan giếng 09.3-DM-1X với chiều sâu (thẳng đứng) 3.850 m. Kết quả thử vỉa đã phát hiện dầu trong tầng móng kết tinh với lưu lượng 200 thùng/ngày đêm. Tháng 6-2006, Công ty VRJ JOC khoan tiếp giếng 09.3-DM-2X, chiều sâu (xiên theo thân giếng) là 4.150 m (tương đương 3.726 m theo chiều thẳng đứng); kết quả thử vỉa dầu trong móng kết tinh cho

1. Công văn số 1691/CV-HTQT ngày 13-4-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Văn phòng Chủ tịch nước và Bộ Ngoại giao về báo cáo hợp tác với Liên bang Nga và Anh trong lĩnh vực dầu khí.

dòng dầu công nghiệp là 4.150 thùng/ngày đêm. Do Đồi Mồi là mỏ nhỏ lại nằm sát mỏ Đông Nam Rồng do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phát hiện ở lô 09-1, nên các Bên đã thỏa thuận hợp nhất mỏ và tiến hành công tác phát triển chung giữa mỏ Đồi Mồi và mỏ Đông Nam Rồng.

Cuối năm 2009, việc phát triển mỏ đã kết thúc; ngày 29-12-2009 đã khai thác tấn dầu đầu tiên. Từ ngày 26-1-2010, mỏ dầu Đồi Mồi chính thức được khai thác thương mại.

3.5. Hợp đồng dầu khí lô 15-1, Công ty điều hành Cửu Long JOC, từ năm 1998

Lô 15-1 là phần phía Bắc của lô 15, nằm ở phía Bắc của bể Cửu Long, chạy dọc theo bờ biển tỉnh Bình Thuận ở phía Tây Bắc; giáp với lô 01 ở phía Đông và với lô 15-2 ở phía Nam.

Trước năm 1990, đã có 2 công ty dầu nước ngoài ký hợp đồng và tiến hành tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong phạm vi lô 15, như: (i) Năm 1974, Công ty Pecten (Mỹ) đã ký hợp đồng đặc nhượng lô 07/TLĐ (tên của lô 15 trước ngày 30-4-1975) và thuê Công ty Địa vật lý Petty-Ray tiến hành khảo sát địa vật lý; (ii) Năm 1978, Công ty Deminex (Cộng hòa Liên bang Đức) đã ký hợp đồng dầu khí, thuê Công ty Địa vật lý Geco (Nauy) tiến hành thu nổ địa chấn 2D; và tiến hành khoan thăm dò giếng 15-A-1X trên cấu tạo A (Trà Tân), giếng 15-B-1X trên cấu tạo B, giếng 15-C-1X trên cấu tạo C (tương đương với vị trí mỏ Rạng Đông sau này), và giếng 15-G-1X trên cấu tạo G hay Đồng Nai (tương đương với vị trí cụm mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng sau này). Đối tượng thăm dò khi đó được xác định là trầm tích Miocen dưới. Trừ giếng khoan 15-A-1X có phát hiện dầu khí không thương mại, các giếng khoan khác được Deminex kết luận là không có phát hiện dầu khí[1].

Năm 1998, Công ty liên doanh điều hành Cửu Long (Công ty Cửu Long JOC) đã được thành lập trên cơ sở hợp đồng dầu khí lô 15-1 ký ngày 16-9-1998 giữa Petrovietnam và các đối tác. Tham gia Công ty Cửu Long JOC gồm: Công ty PVEP (Việt Nam) 50%, Công ty ConocoPhillips (Mỹ) 23,25%, Công ty KNOC (Hàn Quốc) 14,25%, Công ty SK Corp. (Hàn Quốc) 9%, Công ty Geopetrol (Pháp) 3,5%[2]. Giấy phép đầu tư số 2073/GP được cấp ngày 17-9-1998.

1. Công ty Dầu khí II (Tổng cục Dầu khí Việt Nam): *Báo cáo kết quả 5 năm tìm kiếm, thăm dò dầu khí thềm lục địa phía Nam 1976-1980* (tài liệu lưu hành nội bộ), Vũng Tàu, 1981.
2. Công văn số 5460/CV-TDKT ngày 30-10-2003 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh báo cáo Thủ tướng Chính phủ về việc bắt đầu khai thác dầu từ mỏ Sư Tử Đen.

Trong thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, Công ty Cửu Long JOC thay mặt các Bên nhà thầu đã tiến hành các hoạt động thăm dò dầu khí[1]:

(1) Giai đoạn I kéo dài 3 năm từ ngày 26-10-1998 đến ngày 25-10-2001: Nhà thầu đã hoàn thành cam kết như tái xử lý 2.803 km địa chấn 2D, thu nổ 337 km^2 địa chấn 3D và khoan 3 giếng tìm kiếm, thăm dò. Giai đoạn này, nhà thầu đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho phép gia hạn 1 năm (từ ngày 26-10-2001 đến ngày 25-10-2002)[2].

(2) Giai đoạn II, kéo dài 1 năm từ ngày 26-10-2002 đến ngày 25-10-2003. Nhà thầu đã hoàn thành cam kết thu nổ được 461 km^2 địa chấn 3D (tương đương với 18.440 km địa chấn 2D), khoan 4 giếng thẩm lượng, 1 giếng tìm kiếm, thăm dò.

(3) Giai đoạn III, kéo dài 1 năm từ ngày 26-10-2003 đến ngày 25-10-2004. Nhà thầu hoàn thành cam kết thu nổ địa chấn 2D và 3D, khoan 1 giếng tìm kiếm, thăm dò.

Như vậy, qua ba giai đoạn trên, nhà thầu đã hoàn thành vượt mức các cam kết theo quy định của hợp đồng. Cụ thể, nhà thầu đã khoan 4 giếng tìm kiếm, thăm dò (theo cam kết), khoan thêm 6 giếng thẩm lượng (ngoài cam kết); thu nổ và xử lý nhiều kilômét tuyến 2D và 3D.

Ngày 13-8-2001, nhà thầu đã tuyên bố phát hiện thương mại mỏ Sư Tử Đen với trữ lượng thu hồi khoảng 400 triệu thùng dầu (≈ 53,48 triệu tấn). Ngày 29-10-2003, dòng dầu đầu tiên đã được khai thác[3].

Ngày 29-9-2004, nhà thầu đã có văn thư gửi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam kiến nghị cho gia hạn giai đoạn III của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò thêm 1 năm (từ ngày 26-10-2004 đến ngày 25-10-2005). Sau khi có ý kiến ủng hộ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[4], Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã phê duyệt gia hạn này.

Kết thúc thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, tổ hợp nhà thầu lô 15-1 đã phát hiện một loạt các mỏ dầu khí quan trọng như: Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Trắng, Sư Tử Nâu.

---

1. Công văn số 5512/CV-Ban Luật ngày 21-10-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư đề nghị gia hạn giai đoạn III của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò hợp đồng lô 15-1.
2. Công văn số 6981/BKH-QLDA ngày 16-10-2001 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
3. Công văn số 3430/CV-HTQT ngày 7-7-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Công nghiệp về báo cáo tình hình hợp tác với Hàn Quốc.
4. Công văn số 5512/CV-Ban Luật ngày 21-10-2004.

Khai thác dầu tại cụm mỏ Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng: Để có trữ lượng cho việc lập kế hoạch phát triển cụm mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng giai đoạn I, trong khi chưa kết thúc công tác thẩm lượng, ngày 30-10-2004, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Trữ lượng dầu khí tại chỗ cụm mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng (trên cơ sở các tài liệu đến tháng 5-2004), ở cấp 2P với xác suất 50% là 1.316 triệu thùng, tương đương 179,6 triệu tấn dầu[1]. Con số trữ lượng này đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Công văn số 6173/VPCP-DK ngày 12-11-2004.

Báo cáo trữ lượng tổng thể cụm mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng, do Công ty Cửu Long JOC lập, sau khi được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam xem xét đã được trình Hội đồng Thẩm định Báo cáo trữ lượng cụm mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng[2]. Ngày 28-9-2005, Hội đồng Thẩm định Báo cáo trữ lượng dầu khí cụm mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng đã họp và thống nhất kiến nghị Thủ tướng Chính phủ: *"Phê duyệt Báo cáo trữ lượng Dầu khí tại chỗ cụm mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng đến thời điểm ngày 31-7-2005 với con số trữ lượng dầu khí tại chỗ của toàn mỏ ở mức 2P với xác suất 50% là 1.547,4 triệu thùng dầu và 416,3 tỷ bộ khí đồng hành làm cơ sở cho lập kế hoạch phát triển toàn mỏ"*[3].

Kế hoạch phát triển cụm mỏ Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng được tiến hành theo giai đoạn. Giai đoạn I - phát triển và khai thác sớm mỏ Sư Tử Đen; giai đoạn II - phát triển bổ sung mỏ Sư Tử Vàng; và giai đoạn III - phát triển bổ sung khu vực Sư Tử Đen Đông Bắc.

Thực hiện kế hoạch phát triển và khai thác sớm mỏ Sư Tử Đen, Công ty Cửu Long JOC đã tích cực triển khai và đến thời điểm cuối tháng 10-2003 các hạng mục công trình bao gồm 1 giàn đầu giếng WHP-A (có thể khoan tới 28 giếng); 1 tàu xử lý, chứa và xuất dầu FPSO "Cửu Long MV9" và 7 giếng khai thác đã sẵn sàng phục vụ cho giai đoạn khai thác sớm. Ngày 29-10-2003, dòng dầu thương mại đầu tiên đã chảy từ giàn đầu giếng WHP-A sang tàu FPSO "Cửu Long MV9" đánh dấu thời điểm bắt đầu khai thác mỏ Sư Tử Đen trước thời hạn 9 ngày so với kế hoạch đặt ra là ngày 6-11-2003[4].

Về quy mô của mỏ Sư Tử Đen, theo đánh giá của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, vào thời điểm năm 2003 là mỏ khai thác dầu có sản lượng đứng thứ 2 tại

1. Công văn số 5770/CV-TKTD ngày 4-11-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Thành lập theo Quyết định số 572/QĐ-TTg ngày 24-6-2005 của Thủ tướng Chính phủ.
3. Công văn số 5553/BCN-NLDK ngày 13-10-2005.
4. Công văn số 5460/CV-TDKT ngày 30-10-2003 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh báo cáo Thủ tướng Chính phủ về việc bắt đầu khai thác dầu từ mỏ Sư Tử Đen.

Tàu chứa và xử lý dầu thô (FPSO) mỏ Sư Tử Đen lô 15-1, bể Cửu Long

Việt Nam, sau mỏ Bạch Hổ, với sản lượng dầu khai thác đạt khoảng 11,4 nghìn tấn/ngày, sản lượng khai thác dầu dự kiến cho năm 2004 của mỏ là 2,6 triệu tấn[1].

Đến tháng 11-2009, với 31 giếng khai thác (có 21 giếng hoạt động) và 8 giếng bơm ép nước mỏ Sư Tử Đen đã khai thác được 160 triệu thùng (≈ 21,4 triệu tấn dầu).

Công tác phát triển mỏ giai đoạn II đã được triển khai từ năm 2005 với việc xây dựng bổ sung một giàn cố định tại mỏ Sư Tử Vàng, với hệ thống thiết bị công nghệ xử lý, bơm ép nước và thu gom xử lý và bơm nén khí, khối nhà ở, v.v..

Vào cuối năm 2008, dòng dầu đầu tiên của mỏ Sư Tử Vàng đã được khai thác khi kết thúc phát triển giai đoạn II.

3.6. Hợp đồng PSC lô 15-2, Công ty điều hành JVPC, từ năm 1991

Lô 15-2 là phần phía Nam của lô 15, nằm ở phía Bắc của bể Cửu Long; giáp với lô 15-1 ở phía Bắc, lô 02 ở phía Đông và các lô 09-2 và 16-1 ở phía Nam.

1. Báo cáo số 5108/CV-TKTD ngày 1-10-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ.

Về hoạt động tìm kiếm, thăm dò, trước năm 1990 đã có 2 công ty dầu khí nước ngoài tiến hành hoạt động thăm dò dầu khí trong phạm vi lô 15 (gồm 15-1 và 15-2), như đã trình bày ở trên (đối với lô 15-1).

Hợp đồng PSC lô 15-2 giữa Petrovietnam và Công ty Mitsubishi Oil (Nhật Bản) được ký kết ngày 6-10-1992. Công ty Mitsubishi (sau đổi thành Nippon Oil Group) đã kiến nghị và được Bộ Kế hoạch và Đầu tư đồng ý chuyển giao toàn bộ nghĩa vụ và quyền lợi trong hợp đồng cho Chi nhánh của mình là Công ty JVPC (Japan Vietnam Petroleum Company).

Thực hiện cam kết trong hợp đồng PSC, Công ty JVPC đã tích cực triển khai các hoạt động dầu khí ở lô 15-2. Năm 1993, JVPC đã tiến hành khảo sát 429 km tuyến địa chấn 2D và 323 km^2 địa chấn 3D. Năm 1994, tiến hành khoan ba giếng thăm dò trên các cấu tạo Rạng Đông và Vừng Đông. Giếng 15.2-RD-1X trên cấu tạo Rạng Đông khoan tới chiều sâu 3.400 m, giếng có phát hiện dầu khí trong tầng Oligocen và trong tầng móng kết tinh. Giếng 15.2-VD-1X trên cấu tạo Vừng Đông, khoan tới chiều sâu 683 m thì bị sự cố và phải dừng; sau đó khoan tiếp giếng 15.2-VD-1XR đạt chiều sâu 3.410 m, giếng không có phát hiện dầu khí. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 44,93 triệu USD.

Tháng 6-1996, nhà thầu tuyên bố phát hiện thương mại mỏ Rạng Đông. Phù hợp với hợp đồng PSC lô 15-2, Công ty PVEP, được ủy quyền của Petrovietnam đã chính thức tham gia hợp đồng với tỷ lệ 17,5%.

Từ ngày 22-12-2000, sau khi được phép của Thủ tướng Chính phủ Việt Nam, nhà thầu JVPC đã nhượng lại 36% quyền và nghĩa vụ tham gia hợp đồng cho Công ty Conoco (nay là ConocoPhillips). Như vậy, tỷ lệ tham gia của các Bên trong hợp đồng là: JVPC (Chi nhánh của Nippon Oil Group) 46,5%, ConocoPhillips (Mỹ) 36%, Công ty PVEP 17,5%[1].

Đồng thời với công việc phát triển và khai thác thử mỏ Rạng Đông, nhà thầu JVPC đã tiếp tục tiến hành các hoạt động thăm dò tại khu vực được giữ lại theo hợp đồng, trong đó có việc khoan thăm dò cấu tạo Phương Đông. Do cấu tạo Phương Đông là cấu tạo nhỏ, nhiều khả năng chỉ có khí nên Công ty ConocoPhillips đã từ chối tham gia đầu tư cùng Công ty JVPC và PVEP. Kết quả sau 2 giếng khoan thăm dò PD-3X và PD-4X năm 2005 đã phát hiện dầu và khí tại giếng 15.2-PD-3X, cấu tạo Phương Đông.

1. Công văn số 1270/CV-HTQT ngày 14-3-2003 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Nguyễn Xuân Nhậm, gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về tham dự đoàn doanh nghiệp tháp tùng Thủ tướng Chính phủ thăm và làm việc tại Nhật Bản.

a) Khai thác dầu khí ở mỏ Rạng Đông

Phát triển mỏ giai đoạn I: Trên cơ sở kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1], Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý về nguyên tắc kế hoạch khai thác thử mỏ Rạng Đông giai đoạn I, đồng thời giao cho Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí xem xét phê duyệt kế hoạch cụ thể bảo đảm các yêu cầu kinh tế - kỹ thuật, hợp đồng PSC và Luật Dầu khí[2].

Để tạo điều kiện cho việc xuất khẩu dầu thô khai thác từ mỏ Rạng Đông, theo đề nghị tại Công văn số 1147/DK-KH ngày 4-4-1998 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định cho phép Bộ Giao thông vận tải công bố mở phân cảng xuất khẩu dầu thô Rạng Đông và chịu trách nhiệm phối hợp với các cơ quan liên quan thực hiện chức năng quản lý nhà nước tại cảng theo quy định hiện hành của pháp luật; cho phép tàu FPSO Rạng Đông 1 (treo cờ Bahamát) do Công ty JVPC thuê được hoạt động tại khu vực phân cảng xuất khẩu dầu thô Rạng Đông; Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các cơ quan liên quan có trách nhiệm hướng dẫn Công ty JVPC quản lý và khai thác tàu này theo các quy định hiện hành[3]. Sau hơn 2 năm tiến hành các hoạt động phát triển mỏ, ngày 30-8-1998 tấn dầu thô đầu tiên đã được khai thác tại mỏ Rạng Đông.

Phát triển toàn mỏ Rạng Đông: Trên cơ sở kết quả khoan thẩm lượng (các giếng: 15.2-RĐ-8X, RĐ-9X và RĐ-10X), nhà thầu đã trình Báo cáo trữ lượng sơ bộ và Kế hoạch đại cương phát triển mỏ Rạng Đông. Hội đồng Thẩm định trữ lượng dầu khí mỏ Rạng Đông[4] đã họp và thông qua Báo cáo trữ lượng để trình lên Thủ tướng Chính phủ phê duyệt vào tháng 6-2001.

Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thông qua Kế hoạch đại cương phát triển mỏ Rạng Đông[5]. Trên cơ sở Kế hoạch đại cương, nhà thầu đã tiến hành lập Kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông và trình duyệt vào tháng 10-2001. Tháng 1-2002, Kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

---

1. Công văn số 2437/DK-TDKT-KH ngày 7-6-1996 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về kế hoạch khai thác thử mỏ Rạng Đông giai đoạn I.
2. Công văn số 2927/DK ngày 14-6-1996 của Bộ trưởng Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh gửi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về khai thác mỏ Rạng Đông.
3. Công văn số 530/CP-KTN ngày 16-5-1998 của Chính phủ, do Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc ký thay Thủ tướng Chính phủ, gửi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Bộ Giao thông vận tải, Bộ Quốc phòng, Cục Hàng hải Việt Nam, về việc công bố phân cảng xuất khẩu dầu Rạng Đông và cho phép tàu FPSO hoạt động tại khu vực cảng này.
4. Thành lập theo Quyết định số 1113/QĐ-TTg ngày 10-11-2000 của Thủ tướng Chính phủ.
5. Quyết định số 3706/QĐ-HĐQT ngày 22-8-2001.

Một góc mỏ Rạng Đông, lô 15-2, bể Cửu Long

Liên quan đến việc xem xét phê duyệt Kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông, ông Vũ Văn Viện, Trưởng ban Khoa học - công nghệ, nguyên Nhóm trưởng nhóm làm việc trên Trạm workstation của Petrovietnam, kể lại:

- Khi nhà thầu JVPC trình xem xét phê duyệt Kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông Petrovietnam đã yêu cầu họ cung cấp toàn bộ số liệu đầu vào của chương trình mô phỏng mỏ cho nhóm làm việc ở Trạm workstation của Petrovietnam... để kiểm tra số liệu cũng như các kết quả minh giải và phân tích các tài liệu địa chất, thử vỉa, khai thác của các mỏ...

- Kết quả chạy mô phỏng của nhà thầu JVPC (khi đó họ thuê một chuyên gia của Mỹ chuyên chạy chương trình mô phỏng mỏ WorkBench...), cũng như các kiến nghị của JVPC là nhằm khai thác có hiệu quả tầng móng mỏ Rạng Đông, họ sẽ áp dụng *phương pháp bơm ép khí* vào vỉa. Và trong công trình Kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông của JVPC khi đó đã nêu rất rõ là vào giai đoạn phải duy trì áp suất vỉa họ sẽ sử dụng các giàn nén khí cao áp hai tầng của hãng Mitsubishi Heavy Industry...

- Sau khi chạy kiểm tra số liệu mô phỏng mỏ của nhà thầu JVPC (ở điều kiện duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép khí), nhóm workstation thấy rằng kết quả mô phỏng đúng như nhà thầu mô tả trong Báo cáo. Tuy nhiên, sau khi chạy mô hình mô phỏng mỏ cho điều kiện bơm ép nước vào tầng móng mỏ Rạng Đông, thay cho bơm ép khí, thì kết quả thật sự bất ngờ: sản lượng các giếng khai thác tăng lên

và hệ số thu hồi dầu vượt trội hơn nhiều so với trường hợp bơm ép khí. Để chắc chắn, nhóm workstation đã chạy kiểm tra đi, kiểm tra lại mô hình và đều cho kết quả như nhau. Nhóm workstation đã đi đến kết luận: nhà thầu chưa tính hết các phương án phát triển mỏ để tìm ra được phương án phát triển mỏ tối ưu và hiệu quả; kết quả mô phỏng cho thấy phương án duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép nước có ưu thế vượt trội so với phương án duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép khí cho mỏ Rạng Đông như nhà thầu kiến nghị Petrovietnam phê duyệt (cả về hệ số thu hồi dầu cuối cùng, cả về suất đầu tư cho phương pháp bơm ép).

- Tại cuộc họp của Petrovietnam xem xét phê duyệt Báo cáo Kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông của JVPC tại 22 Ngô Quyền, Hà Nội, trước những phản bác với đầy đủ tính khoa học của nhóm workstation, nhà thầu JVPC đã phải công nhận là họ chưa xem xét hết các phương án phát triển mỏ để tìm ra phương án tối ưu. Họ hứa là sẽ chạy lại mô hình mô phỏng mỏ theo phương án duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép nước tại Tôkyô, Nhật Bản ngay sau đó và sẽ trình lại Kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông...

- Phương án mà JVPC trình Petrovietnam và được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong Kế hoạch phát triển mỏ Rạng Đông là phương án duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép nước. Và trong quá trình triển khai, JVPC đã thu được những thành công đáng kể.

Từ tháng 10-2003, nhà thầu đã "triển khai xây dựng các công trình trên biển để đưa mỏ Rạng Đông vào giai đoạn phát triển toàn bộ" và đã "nâng sản lượng khai thác khoảng 60.000 đến 65.000 thùng/ngày"[1].

Mỏ Rạng Đông được khai thác từ các tầng sản phẩm chính là móng nứt nẻ và cát kết Miocen. Trữ lượng tại chỗ của mỏ Rạng Đông được đánh giá (năm 2007) khoảng 827 triệu thùng, còn trữ lượng của mỏ Phương Đông là 41,5 triệu thùng, trong đó trữ lượng thu hồi của 2 mỏ tương ứng là 200 triệu thùng và 3 triệu thùng. Từ tháng 8-1998 đến tháng 11-2009, ở mỏ Rạng Đông đã khai thác được 163 triệu thùng. Lưu lượng khai thác lúc cao nhất năm 2003 là 70.000 thùng/ngày, sau đó giảm dần, năm 2004 xuống 42.000 thùng/ngày, và đến tháng 11-2009 xuống 24.000 thùng/ngày. Số lượng giếng khai thác ở mỏ Rạng Đông là 56, trong đó đang hoạt động (năm 2009) là 40. Đã khoan 9 giếng bơm ép nước; lượng nước bơm ép năm 2009 là 40.000 thùng/ngày.

Tháng 8-2008, mỏ Phương Đông được đưa vào khai thác, trên cơ sở phối hợp với mỏ Rạng Đông. Từ tháng 8-2008 đến tháng 11-2009, ở mỏ Phương Đông đã khai thác được 1,34 triệu thùng. Đến tháng 11-2009, tổng sản lượng dầu khai thác từ 2 mỏ này là 22 triệu tấn, trong đó chủ yếu từ mỏ Rạng Đông. Ngoài dầu, tại mỏ Rạng Đông cũng đã khai thác và đưa vào sử dụng một lượng khí đồng hành đáng kể; riêng năm 2004 sản lượng khí thu hồi đạt khoảng 500 triệu m^3.

1. Công văn số 4066/CV-HTQT ngày 10-8-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Phát triển điều chỉnh mỏ Rạng Đông: Thực tế khai thác dầu tại tầng móng và tầng Miocen hạ cho thấy sản lượng khai thác thấp hơn so với số liệu dự báo và đặc biệt xuất hiện hiện tượng ngập nước sớm tại các giếng khai thác của tầng móng. Trước tình hình đó nhà thầu đã tiến hành xác định lại trữ lượng và đề xuất Kế hoạch phát triển hiệu chỉnh mỏ Rạng Đông. Sau khi được Petrovietnam xem xét và thông qua ngày 23-6-2004, Báo cáo xác định lại trữ lượng dầu khí và Kế hoạch hiệu chỉnh phát triển mỏ Rạng Đông đã được trình lên Thủ tướng Chính phủ xem xét phê duyệt.

Sau khi đã phê duyệt Báo cáo đánh giá lại trữ lượng mỏ Rạng Đông, Thủ tướng Chính phủ Việt Nam đã phê duyệt Kế hoạch phát triển điều chỉnh mỏ Rạng Đông vào ngày 6-10-2004.

Đến cuối tháng 7-2005, nhà thầu đã tiến hành xây dựng các hạng mục công trình sau: 1) Giàn WHP-C1 (do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và PTSC xây lắp); 2) Thực hiện giai đoạn I của giàn CLPP (do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và PTSC xây lắp); 3) Sửa đổi các công trình WHP-N1/NULQ, gaslift WHP-S1 và lắp đặt các đường ống nội mỏ. Tổng chi phí Dự án đến hết năm 2004 là 1.163 triệu USD[1].

b) Thỏa thuận bổ sung PSC (PSC SA) lô 15-2

Để có cơ sở pháp lý cho việc thu gom và cung cấp khí đồng hành khai thác từ mỏ Rạng Đông bổ sung cho các khu công nghiệp khí Bà Rịa và Phú Mỹ, Petrovietnam và nhà thầu lô 15-2 đã tiến hành đàm phán và ngày 4-5-2001 đã ký Thỏa thuận nguyên tắc về bổ sung PSC lô 15-2[2].

Trong quá trình đàm phán các điều khoản cụ thể của Thỏa thuận bổ sung PSC lô 15-2, các Bên đã đề xuất phương án cho phép nhà thầu PSC lô 15-2 được thu hồi chi phí đầu tư bổ sung trang thiết bị thu gom và nén khí trên mỏ Rạng Đông tới 80% doanh thu bán khí, đổi lại Petrovietnam được lấy khí với giá thấp hơn. Tuy nhiên, do Luật Dầu khí quy định mức thu hồi chi phí đầu tư tối đa của nhà thầu (cho các trường hợp thuộc diện khuyến khích đầu tư) là 70%, nên đã không được Ủy ban Thường vụ Quốc hội thông qua.

> **Đề xuất của Thủ tướng Chính phủ** tại Công văn số 579/CP-DK ngày 27-5-2002 gửi Ủy ban Thường vụ Quốc hội (Lược trích):

1. Công văn số 3841/CV-KH&ĐT ngày 20-7-2005 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Công văn số 2337/CV-Ban Luật-HTQT ngày 13-5-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về xin cấp giấy phép điều chỉnh cho PSC lô 15-2.

Nội dung Dự án: (i) Công ty JVPC (Nhật Bản), nhà thầu hợp đồng dầu khí lô 15-2, đầu tư xây dựng, vận hành và bảo dưỡng hệ thống thiết bị thu gom, vận chuyển và nén khí đồng hành mỏ Rạng Đông lô 15-2 để cung cấp bổ sung nguồn khí cho sản xuất đạm. (ii) Theo quy định tại Khoản 8 Điều 1 Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí, các bên tham gia hợp đồng có thể thoả thuận mức thu hồi chi phí tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí tới 70% sản lượng dầu khí khai thác được hàng năm đối với các dự án khuyến khích đầu tư dầu khí và tới 50% đối với các dự án khác. (iii) Để thu hồi vốn đầu tư cho việc thu gom khí đồng hành, hai bên đã thoả thuận các điều khoản bổ sung cho hợp đồng dầu khí lô 15-2, trong đó có các điều khoản về kinh tế như: tỷ lệ thu hồi chi phí khí đồng hành là 80%; Tổng công ty Dầu khí Việt Nam không phải trả tiền mua khí từ tháng 12-2001 đến tháng 9-2003; nhưng từ tháng 10-2003 trở đi, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phải trả tiền mua khí với giá 80 cent/1 triệu BTU. Như vậy, dự án này có giá khí thấp, có thể dành cho dự án đạm Phú Mỹ. (iv) Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tính tất cả các phương án và thấy rằng, phương án chấp nhận tỷ lệ thu hồi chi phí 80% là có lợi nhất về mặt kinh tế cho Phía Việt Nam. Xuất phát từ những lý do nêu trên Chính phủ đề nghị Uỷ ban Thường vụ Quốc hội cho phép áp dụng tỷ lệ thu hồi chi phí 80% đối với dự án thu gom, sử dụng nguồn khí từ hợp đồng nêu trên.

Ý kiến của Ủy ban Kinh tế và Ngân sách của Quốc hội tại Công văn số 823/UBKTNS ngày 3-6-2002 (Lược trích):

Thường trực Uỷ ban Kinh tế và Ngân sách nhận thấy, những nội dung theo công văn của Chính phủ là một trường hợp cụ thể trong thực hiện Luật Dầu khí, nếu giải quyết trường hợp này thì sẽ tạo ra tiền lệ áp dụng trái với Luật. Do vậy, đề nghị Chính phủ chỉ đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký hợp đồng với Công ty JVPC (Nhật Bản) dựa trên nguyên tắc vừa không trái với quy định của Luật Dầu khí, vừa bảo đảm lợi ích kinh tế hợp lý cho cả nhà đầu tư và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ[1], Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành đàm phán và thỏa thuận với nhà thầu các điều khoản bổ sung của hợp đồng chia sản phẩm lô 15-2, trong đó có những nội dung chính như sau[2]:

(1) Các bên đồng ý việc xử lý khí đồng hành mỏ Rạng Đông được chia thành hai giai đoạn:

- Giai đoạn I, từ ngày 1-10-2001 đến ngày 1-10-2003: Nhà thầu đồng ý để Petrovietnam được sử dụng không phải trả tiền khối lượng khí đồng hành mỏ Rạng Đông;

1. Tại các văn bản: số 921/VPCP-DK ngày 22-2-2002 và số 3682/VPCP-DK ngày 5-7-2002.
2. Công văn số 2337/CV-Ban Luật-HTQT ngày 13-5-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về xin cấp giấy phép điều chỉnh cho PSC lô 15-2.

- Giai đoạn II, từ ngày 1-10-2003: Petrovietnam sẽ phải trả tiền cho khối lượng khí nhận được với giá khí đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Văn bản số 3682/VPCP-DK ngày 5-7-2002.

(2) Nhà thầu chịu trách nhiệm xây dựng, lắp đặt các thiết bị nén khí do nhà thầu đầu tư với CAPEX là 42 triệu USD và OPEX là 500 nghìn USD/năm. Phân bổ chi phí góp theo tỷ lệ tham gia của các bên nhà thầu. Nhà thầu có quyền thu hồi toàn bộ các chi phí CAPEX và OPEX cho giai đoạn II - bán khí theo mức tối đa là 70% từ doanh thu bán khí đồng hành trên cơ sở kiểm toán tích dồn hàng quý. Phần doanh thu khí lãi sau khi trừ thu hồi chi phí sẽ được chia theo tỷ lệ nhà thầu 70% và Petrovietnam 30%. Các điều khoản thương mại như giá khí, điểm giao nhận, khối lượng khí, chất lượng khí sẽ được các bên chi tiết hóa trong Thỏa thuận mua bán khí đồng hành Rạng Đông.

Nội dung Thỏa thuận này đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình lên Bộ Kế hoạch và Đầu tư để xin cấp giấy phép điều chỉnh cho hợp đồng PSC lô 15-2. Từ đầu năm 2002, sau khi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành đường ống dẫn khí Rạng Đông - Bạch Hổ, khí đồng hành khai thác từ mỏ Rạng Đông đã được thu gom, xử lý để vận chuyển qua hệ thống đường ống khí Bạch Hổ, cung cấp bổ sung cho các hộ tiêu thụ khí ở khu công nghiệp Phú Mỹ.

3.7. Hợp đồng dầu khí lô 16-1, Công ty điều hành Hoàng Long JOC, từ năm 1999

Lô 16-1, là phần phía Bắc của lô 16, nằm kẹp giữa 2 lô 15-2/95 ở phía Bắc và 16-2 ở phía Nam và giáp với khu vực mỏ Bạch Hổ ở phía Đông. Trước năm 1990, trong phạm vi lô 16, đã có các hoạt động khảo sát địa vật lý và khoan thăm dò, như: (i) Khảo sát địa vật lý của Công ty Mobil (Mỹ) tiến hành năm 1974 trên cơ sở hợp đồng đặc nhượng đối với lô 12B (tên trước năm 1975 của lô 16); (ii) Khảo sát chi tiết địa vật lý, năm 1978 của Công ty Dầu khí II (thuộc Tổng cục Dầu khí Việt Nam) phủ lên các cấu tạo địa chất đã được Công ty Mobil xác định trước đó. Công ty Dầu khí II đã xác định được một số cấu tạo có triển vọng dầu khí trong phạm vi lô 16 là: Ba Vì, Tam Đảo, Bà Đen, v.v.; (iii) Khoan tìm kiếm, thăm dò, các năm 1988 và 1989 của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trên các cấu tạo: Tam Đảo, Bà Đen và Ba Vì. Kết quả khoan đã phát hiện dầu khí ở các cấu tạo Bà Đen và Ba Vì, tuy nhiên không thương mại.

Năm 1994, sau khi được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại, lô 16 được chia thành 2 lô là 16-1 và 16-2. Ngày 15-11-1999, sau khi ký hợp đồng dầu khí

lô 16-1 với Petrovietnam, tổ hợp nhà thầu PVSC (Việt Nam), Soco Vietnam Ltd., Amerada Hess Vietnam và Opeco Vietnam Ltd. (Mỹ) đã ký thỏa thuận thành lập Công ty điều hành chung Hoàng Long (Hoàng Long JOC).

Cũng như đối với lô 09-2, do lô 16-1 có địa chất phức tạp, rủi ro cao, nên Công ty Soco đã chủ trương tìm thêm đối tác tham gia vào hợp đồng để chia sẻ rủi ro và tăng cường tiềm lực về kỹ thuật và tài chính. Ngày 27-3-2002, Công ty Soco đã có thư gửi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đề nghị xin chuyển nhượng 15% (trong tổng số 30%) quyền lợi tham gia hợp đồng 16-1 của Soco cho Công ty PTTEP (Thái Lan) và sau đó đã nhận được sự cho phép của Bộ Kế hoạch và Đầu tư. Tiếp theo, ngày 5-9-2002, Công ty Amerada Hess đã gửi cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thỏa thuận mà các bên liên quan đã ký, về việc xin mua lại 2,5% quyền lợi tham gia của Opeco và xin chuyển nhượng 13,5% (bao gồm cả 2,5% của Opeco) quyền lợi tham gia của mình cho Soco và 13,5% cho PTTEP cùng với 2 văn bản thỏa thuận chuyển nhượng 2,5% từ Opeco và 13,5% từ Amerada Hess cho Soco và PTTEP. Theo các thỏa thuận, Amerada Hess sẽ trả 2 triệu USD cho Soco và PTTEP để các công này sau khi được chuyển nhượng sẽ đảm trách những nghĩa vụ và quyền lợi còn lại của Amerada Hess. Nội dung các thỏa thuận chuyển nhượng này đã được Petrovietnam trình tại Công văn số 4932/CV-HTQT ngày 17-10-2002, và sau đó đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt. Tỷ lệ tham gia của các Bên còn lại là: PVEP 50%, Soco 25%, PTTEP 25%.

Thực hiện cam kết trong hợp đồng (với gia hạn ba tháng giai đoạn I), đến cuối năm 2005, Công ty Hoàng Long JOC đã thu nổ, xử lý và minh giải 640 km^2 địa chấn 3D; đã khoan một loạt các giếng thăm dò trên các cấu tạo khác nhau (Ngựa Ô, Voi Trắng, Ba Vì, Tê Giác Trắng). Nhà thầu đã thấy dấu hiệu dầu khí ở các tầng Miocen và tầng móng ở hầu hết các cấu tạo được khoan thăm dò, nhưng phần lớn không có dòng hoặc dòng yếu, trừ ở hai cấu tạo là Voi Trắng (được đánh giá có trữ lượng khoảng 20 triệu thùng) và Tê Giác Trắng là phát hiện dầu khí lớn nhất[1].

Mỏ Tê Giác Trắng được đưa vào khai thác trong kế hoạch năm 2011.

3.8. Hợp đồng PSC lô 16-2, Công ty điều hành Conoco (sau là ConocoPhillips), giai đoạn 2000-2004

Lô 16-2, là phần phía Nam của lô 16, nằm kẹp giữa lô 16-1 ở phía Bắc và lô 17 ở phía Nam; và giáp với khu vực mỏ Rồng ở phía Đông. Như đã trình bày ở nội

1. Theo ông Nguyễn Hoàng Hải (Soco Việt Nam), Petrovietnam đánh giá trữ lượng mỏ Tê Giác Trắng chỉ khoảng 300 triệu thùng, tuy nhiên trữ lượng mỏ này có thể lên đến 500-600 triệu thùng.

dung của lô 16-1, trước năm 1990 đã có hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong phạm vi cả lô 16.

Ngày 27-4-2000, hợp đồng PSC lô 16-2 đã được Petrovietnam ký với tổ hợp nhà thầu Conoco (sau đó sáp nhập với Phillips trở thành ConocoPhillips) với 40% và là nhà điều hành, KNOC - 30% và PVEP - 30% (nhưng được các nhà thầu nước ngoài gánh chịu vốn trong thời kỳ tìm kiếm, thăm dò). Sau khi ký hợp đồng, tổ hợp đã cam kết thực hiện các công việc, như: thu nổ 729 km^2 địa chấn 3D, xử lý 1.520 km^2 địa chấn 3D, tái xử lý 1.400 km tuyến địa chấn 2D, khoan 2 giếng khoan thăm dò trên các cấu tạo Báo Gấm (16.2-BG-1X) và Báo Vàng (16.2-BV-1X). Trong giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư gia hạn 2 lần; lần 1, được gia hạn 9 tháng, từ ngày 27-4-2003 đến ngày 27-1-2004 và lần 2, thêm 3 tháng, từ ngày 27-1-2004 đến ngày 27-4-2004.

Do không có phát hiện dầu khí, nên sau 2 giếng khoan thăm dò, từ tháng 4-2004 nhà thầu đã chấm dứt hợp đồng.

3.9. Hợp đồng PSC lô 17 - Công ty điều hành Enterprise Oil, giai đoạn 1989-1995

Lô 17, nằm phía Nam của lô 16-2; về mặt địa chất thuộc cánh nâng Tây Nam của bể Cửu Long. Trước năm 1990, Công ty Dầu khí II (thuộc Tổng cục Dầu khí Việt Nam) đã tiến hành thu nổ 1.848 km tuyến địa chấn với mạng lưới 8x8 km và một số chỗ 4x4 km trong phạm vi lô 17.

Trong các năm 1989-1991, sau khi ký hợp đồng PSC với Petrovietnam (vào ngày 15-4-1989), nhà thầu Enterprise Oil Exploration, Anh (sau đây viết tắt là EOE) đã tiến hành thu nổ 2.319 km tuyến địa chấn 2D và khoan 3 giếng khoan thăm dò, cụ thể: giếng 17-DD-1X, khoan vào cuối năm 1989, đạt độ sâu 2.413 m, giếng khô; giếng 17-C-1X, khoan từ tháng 10 đến tháng 11-1990, đạt độ sâu 3.356 m, kết quả thử vỉa cho dòng dầu 300 thùng/ngày; giếng 17-N-1X, khoan từ tháng 2-1991 đến tháng 3-1991, đạt chiều sâu 3.159 m nhưng không thử vỉa[1].

Để làm sáng tỏ cấu trúc địa chất của lô 17, nhà thầu EOE tiếp tục tiến hành các hoạt động dầu khí như: thu nổ 4.752 km tuyến địa chấn 2D trong 2 năm 1992 và 1994 và khoan giếng khoan thăm dò thứ 4.

1. Công văn số 1480/KTKH ngày 22-10-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Trương Thiên ký gửi Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư báo cáo tình hình thực hiện các hợp đồng dầu khí đến hết năm 1991.

Trong quá trình thực hiện giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu PSC lô 17 đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cho gia hạn nhiều lần cụ thể: lần 1 gia hạn 15 tháng, từ ngày 15-4-1992 đến ngày 14-7-1993; lần 2 gia hạn 9 tháng từ ngày 15-7-1993 đến ngày 15-4-1994; và lần 3, gia hạn từ ngày 15-4-1994 đến ngày 14-1-1995. Đến hết năm 1994, tổng chi phí của nhà thầu là 35,98 triệu USD (cam kết tối thiểu là 15,04 triệu USD).

Kết thúc giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, do không có phát hiện dầu khí thương mại nên tổ hợp nhà thầu Enterprise Oil Exploration (Anh) và CEP (Pháp) đã kết thúc hợp đồng PSC lô 17.

4. Hoạt động thăm dò và khai thác ở bể Nam Côn Sơn

Bể Nam Côn Sơn nằm ở khu vực biển Đông Nam thềm lục địa Việt Nam. Bể Nam Côn Sơn có diện tích gần 100.000 km^2 và bao gồm các lô 03÷08, 10÷13, 19÷22 và 27÷29. Bể Nam Côn Sơn được bồi lấp chủ yếu bởi trầm tích lục nguyên, đá vôi Đệ Tam, chiều dày lớn nhất ở vùng trung tâm lên tới trên 7.000 m.

Về hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí, trước năm 1990, ngoài các hoạt động của các công ty dầu khí: Esso, Mobil và Pecten (Mỹ) trước năm 1975, Tổng cục Dầu khí Việt Nam đã trực tiếp hoặc thông qua nhà thầu Agip (Italia), Bow Valley (Canađa) và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành nhiều hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các lô và khu vực thuộc bể Nam Côn Sơn. Kết quả là đã phát hiện các mỏ dầu khí: Dừa, Đại Hùng. Một số cấu tạo khác cũng được xác định là có chứa dầu khí nhưng chưa được thẩm định. Từ năm 1990, đặc biệt sau khi Hiệp định dầu khí Việt -Xô ngày 16-7-1991 được ký kết, hoạt động tìm kiếm, thăm dò được phát triển mạnh mẽ ở các lô và khu vực khác nhau của bể Nam Côn Sơn. Đến cuối năm 2005, đã có nhiều hợp đồng dầu khí được ký kết và triển khai ở bể Nam Côn Sơn, như: các hợp đồng PSC các lô: 03, 04-1, 04-2, 04-3, 05-1A/Đại Hùng, 05-1B/Thanh Long, 05-2, 05-3, 06-1, 07 và 08, 10, 11-1, 11-2, 12W, 12E, 19, 20, 21 và 22. Triển khai các hợp đồng dầu khí đã ký kết, các nhà thầu đã tiến hành thu nổ hàng chục nghìn kilômét tuyến địa chấn 2D, hàng nghìn kilômét vuông địa chấn 3D và khoan hàng trăm giếng khoan thăm dò.

Kết quả đã phát hiện nhiều mỏ dầu và khí như: Lan Tây, Lan Đỏ, Rồng Đôi, Rồng Đôi Tây, Hải Thạch, Mộc Tinh… Các mỏ dầu khí: Đại Hùng, Lan Tây, Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây đã được đưa vào khai thác.

4.1. Hợp đồng PSC lô 03, Công ty điều hành PetroCanada, giai đoạn 1990-1993

Lô 03 (trước ngày 30-4-1975, được gọi là lô 12A-TLĐ) nằm ở phía Nam của lô 02 của bể Cửu Long và thuộc khu vực Đông Bắc của bể Nam Côn Sơn (về phía đới nâng Côn Sơn).

Trước năm 1990, hầu như chỉ có hoạt động khảo sát địa vật lý của tổ hợp nhà thầu Mobil - Kaiyo, sau khi đã ký hợp đồng đặc nhượng năm 1974. Kết quả cho thấy, độ dày trầm tích Đệ Tam ở khu vực lô 03 là tương đối mỏng, tuy nhiên cũng đã xác định được một cấu tạo dạng lồi đáng quan tâm.

Từ cuối năm 1990, thông qua hợp đồng PSC các lô 03, 12W và 20, ký kết ngày 29-5-1990 giữa Petrovietnam và tổ hợp PetroCanada (Việt Nam) Inc., Husky Oil (Việt Nam) Ltd. và Kufpec (Việt Nam) Ltd.; Công ty PetroCanada, thay mặt tổ hợp nhà thầu, đã triển khai mạnh hoạt động tìm kiếm, thăm dò ở lô 03. Năm 1990, PetroCanada đã tiến hành thu nổ hàng nghìn kilômét tuyến địa chấn 2D. Năm 1992, PetroCanada đã khoan giếng 03-BOS-1X đạt chiều sâu 3.285 m; năm 1993 khoan tiếp giếng 03-PL-1X đạt chiều sâu 4.001 m; cả 2 giếng đều không có phát hiện dầu khí. Mặc dù đã được gia hạn 6 tháng giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò theo Công văn số 1013/HTĐT-TĐ ngày 19-5-1993 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư, nhưng do không có phát hiện dầu khí nên nhà thầu đã quyết định kết thúc hợp đồng từ ngày 29-11-1993. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 39,21 triệu USD (cam kết tối thiểu là 21,10 USD).

4.2. Hợp đồng PSC lô 04-1, Công ty điều hành British Gas, giai đoạn 1992-1996

Lô 04-1 là phần diện tích phía Đông Bắc của lô 04 (trước ngày 30-4-1975 được gọi là lô 06-TLĐ), nằm ở phía Đông Bắc của bể Nam Côn Sơn.

Trước năm 1990, trong phạm vi lô 04, đã có các hoạt động thăm dò dầu khí, như: (i) Năm 1973, sau khi ký hợp đồng đặc nhượng, Công ty Pecten Việt Nam đã khảo sát trên 5.800 km tuyến địa vật lý và tiến hành khoan giếng thăm dò Mía-1X, giếng có biểu hiện dầu khí; (ii) Năm 1978, sau khi ký hợp đồng dầu khí, Công ty Agip (Italia), đã tiến hành khảo sát trên 3.700 km tuyến địa vật lý mạng lưới chi tiết phủ lên các cấu tạo địa chất đã được xác định trước đây, đã tiến hành khoan 3 giếng thăm dò là 04-A-1X, 04-B-1X và 04-B-2X, trong đó giếng 04-A-1X đã có phát hiện khí công nghiệp[1].

1. Công ty Dầu khí II (Tổng cục Dầu khí Việt Nam): *Báo cáo kết quả 5 năm tìm kiếm, thăm dò dầu khí thềm lục địa phía Nam 1976-1980* (tài liệu lưu hành nội bộ), Vũng Tàu, 1981.

Năm 1992, sau khi được chọn thầu và ký hợp đồng PSC với Petrovietnam, ngày 28-10-1992, Công ty British Gas (Anh) đã triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong phạm vi lô 04-1, như: (i) Năm 1993, tiến hành thu nổ 3.279 km địa chấn 2D và xử lý lại 600 km tuyến địa chấn 2D cũ; (ii) Năm 1994, khoan giếng thăm dò 04.1-ST-1X đạt chiều sâu 3.894 m, khoan qua tầng có áp suất cao, nhưng có dấu hiệu khí. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 28,22 triệu USD. Năm 1996, sau khi được gia hạn giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, Công ty British Gas đã khoan giếng thăm dò thứ hai 04.1-SDN-1X (theo cam kết tối thiểu), giếng không có biểu hiện dầu khí. Mặc dù đã phát hiện được khí ở giếng 04.1-ST-1X, nhưng do khi đó ở Việt Nam chưa có thị trường tiêu thụ khí, hơn nữa điều kiện hải văn ở lô 04-1 quá khắc nghiệt (chịu ảnh hưởng của dòng chảy rất mạnh), nên nhà thầu đã chấm dứt hợp đồng PSC lô 04-1 vào năm 1996.

4.3. Hợp đồng PSC lô 04-2, Công ty điều hành Lasmo, giai đoạn 1992-1995

Lô 04-2 nguyên là phần diện tích phía Tây Bắc của lô 04, nằm ở phía Đông Bắc của bể Nam Côn Sơn.

Trước năm 1990, trong phạm vi lô 04, đã có các hoạt động thăm dò dầu khí, của Công ty Pecten - Việt Nam (năm 1973) và của Công ty Agip - Italia (1978-1979) như đã trình bày ở phần lô 04-1 trên đây.

Sau khi được chọn thầu và ký hợp đồng PSC với Petrovietnam, ngày 19-8-1992, thay mặt tổ hợp nhà thầu gồm Lasmo (Anh) và C.ITOH (Nhật Bản), Công ty Lasmo đã triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong phạm vi lô 04-2, như: cuối năm 1992 tiến hành khảo sát 629 km địa chấn 2D; năm 1993, khảo sát tiếp 3.323 km tuyến địa chấn 2D; năm 1994, khoan giếng thăm dò 04.2-NB-1X đạt chiều sâu 4.150 m, giếng có phát hiện khí, nhưng không thương mại, tổng chi phí đến hết năm 1994 là 28,22 triệu USD; năm 1995, khoan tiếp 2 giếng thăm dò là giếng 04.2-HT-1X và giếng 04.2-SB-1X; cả 2 giếng đều không có biểu hiện dầu khí. Nhà thầu đã chấm dứt hợp đồng PSC lô 04-2 sau khi kết thúc giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò vào cuối năm 1995.

4.4. Hợp đồng PSC lô 04-3, Công ty điều hành PT Astra, giai đoạn 1992-1995

Lô 04-3 nguyên là phần diện tích phía Nam của lô 04 và một phần nhỏ diện tích phía Đông Bắc của lô 05 (trước ngày 30-4-1975, được gọi là lô 03-TLĐ). Lô 04-3 nằm ở phía Đông của bể Nam Côn Sơn.

Trước năm 1990, trong phạm vi lô 04, đã có các hoạt động thăm dò dầu khí, của Công ty Pecten - Việt Nam (năm 1973) và của Công ty Agip -Italia (1978-1979) như đã trình bày ở phần lô 04-1; thuộc phạm vi lô 05 còn có hoạt động khảo sát địa vật lý do Công ty Mobil - Mỹ thực hiện năm 1974.

Ngày 22-10-1992, sau khi được chọn thầu và ký hợp đồng PSC với Petrovietnam, Công ty PT Astra Petronusa (Inđônêxia) đã triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong phạm vi lô 04-3, như: (i) Năm 1993, tiến hành thu nổ 1.136 km tuyến địa chấn 2D và xử lý lại 1.580 km tuyến địa chấn 2D cũ. (ii) Năm 1994, tiến hành khảo sát tiếp 1.207 km tuyến địa chấn 2D và khoan giếng thăm dò 04.3-UT-1X, đạt chiều sâu 3.642 m, không có biểu hiện dầu khí. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 23,98 triệu USD. (iii) Năm 1995, khoan tiếp 2 giếng thăm dò là 04.3-DB-1X và 04.3-BC-1X, trong đó giếng 04.3-BC-1X có biểu hiện dầu khí. Nhà thầu đã chấm dứt hợp đồng PSC lô 04.3 sau khi kết thúc giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò vào cuối năm 1995.

4.5. Hợp đồng PSC lô 05-1A/Đại Hùng

a) Công ty điều hành BHPP, giai đoạn 1993-1996

Lô 05-1A/Đại Hùng gồm một phần diện tích của lô 05 (lô 03-TLĐ trước ngày 30-4-1975) trong đó có cấu tạo Đại Hùng nằm ở góc Tây Bắc của lô 05, thuộc phần trung tâm của bể Nam Côn Sơn.

Năm 1974-1975, lô 05 đã được Công ty Mobil (Mỹ) tiến hành các hoạt động dầu khí, sau khi được chọn thầu đợt I vào năm 1973. Công ty Mobil đã thuê khảo sát trên 3.700 km tuyến địa vật lý và tiến hành khoan thăm dò giếng Đại Hùng-1X vào ngày 10-3-1975. Giếng khoan đã phải kết thúc sớm vào cuối tháng 4-1975 ở chiều sâu 1.819 m mà chưa đạt tới chiều sâu dự kiến của đối tượng thăm dò (tầng trầm tích có khả năng chứa dầu khí).

Những năm 1987-1990, phù hợp với Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành khảo sát địa chấn bổ sung, và khoan 2 giếng thăm dò ở lô 05. Giếng DH-01 được khoan vào năm 1988 đã có phát hiện dầu khí. Giếng DH-02 được khoan vào năm 1990, và ngày 31-8-1990 khi tiến hành thử vỉa số 02, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã phát hiện dầu khí công nghiệp tại lô 05-1A/Đại Hùng.

Năm 1993, trên cơ sở hợp đồng PSC lô 05-1A/Đại Hùng ký với Petrovietnam ngày 15-4-1993, đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp phép[1], Tổ

1. Giấy phép số 581/GP ngày 16-4-1993 của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

Giàn Đại Hùng-01, tấn dầu thô đầu tiên đã được khai thác từ mỏ Đại Hùng vào ngày 14-10-1994

hợp nhà thầu gồm: BHP Petroleum Vietnam (Ôxtrâylia) 43,75%, Petronas Carigali Overseas, Malaixia (sau chuyển cho chi nhánh của mình là Petronas Carigali Đại Hùng) 20%, PVEP (Việt Nam) 15%, Total (Pháp) 10,625% và Sumitomo, Nhật Bản (sau chuyển cho chi nhánh của mình là Đại Hùng Oil Development - DOD) 10,625%, đã tiến hành hoạt động thăm dò và phát triển lô 05-1A/Đại Hùng. Phù hợp với nội dung cam kết trong hợp đồng của giai đoạn I, trong năm 1993, nhà thầu đã khoan 3 giếng, trong đó có 2 giếng thăm dò là 05-DH-4X đạt chiều sâu 3.144 m và giếng 05-DH-5X đạt chiều sâu 3.414 m, một giếng phát triển là 05-DH-1P; đã mua và hoán cải thiết bị DBS. Năm 1994, nhà thầu đã xử lý tài liệu địa chấn 3D, khoan 6 giếng, trong đó có 3 giếng thăm dò là 05-DH-6X chiều sâu 3.111 m, giếng 05-DH-7X chiều sâu 3.256 m và giếng 05-DH-8X chiều sâu 4.126 m; 3 giếng phát triển là giếng 05-DH-2P, giếng 05-DH-3P, giếng 05-DH-4P; và lắp đặt hệ thống khai thác sớm. Ngày 14-10-1994, nhà thầu đã khai thác tấn dầu đầu tiên từ mỏ Đại Hùng. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 394,35 triệu USD (cam kết tối thiểu là 178,70 triệu USD)[1].

1. Công văn số 757/DK-TDKT ngày 3-4-1995 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng báo cáo về tình hình triển khai các hoạt động dầu khí và phương hướng công tác thăm dò - khai thác năm 1995-2000.

Đến ngày 6-4-1996, nhà thầu đã khoan 9 giếng, trong đó có 5 giếng khai thác; đã tiến hành khai thác sớm, đến ngày 31-3-1996 được 7,5 triệu thùng với tổng số tiền thu được là 129,9 triệu USD. Kết quả thu được trong giai đoạn khai thác sớm cho thấy trữ lượng dầu khí thực tế giảm đáng kể so với tính toán ban đầu (tính toán của BHPP chỉ là khoảng 83 triệu thùng so với 785 triệu thùng tính ban đầu; còn tính toán của PVEP là 270 triệu thùng so với 785 triệu thùng)[1].

Đến năm 1996, nhà thầu chưa hoàn thành khối lượng khoan thẩm lượng. Theo quy định của hợp đồng PSC, các hoạt động thẩm lượng mỏ Đại Hùng gồm 4 giếng cam kết tối thiểu và 4 giếng cam kết có điều kiện; dự kiến thực hiện trong 18 tháng hợp đồng đầu tiên. Chương trình thẩm lượng tổng thể mỏ Đại Hùng đã được Uỷ ban Quản lý của PSC phê duyệt tại các kỳ họp thứ 2 và 3, gồm 7 giếng khoan thẩm lượng, trong đó 4 giếng cam kết tối thiểu và 3 giếng có điều kiện. Đến thời điểm đó, nhà thầu đã khoan xong 5 giếng thẩm lượng với kết quả không khả quan lắm: Giếng khoan 6X khô, các giếng 4X, 5X, 7X, 8X cho kết quả kém hơn dự kiến ban đầu so với các giếng DH-1, DH-2 do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro khoan trước đây. Mặc dù chưa hoàn thành chương trình khoan thẩm lượng, nhưng nhà thầu cương quyết không khoan thêm giếng thẩm lượng. Thay mặt tổ hợp nhà thầu, Công ty BHPP đã liên tục kiến nghị điều chỉnh lại nội dung hợp đồng PSC ký năm 1993, cụ thể: (i) Cuối năm 1994 đề nghị Petrovietnam xem xét điều chỉnh lại các điều khoản của hợp đồng PSC; (ii) Ngày 10-6-1995, BHPP đã gửi cho Petrovietnam bản yêu cầu sửa đổi các điều khoản kinh tế, thương mại của hợp đồng PSC để họ tiếp tục thẩm lượng và phát triển mỏ Đại Hùng.

Tổng công ty đã báo cáo tình hình trên với Chính phủ để xin chỉ đạo. Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ[2], ngày 1-9-1995, Petrovietnam đã gửi điện cho BHPP thông báo không chấp nhận sửa đổi hợp đồng trong thời điểm hiện tại khi nhà thầu chưa hoàn thành Chương trình thẩm lượng tổng thể mỏ Đại Hùng đã được Uỷ ban Quản lý của PSC phê duyệt tại các kỳ họp thứ 2 và 3 bao gồm 7 giếng khoan thẩm lượng, trong đó 4 giếng cam kết tối thiểu và 3 giếng có điều kiện. Ngày 22-9-1995, trong buổi làm việc với lãnh đạo Petrovietnam ở Hà Nội, đoàn cán bộ cấp cao của BHPP khẳng định, trong trường hợp nếu Phía Việt Nam và nhà thầu không thể tìm được giải pháp thích hợp thì nhà thầu sẽ phải ngừng hệ thống sản xuất sớm (EPS) vào ngày 16-4-1996.

1. Công văn số 1430 BKH/CN ngày 6-4-1996 của Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Đỗ Quốc Sam gửi Thủ tướng Chính phủ về giải pháp đối với mỏ Đại Hùng.
2. Công văn số 3300/DK ngày 19-6-1995 và Công văn số 141/TB ngày 18-10-1995 của Văn phòng Chính phủ.

Petrovietnam đã không chấp nhận việc sửa đổi điều kiện của hợp đồng mà yêu cầu nhà thầu phải hoàn thành chương trình thẩm lượng; còn nhà thầu cho rằng, việc khoan thêm chỉ gây thêm tổn thất tài chính cho nhà thầu theo điều kiện kinh tế hiện tại được quy định trong PSC, và chỉ chấp nhận khoan thêm nếu đề nghị sửa đổi hợp đồng được Phía Việt Nam chấp thuận[1].

Ngày 27-3-1996, Công ty BHPP đã đề xuất Giải pháp tạm thời với một số nội dung chính như: Thời gian áp dụng 3 năm từ ngày 1-4-1996 đến ngày 1-4-1999; công việc chủ yếu gồm: khoan thêm 2 giếng thẩm lượng chắc chắn và 1 giếng có điều kiện, khoan 2 giếng phát triển mỏ; chi phí thực hiện từ 90% tổng doanh thu bán dầu, 10% còn lại dành cho Phía Việt Nam và Liên bang Nga; nhà thầu sẽ được miễn các loại thuế và chưa tiến hành các nghĩa vụ đào tạo; khi kết thúc 3 năm khai thác sẽ xem xét sửa đổi các điều khoản hợp đồng PSC[2].

Theo chỉ thị của Thủ tướng Chính phủ, ngày 4-4-1996, Bộ Kế hoạch và Đầu tư và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức họp để xem xét những vấn đề liên quan đến mỏ Đại Hùng. Sau khi nghe báo cáo về Giải pháp tạm thời của Công ty BHPP, cuộc họp đã thống nhất quan điểm như sau: 1) Không nên để nhà thầu đóng mỏ, tuy nhiên cũng không thể đồng ý với nhà thầu về sửa đổi hợp đồng ở thời điểm này; 2) Nên xem xét và giao cho Petrovietnam đàm phán về giải pháp tạm thời theo hướng: Phía Việt Nam đạt mức tỷ lệ doanh thu ít nhất là 20% (bao gồm cả thuế tài nguyên, trong khoảng 6-25% làm sao cho cân đối phần ăn chia giữa Việt Nam và Liên bang Nga); cam kết sẽ đàm phán để thay đổi các điều kiện hợp đồng PSC sau khi hoàn tất Giải pháp tạm thời trên cơ sở thực trạng của mỏ và với nguyên tắc bảo đảm thỏa đáng quyền lợi của các bên tham gia Dự án[3].

Được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành *đàm phán đợt 1* từ ngày 16 đến ngày 23-4-1996 với nhà thầu về Giải pháp tạm thời. Sau đợt đàm phán thứ nhất, ngày 26-4-1996 nhà điều hành BHPP đã gửi cho Petrovietnam Bản dự thảo các nguyên tắc chính của hai giải pháp làm cơ sở cho một thỏa thuận khung (Head of Agreement/HOA) mà nhà thầu yêu cầu Petrovietnam xem xét để ký trong tháng 5-1996[4].

---

1. Công văn số 2681/DK-HTQT ngày 6-10-1995 của Chủ tịch Hội đồng quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Tế gửi Thủ tướng Chính phủ về tình hình thực hiện hợp đồng mỏ Đại Hùng.
2. Công văn số 1430/BKH-CN ngày 6-4-1996 của Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Đỗ Quốc Sam gửi Thủ tướng Chính phủ về giải pháp đối với mỏ Đại Hùng.
3. *Tlđd.*
4. Công văn số 1981/DK-HTQT ngày 13-5-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về việc đàm phán với nhà thầu Đề án Đại Hùng.

Cũng sau đợt đàm phán thứ nhất, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 1752/DK-HTQT-TTr ngày 29-4-1996 đề nghị Bộ Nội vụ (sau đổi là Bộ Công an) xem xét xử lý nhà thầu BHPP vì: BHPP tự ý mời Công ty AMDEL và Công ty Geoservices của nước ngoài vào lắp đặt thiết bị phân tích mẫu dầu khí của mỏ Đại Hùng trái phép, vi phạm các điều khoản của hợp đồng PSC, vi phạm pháp luật Việt Nam, đã bị các cơ quan chức năng của Nhà nước Việt Nam ở tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu xử lý đình chỉ hành nghề; và nghiêm trọng hơn, tháng 3-1996, BHPP đã cung cấp toàn bộ tài liệu (thuộc loại tối mật) về cấu tạo mỏ Đại Hùng cho Công ty SSI (Mỹ), trong khi BHPP chưa xin phép Petrovietnam và các cơ quan chức năng của Nhà nước Việt Nam.

Sau khi đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ về tình hình đàm phán đợt 1 (Công văn số 1718/DK-KH) và nghiên cứu kỹ các đề xuất của nhà thầu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành *đàm phán đợt 2* từ ngày 3 đến ngày 8-5-1996 với nhà thầu. Trong quá trình đàm phán, mặc dù nhà thầu đã hiểu quan điểm của Petrovietnam là chưa thể sửa đổi hợp đồng PSC và yêu cầu nhà thầu duy trì khai thác và tiếp tục thẩm lượng, đối tác vẫn muốn Petrovietnam cam kết một số điều kiện để làm cơ sở cho việc đàm phán sửa hợp đồng sau này như bảo đảm cho nhà thầu thu hồi hết chi phí đã bỏ ra và sẽ bỏ ra, cộng với khoản lợi nhuận hợp lý. Bên nước ngoài đưa ra nguyên tắc: Bên nước ngoài sẽ không đầu tư thêm nữa vào thẩm lượng; để khoan thẩm lượng thêm 2-3 giếng và khoan khai thác 2 giếng, nhà thầu sẽ dùng nguồn tiền từ 90% giá trị lượng dầu sẽ khai thác được trong 3 năm tới hoặc từ nguồn tiền nào khác sao cho không tăng thêm đầu tư của Bên nước ngoài; Petrovietnam cam kết sửa PSC sau này để nhà thầu thu lại được toàn bộ chi phí và lợi nhuận hợp lý. Các điều kiện đàm phán mà nhà thầu đưa ra đã không được phía Petrovietnam chấp thuận, vì thế hai bên chưa thỏa thuận được các giải pháp thỏa đáng. Hai bên thống nhất sẽ tiếp tục đàm phán đợt 3 từ ngày 13-5-1996[1].

Sau khi báo cáo Thủ tướng Chính phủ về tình hình đàm phàn đợt 2 (Công văn số 1981/DK-HTQT), rút kinh nghiệm của hai đợt đàm phán trước, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành *đợt đàm phán thứ ba* từ ngày 15-5-1996 với nhà thầu Đại Hùng.

Một ngày sau khi bắt đầu đàm phán đợt ba, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã nhận được chỉ thị của Chủ tịch nước Lê Đức Anh: "Văn phòng Chủ tịch nước đã trình Chủ tịch nước Công văn số 1981/DK-HTQT ngày 13-5-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính

1. Công văn số 1981/DK-HTQT ngày 13-5-1996, *Tlđd.*

phủ về việc đàm phán với nhà thầu Đề án Đại Hùng. Chủ tịch nước Lê Đức Anh đã cho ý kiến như sau: không chấp nhận sửa đổi PSC; không chấp nhận giải pháp tạm thời; không chấp nhận nhà thầu nâng giá trang thiết bị cao hơn giá thực tế để tính vào chi phí sản xuất. Nói tóm lại là thực hiện đúng kết luận của Thường trực Bộ Chính trị, Ban Bí thư"[1].

Đợt đàm phán thứ ba được tiến hành trong 2 ngày là 15-5-1996 và ngày 4-6-1996. Tình hình đàm phán nhìn chung không có gì thay đổi. Nhà thầu vẫn giữ quan điểm như lần đàm phán trước, cụ thể: Bên nước ngoài sẽ không đầu tư thêm vào thẩm lượng; để khoan thẩm lượng thêm 2 đến 3 giếng và khoan khai thác 2 giếng nữa, nhà thầu sẽ dùng nguồn tiền lấy từ 90% giá trị lượng dầu sẽ khai thác được trong 3 năm, hoặc nguồn tiền nào khác sao cho không tăng thêm đầu tư của Bên nước ngoài. Tuy nhiên, nhà thầu cũng không bảo đảm chắc chắn là chỉ dùng đến 90% số dầu khai thác để làm các công việc thẩm lượng, khai thác. Có nghĩa là trường hợp bất lợi cho nhà thầu thì có thể phải dùng đến 100% số dầu; nhà thầu đề nghị rõ trong lần gặp ngày 4-6-1996 là cần phải thay đổi nguyên tắc đàm phán, tức là phải sửa PSC thì mới có thể đạt được thỏa thuận để nhà thầu thu lại được toàn bộ chi phí và lợi nhuận hợp lý. Ngoài ra, nhà thầu còn thông báo, Công ty Total, một bên tham gia trong tổ hợp nhà thầu PSC lô 05.1A/Đại Hùng, quyết định rút khỏi hợp đồng. Total đề nghị các bên còn lại trong tổ hợp xem xét việc tiếp nhận số cổ phần tham gia của Total. Về phía Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, chấp hành chỉ đạo của Thường trực Bộ Chính trị, Ban Bí thư và Thủ tướng Chính phủ, trong thảo luận với nhà thầu BHPP, chỉ đưa ra ý kiến rằng, Petrovietnam có thể xem xét việc đóng góp tới 15% cổ phần của mình với tư cách là một thành viên hợp thành nhà thầu cho các chi phí tính từ bây giờ và trong thời gian thẩm lượng tiếp theo[2].

Trong khi công tác đàm phán Giải pháp tạm thời còn đang bế tắc thì hoạt động khai thác sớm tại mỏ Đại Hùng lại tiếp tục suy giảm. "Sản lượng khai thác giảm dần từ khoảng 33.000-34.000 thùng/ngày khi bắt đầu khai thác xuống còn khoảng 12.000 thùng/ngày. Ở thời điểm hiện tại, đến ngày 30-8-1996, duy trì khai thác ở mức 10.790 thùng/ngày. Nếu nhà thầu không bổ sung thêm số lượng các giếng khai thác thì sản lượng khai thác dầu thô sẽ còn tiếp tục giảm và dự kiến sẽ phải dừng khai thác vào đầu năm 1997. Tổng doanh thu tính đến ngày

1. Công văn số 136/VP-CTN ngày 16-5-1996 của Chủ nhiệm Văn phòng Chủ tịch nước Nguyễn Việt Dũng gửi Tổng Giám đốc Hồ Sĩ Thoảng và Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Trí Liễn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về ý kiến Chủ tịch nước đối với Công văn số 1981/DK-HTQT ngày 13-5-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Công văn số 2479/DK-HTQT ngày 10-6-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về việc đàm phán với nhà thầu Đại Hùng.

30-6-1996 là 163,8 triệu USD. Phần thu của các Phía cụ thể như sau: thu hồi chi phí của nhà thầu (35%) là 63,4 triệu USD; lãi của các nhà thầu nước ngoài (BHPP, Total, Sumitomo) là 15,9 triệu USD; lợi nhuận của Phía Nga là 6,6 triệu USD, của Petrovietnam (sau khi trả nợ) là 4 triệu USD và Nhà nước thu thuế là 73,9 triệu USD. Từ đầu năm 1996, nhà thầu chỉ duy trì khai thác (với ngân sách bình quân 3,6-3,7 triệu USD/tháng) không có hoạt động thẩm lượng hoặc phát triển mỏ"[1].

Còn về phía nhà thầu, ngày 17-5-1996, Total tuyên bố từ bỏ mọi quyền lợi, nghĩa vụ của mình tương ứng với 10,625% hợp đồng và rút khỏi tổ hợp nhà thầu. Theo quy định của Thỏa thuận chung (JOA), trong vòng 60 ngày tức là đến 0:00 giờ ngày 17-7-1996 nếu không thu xếp được người nhận gánh vác 10,625% hợp đồng của Total thì đương nhiên tổ hợp nhà thầu tan vỡ và hợp đồng bị chấm dứt. Tuy nhiên, tổ hợp nhà thầu đã không tan vỡ do trước ngày 17-7-1996 theo thông báo của BHPP, phía nước ngoài đã thu xếp tỷ lệ tham gia như sau: BHPP 43,75% (giữ nguyên phần trăm tham gia cũ); Petronas Carigali 29,107% (20,00% + 9,107% nhận từ Total); DOD 12,143% (10,625% + 1,518% nhận từ Total)[2].

Việc chuyển nhượng cổ phần trong hợp đồng Đại Hùng đã diễn ra như sau[3]: 1) Ngày 11-11-1996, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam xin phép Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt đề nghị chuyển nhượng của Total Việt Nam cho Petronas Carigali (Đại Hùng) và Đại Hùng Oil Development[4]; 2) Ngày 14-1-1997, Bộ Kế hoạch và Đầu tư báo cáo xin ý kiến Thủ tướng Chính phủ về việc Công ty Total tuyên bố rút khỏi hợp đồng PSC Đại Hùng[5]; 3) Ngày 30-1-1997, Văn phòng Chính phủ thông báo ý kiến của Thủ tướng Chính phủ cho phép Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê chuẩn việc chuyển nhượng toàn bộ nghĩa vụ và quyền lợi của Total cho Công ty Petronas Carigali (Malaixia) và Công ty Đại Hùng Oil Development (Nhật Bản)[6]; 4) Ngày 18-2-1997, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã phê chuẩn việc chuyển nhượng này bằng Giấy phép số 581/BSGP1 ngày 18-2-1997.

---

1. Công văn số 3955/DK-HTQT-KH-TDKT ngày 3-9-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Thủ tướng Chính phủ.
2. Công văn số 4133/DK-HTQT ngày 12-9-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Đỗ Quốc Sam về giấy phép PSC Đại Hùng.
3. Công văn số 1485/DK-HĐQT ngày 15-5-1997 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
4. Công văn số 5165/DK-HTQT ngày 11-11-1996.
5. Công văn số 326/BKH-QLDA ngày 14-1-1997.
6. Công văn số 523/DK ngày 30-1-1997 của Văn phòng Chính phủ.

Tiếp theo việc Total rút khỏi hợp đồng PSC 05.1A/Đại Hùng, Công ty BHPP thông báo không chính thức, từ ngày 1-12-1996 BHPP chuyển nhượng toàn bộ 43,75% cổ phần tham gia của mình cho Petronas Carigali (Đại Hùng). Ngày 15-5-1997, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 1485/DK-HĐQT kiến nghị Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê chuẩn việc chuyển nhượng giữa BHPP và Petronas Carigali và tỷ lệ phần trăm tham gia mới của các bên còn lại như sau: Petronas Carigali (Đại Hùng) Sdn. Bhd. 72,857% và là nhà điều hành; DOD 12,143%; PVEP 15%. Ngày 30-5-1997, tại Công văn số 3166/BHH-QLDA, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã xin ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về việc chuyển nhượng này và ngày 11-6-1997, Văn phòng Chính phủ có Công văn số 2923/DK, do Phó Chủ nhiệm Nguyễn Công Sự ký, gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thông báo Thủ tướng Chính phủ đồng ý về nguyên tắc cho phép Công ty BHPP (Đại Hùng) chuyển nhượng quyền và nghĩa vụ của họ trong hợp đồng chia sản phẩm lô 05-1A/Đại Hùng cho Công ty Petronas Carigali (Đại Hùng).

b) Petronas Carigali Việt Nam điều hành Đề án Đại Hùng, giai đoạn 1997-1999

Sau khi được Chính phủ Việt Nam cho phép, từ tháng 7-1997, Công ty Petronas Carigali Việt Nam chính thức trở thành nhà điều hành Đề án Đại Hùng. Tỷ lệ phần trăm tham gia mới của các bên còn lại như sau: Petronas Carigali Việt Nam (Đại Hùng) Sdn. Bhd - Malaixia 72,857% và là nhà điều hành, DOD - Nhật Bản 12,143%, PVEP - Việt Nam 15%.

Trong thời gian điều hành Đề án Đại Hùng, Công ty Petronas Carigali Việt Nam tiếp tục duy trì khai thác tại khu vực khai thác sớm với các giếng khai thác có sẵn (DH-1P, DH-2P, DH-3P, DH-4X, DH-4P); đồng thời khoan bổ sung giếng khoan khai thác DH-5P tại khối G và đưa vào khai thác từ tháng 10-1998 với lưu lượng ban đầu khoảng 3.000 thùng/ngày.

Hoạt động khoan thẩm lượng bổ sung trong giai đoạn này không được Petronas Carigali Việt Nam tiến hành.

Tháng 2-1999, sau hơn một năm thực hiện vai trò nhà điều hành, nhận thấy việc tiếp tục đề án không mang lại hiệu quả kinh tế, nên bên nhà thầu nước ngoài Petronas Carigali và DOD đã xin rút khỏi Đề án Đại Hùng.

Sản lượng khai thác dầu thô trung bình trong thời gian từ tháng 7-1997 đến tháng 7-1999 là 9.200 thùng/ngày. Tổng sản lượng dầu thô khai thác từ tháng 7-1997 đến tháng 7-1999 là 6,17 triệu thùng.

c) Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro điều hành Đề án Đại Hùng, từ tháng 2-1999 đến tháng 9-2003

Trước tình hình các nhà thầu nước ngoài đã lần lượt rút khỏi Đề án Đại Hùng, ngày 26-3-1999 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có cuộc trao đổi với đối tác RVO Zarubezhneft (Liên bang Nga), là đối tác nước ngoài duy nhất còn lại của Đề án Đại Hùng. Trước đấy để giải quyết tình thế khi Petronas Carigali rút khỏi Đề án, từ ngày 12-2-1999 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tạm giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp quản Đề án. Sau khi Bộ Kế hoạch và Đầu tư đồng ý giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp tục khai thác và phát triển mỏ Đại Hùng[1], Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft đã tiến hành đàm phán hợp đồng. Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, ngày 12-8-1999, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft đã tiến hành ký kết *hợp đồng về hợp tác kinh doanh thăm dò và khai thác mỏ Đại Hùng (lô 05-1A)*. Thời hạn hợp đồng là 25 năm (có giá trị hồi tố) bắt đầu từ ngày 12-2-1999, trong đó giai đoạn I kéo dài 4 năm đến ngày 12-2-2003. Hợp đồng đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê chuẩn[2]. Cũng trong ngày 12-8-1999, với sự thỏa thuận của Zarubezhneft, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành ký Thỏa thuận chuyển giao (chính thức) chức năng điều hành về thăm dò và khai thác dầu tại mỏ Đại Hùng.

Thực hiện cam kết của giai đoạn 4 năm đầu và phù hợp với Giấy phép đầu tư của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, thông qua Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, trong thời gian từ ngày 12-2-1999 đến ngày 31-5-2003 hai Phía đã tiến hành:

- Hoàn thành việc xử lý và minh giải tài liệu địa chấn 3D. Trên cơ sở kết quả thu được đã xác định được vị trí các giếng khoan thăm dò;

- Khoan và thử vỉa 3 giếng khoan thăm dò (9X, 10X, 11X) được thiết kế cho đối tượng thăm dò là tầng móng granit và giếng khoan 12X để nghiên cứu hệ carbonat ở cánh Đông của mỏ Đại Hùng;

- Tiếp tục khai thác sớm dầu tại mỏ, với tổng sản lượng dầu khai thác của giai đoạn này là 865,356 nghìn tấn, trong đó dầu thương phẩm là 845,644 nghìn tấn. Khối lượng bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa là 659,149 nghìn m^3. Khối lượng dầu đã bán là 806,870 nghìn tấn, số dầu thương phẩm còn lại trên tàu chứa đến ngày 31-5-2003 là 38,774 nghìn tấn[3].

1. Công văn số 581A/CP ngày 24-6-1999 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư đồng ý giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro khai thác và phát triển mỏ Đại Hùng từ ngày 12-2-1999.
2. Công văn số 475/BKH-QLDA ngày 4-9-1999.
3. Công văn số 3775/CV-HTQT ngày 30-7-2003 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về chấm dứt hiệu lực hợp đồng lô 05-1A.

Kết quả hoạt động khai thác dầu năm 2002 ở khu vực khai thác sớm (EPS) mỏ Đại Hùng đã được các chuyên viên Petrovietnam và RVO Zarubezhneft xem xét và đánh giá trong kỳ họp thứ III của Ủy ban Quản lý Đề án Đại Hùng từ ngày 18 đến ngày 28-2-2003 là không có hiệu quả về mặt kinh tế. Vì vậy, mặc dù đã được Ủy ban Liên Chính phủ Việt - Nga, kỳ họp thứ IX, tháng 12-2002 thỏa thuận cho gia hạn thêm 1 năm giai đoạn thăm dò (đến cuối năm 2004), nhưng phía RVO Zarubezhneft cho rằng vẫn có thể Phía Nga sẽ rút khỏi Đề án Đại Hùng trong năm 2003.

Biên bản làm việc từ ngày 18 đến ngày 28-2-2003 của hai Phía về việc tổng kết giai đoạn I và phương hướng tiếp tục thực hiện Đề án Đại Hùng (Lược trích):

Trưởng đoàn Phía Nga trong Uỷ ban Quản lý Đề án Đại Hùng, Phó Tổng Giám đốc Zarubezhneft E.G. Areshev, Trưởng đoàn Phía Việt Nam trong Uỷ ban Quản lý Đề án Đại Hùng Phó Tổng Giám đốc Petrovietnam Trần Ngọc Cảnh. Phê duyệt Biên bản: Tổng Giám đốc Zarubezhneft N.P.Tokarev, và Tổng Giám đốc Petrovietnam Nguyễn Xuân Nhậm.

1. Đánh giá: Kết quả hoạt động của năm 2002 đã khẳng định, việc tiếp tục khai thác dầu ở khu vực khai thác sớm (EPS) là không hiệu quả về mặt kinh tế. Chi phí khai thác dầu cao hơn doanh thu bán dầu để lại cho Đề án.

2. Phương hướng tiếp theo: Phù hợp với thỏa thuận của hai Phía về việc gia hạn thêm 1 năm cho giai đoạn thăm dò ở lô 05-1A/Đại Hùng đã được thông qua tại kỳ họp thứ IX Ủy ban Liên Chính phủ Việt - Nga vào tháng 12-2002 và đã được khẳng định bằng các công văn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (số 559/CV-KH ngày 12-2-2003) và của RVO Zarubezhneft (số NT-20-549 ngày 7-2-2003), thống nhất gia hạn chức năng điều hành của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ở lô nói trên kể từ ngày 12-2-2003 cho tới khi có quyết định khác.

Phía Việt Nam cho rằng: Phía Nga có quyền rút khỏi Đề án Đại Hùng chỉ sau khi thực hiện tất cả các cam kết phù hợp với hợp đồng ký ngày 12-8-1999 giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft và luật pháp Việt Nam.

Phía Nga cho rằng: Phù hợp với Nghị quyết kỳ họp thứ XXVI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (các điểm 5.5, 5.6, 8.6, 8.7), giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiếp tục khoan và thử giếng 12X xuống phức hệ carbonat ở cánh Đông. Căn cứ vào kết quả thử giếng này, hai Phía sẽ xác định vị trí và tính hợp lý đối với việc khoan giếng 14X. Tùy thuộc vào kết quả thử giếng 12X, Phía Nga sẽ có quyết định về việc tiếp tục tham gia hoặc xin rút khỏi Đề án Đại Hùng.

Kết quả kỳ họp thứ III của Ủy ban Quản lý Đề án Đại Hùng đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Thủ tướng Chính phủ: "Trong trường hợp Phía

Nga có ý định kéo dài thời gian xem xét hoặc không đồng ý tiếp tục Dự án, để chủ động ứng phó với các tình huống có thể xảy ra và đảm bảo lợi ích của nước chủ nhà, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tích cực chuẩn bị phương án tự làm theo phương án ba trong Sơ đồ công nghệ khai thác mỏ Đại Hùng (cho tầng Miocen) đã được phê duyệt"[1].

Trong tháng 4-2003, trong quá trình thử vỉa giếng thăm dò DH-12X, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thu được dòng dầu công nghiệp tại hệ tầng carbonat ở cánh phía Đông mỏ Đại Hùng. "Từ ngày 15 đến ngày 19-4-2003, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã bắn mìn thử vỉa thứ hai ở khoảng chiều sâu từ 3.190-3.211 m trong trầm tích carbonat. Lưu lượng đo được ở chế độ côn 19 mm là: dầu 710 m^3/ngày đêm, khí 126,6 nghìn m^3/ngày đêm, nước 7 m^3/ngày đêm, áp suất miệng giếng 82,65 amt, nhiệt độ miệng giếng 75°C, tỷ trọng dầu 0,84 g/cm^3. Khi làm việc ở chế độ côn 25,4 mm trong 3 giờ, áp suất miệng giếng giữ ở mức 57,82 atm, nhiệt độ tăng từ 82°C lên 85°C; kết quả như sau: dầu 1.026 m^3/ngày đêm; khí 158,8 nghìn m^3/ngày đêm; nước 6 m^3/ngày đêm; tỷ trọng dầu 0,84 g/cm^3"[2].

Mặc dù vậy, ngày 13-5-2003 RVO Zarubezhneft vẫn có thư gửi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chính thức thông báo sẽ rút khỏi Đề án Đại Hùng. Bắt đầu từ ngày 2-6-2003, hai Bên đã thỏa thuận tiến hành đàm phán về các điều kiện thanh lý hợp đồng. Đến hết ngày 27-6-2003, hai Bên đã thỏa thuận ký Biên bản về chấm dứt hiệu lực hợp đồng hợp tác kinh doanh thăm dò khai thác mỏ Đại Hùng[3].

Theo đề nghị của Petrovietnam và RVO Zarubezhneft, ngày 10-10-2003, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã quyết định chấm dứt hiệu lực pháp lý của hợp đồng ký ngày 12-8-1999 giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft về việc hợp tác kinh doanh thăm dò và khai thác dầu khí mỏ Đại Hùng lô 05-1A kể từ ngày 1-6-2003[4].

Để tiếp tục điều hành hoạt động khai thác mỏ Đại Hùng, trong thời gian tiến hành các thủ tục thanh lý hợp đồng và bàn giao mỏ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro hợp đồng dịch vụ triển khai

1. Công văn số 1712/CV-HĐQT ngày 8-4-2003.
2. Báo cáo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Văn phòng Chính phủ tại Công văn số 2029/TDKT ngày 25-4-2003.
3. Công văn số 3946/CV-HĐQT ngày 7-8-2003 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Thủ tướng Chính phủ về các phương án tiếp tục vận hành Đề án Đại Hùng.
4. Quyết định số 548/2003/QĐ-BKH ngày 10-10-2003.

hoạt động dầu khí tại mỏ Đại Hùng trong thời gian 4 tháng từ ngày 1-6-2003 đến ngày 1-10-2003[1].

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ "cho phép trực tiếp tiến hành hoạt động dầu khí (Điều 14 Luật Dầu khí) vì đây là phương án tối ưu; đồng thời phù hợp hơn với hệ thống pháp luật hiện hành của Việt Nam về quản lý đầu tư, tài chính và thương mại đối với doanh nghiệp nhà nước"[2]. Về các giải pháp thực hiện, Tổng công ty kiến nghị Thủ tướng Chính phủ:

- Về phương án công nghệ: tiếp tục vận hành Đề án Đại Hùng theo Phương án 3 - Sơ đồ công nghệ khai thác (tầng Miocen) mỏ Đại Hùng đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phê duyệt năm 2002 theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ.

- Về các ưu đãi của Nhà nước: được áp dụng các chính sách ưu đãi về "mỏ nhỏ, nước sâu, xa bờ" cho Đề án Đại Hùng, cụ thể: phần dầu sử dụng để hoàn chi phí sản xuất là 70% doanh thu bán dầu; thuế tài nguyên là 4% cho mức sản xuất đến 20.000 thùng/ngày, 6% cho mức sản xuất từ 20.000-50.000 thùng/ngày, và 8% cho mức sản xuất từ 50.000-75.000 thùng/ngày; thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp ưu đãi là 28%, miễn 2 năm đầu và giảm 50% trong 2 năm tiếp theo; và thuế xuất khẩu là 4%.

- Về tổ chức triển khai, được phép: Giao cho Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) thay mặt Tổng công ty Dầu khí Việt Nam điều hành mỏ Đại Hùng và chuyển toàn bộ Xí nghiệp Đại Hùng từ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro về Công ty PVEP; giữ nguyên cơ chế điều hành đối với mỏ Đại Hùng đang áp dụng hiện nay như các điều kiện với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; áp dụng chế độ hiện nay của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đối với cán bộ công nhân viên Xí nghiệp Đại Hùng...

d) Công ty PVEP điều hành Đề án Đại Hùng, từ ngày 1-10-2003

Trong khi chờ đợi quyết định phê duyệt chính thức của Thủ tướng Chính phủ, để chuẩn bị tiếp nhận bàn giao mỏ Đại Hùng khi kết thúc hợp đồng dịch vụ với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định giao quyền điều hành mỏ Đại Hùng cho Công ty PVEP[3]; và

1. Công văn số 4546/CV-HĐQT ngày 9-9-2003 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Thủ tướng Chính phủ về giải trình chi tiết về phương án tiếp tục vận hành Đề án Đại Hùng.
2. *Tlđd.*
3. Quyết định số 4494/QĐ-KH ngày 5-9-2003.

quyết định chuyển giao Xí nghiệp Đại Hùng về Công ty PVEP[1]. Ngày 1-10-2003, tại Vũng Tàu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức công tác giao nhận đề án thăm dò và khai thác mỏ Đại Hùng giữa Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và Công ty PVEP.

Biên bản bàn giao Đề án Đại Hùng tại Vũng Tàu, ngày 1-10-2003 (Lược trích):

- Đại diện các bên ký Biên bản là: Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro Trần Lê Đông và Giám đốc Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí Phùng Đình Thực.

- Tham dự Lễ ký Biên bản: Về phía Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, có Chánh kỹ sư, các Phó Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (Nguyễn Thúc Kháng, Nguyễn Hữu Tuyến, Trần Văn Hồi, Nguyễn Xuân Thắng) và Giám đốc Xí nghiệp Đại Hùng Ngô Hữu Hải. Về phía Công ty PVEP, có Phó Giám đốc Vương Hữu Oánh và một số cán bộ khác.

- Căn cứ bàn giao: Biên bản đàm phán ngày 27-6-2003 giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và RVO Zarubezhneft về chấm dứt hiệu lực hợp đồng hợp tác thăm dò khai thác mỏ Đại Hùng (lô 05-1A) ký ngày 12-8-1999; Quyết định số 4494/QĐ-KH của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ngày 5-9-2003 về việc giao quyền điều hành mỏ Đại Hùng cho PVEP; Quyết định số 2436/QĐ-TCNSĐT của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ngày 24-9-2003 về việc chuyển giao Xí nghiệp Đại Hùng; Quyết định số 1373/KH của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 22-9-2003 về thành lập Ban bàn giao Đề án Đại Hùng; Quyết định số 2086/QĐ-GĐ.ĐH của Công ty PVEP ngày 22-9-2003 về thành lập Ban tiếp nhận Đề án Đại Hùng.

- Hai Bên đã tiến hành giao nhận: các tài liệu, hồ sơ liên quan đến Đề án Đại Hùng.

- Hai Bên đã thỏa thuận: (i) Kể từ 00:00 giờ ngày 1-10-2003, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chấm dứt toàn bộ các hoạt động về điều hành và được giải phóng toàn bộ trách nhiệm liên quan đến Đề án Đại Hùng. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chuyển giao cho Công ty PVEP toàn bộ Xí nghiệp Đại Hùng, quyền điều hành Xí nghiệp Đại Hùng cùng các nhiệm vụ, chức năng liên quan của Xí nghiệp Đại Hùng; (ii) Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chuyển giao cho Công ty PVEP toàn bộ các giếng đã được khoan cùng với toàn bộ đầu giếng ngầm, cây thông ngầm, thiết bị trong lòng giếng và toàn bộ thiết bị được lắp đặt tại khu vực mỏ Đại Hùng thuộc lô 05-1A: giàn DH-01, phao neo CALM, các phao trung gian, hệ thống đường ống ngầm, v.v..

Kế hoạch tiếp tục triển khai đề án thăm dò và khai thác mỏ Đại Hùng của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ngày 28-10-2003 tại Công văn số 1467/CP-DK.

1. Quyết định số 2436/QĐ-TCNSĐT ngày 24-9-2003.

Công văn số 1467/CP-DK ngày 28-10-2003 của Chính phủ do Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng ký gửi các bộ liên quan và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về việc tiếp tục vận hành Đề án Đại Hùng (Lược trích):

Xét đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1], ý kiến của Bộ Lao động-Thương binh và Xã hội[2], Bộ Công nghiệp[3], Bộ Tài chính[4], và Bộ Kế hoạch và Đầu tư[5] về việc tiếp tục vận hành Đề án Đại Hùng, Thủ tướng Chính phủ có ý kiến như sau:

1. Đồng ý giao cho Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam điều hành khai thác mỏ Đại Hùng.

2. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam quyết định việc chuyển Xí nghiệp khai thác Đại Hùng từ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thành Xí nghiệp khai thác Đại Hùng trực thuộc Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí.

3. Đồng ý áp dụng: (i) Chế độ ưu đãi về tài chính đối với Đề án khai thác mỏ Đại Hùng như sau: mức thu hồi chi phí 70% sản lượng dầu khai thác được hàng năm; thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp 28%, miễn hai năm đầu kể từ khi có thu nhập chịu thuế và giảm 50% hai năm tiếp theo; thuế suất thuế xuất khẩu 4%; thuế tài nguyên theo biểu thuế áp dụng cho dự án khuyến khích đầu tư quy định tại Điều 44 Nghị định số 48/CP của Chính phủ ngày 12-9-2000. (ii) Chế độ đối với người lao động của Xí nghiệp Đại Hùng: thực hiện Điều 31 của Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Bộ luật Lao động ngày 2-4-2002 và Điều 6 Nghị định số 44/2003/NĐ-CP ngày 9-5-2003 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Bộ luật Lao động về hợp đồng lao động.

4. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam khẩn trương làm thủ tục chuyển Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí thành đơn vị hạch toán độc lập để việc điều hành khai thác mỏ được thuận lợi. Trong thời gian chuyển đổi, cho phép Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí được áp dụng cơ chế điều hành như một đơn vị hạch toán độc lập để điều hành khai thác mỏ Đại Hùng. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí được áp dụng các định mức kinh tế - kỹ thuật của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để điều hành khai thác mỏ Đại Hùng. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chỉ đạo Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí, trong quá trình điều hành khai thác mỏ, tiến hành nghiên cứu xây dựng hệ thống định mức kinh tế - kỹ thuật khai thác mỏ mới để dần thay thế hệ thống định mức trên làm cơ sở cho việc điều hành trong thời gian tiếp theo cũng như cho các đề án khác. Ngay sau khi Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí trở thành đơn vị hạch toán độc lập, việc điều hành khai thác mỏ thực hiện theo cơ chế được quy định tại Điều lệ tổ chức và hoạt động của

1. Các công văn: số 3946/CV-HĐQT ngày 7-8-2003 và số 4546/CV-HĐQT ngày 9-9-2003.
2. Công văn số 2861/BLĐTBXH-LĐVL ngày 22-8-2003.
3. Công văn số 3664/CV-NLDK ngày 22-8-2003.
4. Công văn số 9488/TC-TCĐN ngày 11-9-2003.
5. Công văn số 6119 BKH/KTCN ngày 6-10-2003.

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được phê chuẩn kèm theo Nghị định số 38/CP ngày 30-5-1995 của Chính phủ.

5. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí có trách nhiệm vận hành mỏ an toàn và đạt hiệu quả cao nhất.

Sau khi tiếp nhận Đề án Đại Hùng, Công ty PVEP đã khẩn trương triển khai các hoạt động dầu khí, như khoan thăm dò thẩm lượng 2 giếng Đại Hùng 14X và 15X và thử vỉa lại giếng Đại Hùng 9X; giám sát việc sửa chữa giàn Đại Hùng-01 do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thực hiện; chuẩn bị hoàn thiện các giếng khoan khai thác 8P, 9P, 10P, 7X và 12X; và đấu thầu cung cấp dịch vụ, thiết bị, vật tư, để sớm đưa mỏ Đại Hùng khai thác trở lại, dự kiến từ tháng 5-2004.

Thực hiện Biên bản thanh lý hợp đồng hợp tác kinh doanh Đề án Đại Hùng về sửa chữa để nhận chứng chỉ của Cơ quan đăng kiểm Việt Nam đối với giàn khai thác Đại Hùng-01, mặc dù đã bàn giao Đề án Đại Hùng cho Công ty PVEP, nhưng trong tháng 10-2003 Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro vẫn phối hợp với Công ty PVEP thực hiện trách nhiệm dừng khai thác mỏ Đại Hùng, tháo dỡ và đưa giàn khai thác Đại Hùng-01 về cơ sở sửa chữa tàu của Vinashin ở Vân Phong, Khánh Hòa.

Mỏ Đại Hùng đã được đưa vào khai thác trở lại từ đầu năm 2005, sản lượng khai thác của mỏ đã được nâng lên đáng kể sau khi đã kết nối thêm 5 giếng khai thác mới.

Tổng sản lượng dầu đã khai thác đến cuối năm 2009 là gần 5 triệu tấn. Đã khoan 11 giếng khai thác, trong đó hiện có 6 giếng đang hoạt động (và 4 giếng hoạt động không ổn định). Đã khoan 1 giếng bơm ép và chuyển 1 giếng khai thác sang giếng bơm ép. Công tác thẩm lượng và phát triển vẫn đang được tiếp tục.

4.6. Hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh Long với Công ty điều hành MJC, giai đoạn 1994-1997

Lô 05-1B/Thanh Long nằm ở phía Đông của lô 05-1A/Đại Hùng và là phần diện tích phía Bắc của lô 05. Cấu tạo Thanh Long chiếm phần lớn diện tích lô 05-1B, đã được Công ty dầu Mobil (Mỹ) xác định năm 1974 trên cơ sở kết quả khảo sát địa vật lý. Từ năm 1981, phù hợp với Hiệp định dầu khí Việt - Xô năm 1981, và sau đó là Hiệp định dầu khí Việt - Xô năm 1991, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành khảo sát địa chấn chi tiết trên cấu tạo Thanh Long.

Được phép của Thủ tướng Chính phủ, ngày 19-4-1994 Petrovietnam đã ký hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh Long với tổ hợp nhà thầu gồm Bên thứ nhất là RVO Zarubezhneft - Liên bang Nga và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là đại diện và bên thứ hai là tổ hợp nhà thầu gồm: Công ty MJC Petroleum Co. Ltd. (Nhật Bản), Nestro (Liên bang Nga) và PVEP (Việt Nam).

Đến ngày 3-2-1994, Chính phủ Mỹ mới tuyên bố xóa bỏ cấm vận đối với Việt Nam, do đó, Công ty Mobil và tổ hợp các công ty của Nhật Bản là: Japex, Inpex và Nissho Iwai đã thành lập Công ty MJC Petroleum Co. để tiến hành đàm phán và ký hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh Long.

Hợp đồng PSC lô 05-1B/Thanh Long có hiệu lực từ ngày 20-4-1994 theo Giấy phép đầu tư số 842/GP của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

Ngay sau khi ký hợp đồng PSC với Petrovietnam, tổ hợp các công ty MJC Petroleum Co. Ltd. (72,5% tỷ lệ tham gia hợp đồng và là nhà điều hành), Nestro (12,5% tỷ lệ tham gia hợp đồng) và PVEP (15% tỷ lệ tham gia hợp đồng và được MJC và Nestro gánh hộ chi phí trong thời kỳ tìm kiếm, thăm dò) đã ký Thỏa thuận điều hành chung hợp đồng PSC lô 05-1B.

Thực hiện cam kết công việc quy định trong hợp đồng PSC của giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, năm 1994 nhà thầu MJC đã tiến hành khảo sát 266 km tuyến địa chấn 2D và 661 km^2 địa chấn 3D. Ngay cuối năm 1994 đã tiến hành khoan giếng thăm dò đầu tiên. Giếng 05.1B-TL-1X đạt chiều sâu 4.460 m, trong quá trình khoan có biểu hiện dầu khí, nhưng giếng khoan đã không được thử vỉa do các khó khăn về kỹ thuật, chi phí khoan giếng lên tới trên 29 triệu USD. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 61,76 triệu USD. Năm 1995, nhà thầu khoan tiếp giếng thăm dò thứ 2 là 05.1B-TL-2X đạt độ sâu 4.829 m, đã thử vỉa thành công, kết quả đã phát hiện được dầu và khí trong các tầng cát Miocen giữa, dưới và Oligocen với lưu lượng cộng dồn là 1.115 thùng/ngày hydrocarbon lỏng và 12,3 triệu bộ khối/ngày khí tự nhiên. Do các khó khăn kỹ thuật, giếng 05.1B-TL-2X được hoàn thành chậm so với tiến độ và vượt ngân sách ban đầu (44,16 triệu USD). Tổng chi phí của nhà thầu trong giai đoạn I khoảng 97,28 triệu USD[1].

Theo thỏa thuận giữa Phía đối tác Nga và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, theo đề nghị của Petrovietnam, ngày 2-2-1996, Văn phòng Chính phủ đã thông báo ý kiến của Thủ tướng Chính phủ đồng ý để Nestro chuyển nhượng 2,5% cổ phần

1. Công văn số 3586/DK-HTQT ngày 14-10-1997 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về kết thúc hợp đồng lô 05-1B.

trong hợp đồng Thanh Long cho Petrovietnam[1]. Như vậy, tỷ lệ tham gia hợp đồng được thay đổi là Công ty MJC 72,5%; Nestro 10% và PVEP 17,5%.

Trên cơ sở kết quả tốt thu được từ giếng 05.1B-TL-2X, sau khi kết thúc giai đoạn I (kể cả thời gian được phép gia hạn 6 tháng từ ngày 20-4-1996 đến ngày 19-10-1996) tổ hợp nhà thầu đã quyết định bước vào giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (kéo dài 1 năm, từ ngày 20-10-1996 đến ngày 19-10-1997).

Trong giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, phù hợp với cam kết trong hợp đồng, Nhà thầu MJC đã tiến hành khoan giếng thăm dò 05.1B-TL-1X tại khu vực cao nhất của cấu tạo Thanh Long ở vùng phía Bắc của diện tích hợp đồng. Kết quả khoan đã thấy có dấu hiệu khí ở tầng Oligocen. Giếng khoan đã gặp đối tượng chính carbonat nhưng không có biểu hiện của dầu mà chỉ có biểu hiện nhỏ về khí. Giếng khoan 05.1B-TL-1X dừng ở độ sâu 2.600 m với chi phí thực tế là 17 triệu USD, không thử vỉa. Đối tượng chính của giếng này được khẳng định là carbonat, chỉ chứa nước, mặc dù chất lượng chứa rất tốt[2].

Trước khi hết hạn giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, mặc dù có phát hiện dầu khí ở giếng 05.1B-TL-2X, nhưng do điều kiện địa chất, địa lý và hải văn ở lô hợp đồng quá phức tạp, điều kiện thi công khó khăn, nên tổ hợp nhà thầu đã xin chấm dứt hợp đồng ở giai đoạn II. Tổng chi phí thực hiện trong 2 giai đoạn, kể cả nghĩa vụ đào tạo của tổ hợp nhà thầu khoảng 116,38 triệu USD so với cam kết tối thiểu là 40,7 triệu USD.

Petrovietnam và Bên nhà thầu đã ký văn bản chấm dứt hợp đồng PSC lô 05-1B-Thanh Long và kiến nghị Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho phép kết thúc hợp đồng từ ngày 19-10-1997[3].

4.7. Hợp đồng PSC lô 05-2, Công ty điều hành BP, từ năm 1992

Lô 05-2, là phần diện tích phía Đông Nam của lô 05, nằm ở phía Đông của bể Nam Côn Sơn.

Như đã trình bày ở phần trên, lô 05 đã được Công ty Mobil (trước năm 1975), và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành khảo sát địa chấn mạng lưới thăm dò, tuy nhiên, do tập trung vào các cấu tạo lớn trong lô như Đại Hùng và Thanh Long nên ở khu vực lô 05-2 Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chưa có hoạt động khoan thăm dò.

1. Công văn số 586/DK ngày 2-2-1996 của Văn phòng Chính phủ.
2, 3. Công văn số 3586/DK-HTQT ngày 14-10-1997, *Tlđd*.

Năm 1992, sau khi ký hợp đồng PSC lô 05-2 với Petrovietnam (ngày 9-6-1992), và được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép kinh doanh số 371/GP ngày 10-6-1992, tổ hợp BP Exploration Operating Company Ltd. - Anh (66 và 2/3% và là nhà điều hành) và Statoil - Nauy (33 và 1/3%) đã tiến hành các hoạt động thăm dò dầu khí tại lô 05-2. Phù hợp với cam kết trong giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, năm 1992 nhà thầu BP đã tiến hành thu nổ 5.992 km địa chấn 2D. Năm 1993, thu nổ 350 km^2 địa chấn 3D và khoan 1 giếng thăm dò 05.2-NT-1X, giếng gặp sự cố và dừng ở độ sâu 1.900 m. Sau đó, nhà thầu BP tiến hành khoan tiếp giếng 05.2-NT-1XR đạt chiều sâu 4.311 m, giếng có biểu hiện dầu khí. Năm 1994, BP thu nổ thêm 380 km^2 tuyến địa chấn 3D và khoan 2 giếng thăm dò, cụ thể: giếng 05.2-B-1X đạt chiều sâu 1.315 m, giếng có phát hiện khí ở tầng carbonat; và giếng 05.2-KCT-1X đạt chiều sâu 3.852 m, giếng có biểu hiện dầu. Năm 1995, khoan giếng 05.2-HT-1X. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 71,68 triệu USD (cam kết tối thiểu là 65,51 triệu USD).

Để có thời gian hoàn thành cam kết khoan 4 giếng thăm dò của giai đoạn I, hơn nữa do đã phát hiện khí tại giếng 05.2-HT-1X, nên nhà thầu đã kiến nghị và được phép gia hạn thêm 1 năm, từ ngày 9-6-1995 đến ngày 8-6-1996. Sau đó, theo đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1], nhà thầu lại được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho phép gia hạn lần 2 thêm 6 tháng từ ngày 9-6-1996 đến ngày 8-12-1996[2].

Trong thời gian gia hạn giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu đã khoan thêm giếng 05.2-HT-2X, mặc dù kết quả không như mong đợi nhưng đã tạo cơ sở cho nhà thầu xác định sơ bộ trữ lượng khí của mỏ Hải Thạch là 1,2 TCF. Kết thúc giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, kể cả thời gian 18 tháng của 2 lần gia hạn, nhà thầu đã phát hiện mỏ khí Hải Thạch. Tuy nhiên, nhà thầu chưa thể tuyên bố thương mại do điều kiện địa chất của Hải Thạch khá phức tạp đòi hỏi có thêm giếng khoan thẩm lượng; hơn nữa vào năm 1996, thị trường tiêu thụ khí ở Việt Nam chưa phát triển đủ mạnh. Trước tình hình đó, nhà thầu đã xin phép áp dụng thời kỳ "*nghiên cứu thương mại*" theo Điều 2.4 Phần VI của hợp đồng PSC.

Xét thấy đề nghị của nhà thầu hợp lý, ngày 18-2-1996, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, đã cho phép nhà thầu thực hiện năm đầu tiên của thời kỳ "*nghiên cứu thương mại*"[3]. Do vậy, pha 1 của giai đoạn đầu được kéo dài thêm 1 năm, đến ngày 8-12-1997. Bộ Kế hoạch và Đầu tư lại cho phép nhà thầu tiếp tục được thực hiện thời

1. Công văn số 2335/DK-HTQT ngày 1-6-1996.
2. Công văn số 2915/BKH-QLDA ngày 25-6-1996 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
3. Văn bản số 943/BKH-QL ngày 18-2-1996 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

gian "*nghiên cứu thương mại*"[1] từ ngày 9-12-1997 đến ngày 9-12-1998. Nhà thầu còn được phép gia hạn thời gian nghiên cứu thị trường 2 lần nữa, lần 1 thêm 5 năm từ ngày 9-12-1998 đến ngày 8-12-2003; lần 2 từ ngày 9-12-2003 đến ngày 8-12-2006.

Trong quá trình thực hiện hợp đồng PSC lô 05-2 đã diễn ra một số lần chuyển nhượng quyền lợi tham gia hợp đồng giữa các bên, trong đó có sự tham gia của Petrovietnam. Ngày 25-6-1993, BP Exploration Operating Company Ltd. đã kiến nghị và được phép của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư[2] chuyển toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ của mình trong Hợp đồng lô 05-2 cho Chi nhánh là BP Exploration (Việt Nam) Ltd. Ngày 5-10-2001, Công ty Statoil và BP Exploration Việt Nam đã ký Thỏa thuận, theo đó Statoil chuyển nhượng toàn bộ 33 và 1/3% quyền lợi tham gia trong PSC lô 05-2 cho BP. Chuyển nhượng này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép đầu tư điều chỉnh[3]. Như vậy, từ ngày 5-10-2001, BP giữ 100% quyền lợi tham gia trong PSC lô 05-2. Sau đó, theo thỏa thuận chuyển nhượng ký ngày 10-1-2002 giữa BP và Petrovietnam và đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép đầu tư điều chỉnh[4], BP chuyển nhượng cho Petrovietnam 8% quyền lợi tham gia trong PSC lô 05-2. Như vậy, từ ngày 10-1-2002 quyền lợi tham gia của các bên trong PSC như sau: BP 92%; Petrovietnam 8%.

Ngày 13-12-2001, nhà thầu BP Exploration (Việt Nam) tuyên bố Hải Thạch là một phát hiện thương mại. Ngày 6-3-2002, phù hợp với Mục 1.3 phần XV của PSC lô 05-2, Petrovietnam tuyên bố thực hiện quyền tham gia 17,5% quyền và nghĩa vụ của nhà thầu đối với phát hiện thương mại Hải Thạch. Sau khi Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho phép gia hạn thời kỳ tìm kiếm, thăm dò[5], Petrovietnam và BP đã khẩn trương đàm phán và hoàn tất dự thảo thỏa thuận chuyển nhượng 17,5% quyền lợi tham gia tại mỏ Hải Thạch lô 05-2[6]. Vì cũng là nhà thầu, nên Petrovietnam đã phải giảm đi 1,4% trong số 8% đã sở hữu, trước khi được quyền nhận chuyển nhượng thêm 17,5%. Tỷ lệ tham gia của các bên trong hợp đồng PSC lô 05-2 năm 2004 là: nhà thầu BP có 75,9% (nhà điều hành), Petrovietnam có 24,1%[7].

1. Văn bản số 313/BKH-QLDA ngày 15-1-1998.
2. Giấy phép đầu tư số PSC 371/BSGP ngày 11-8-1993.
3. Giấy phép số 371/GPĐC1 ngày 23-11-2001.
4. Giấy phép số 371/GPĐC2 ngày 6-2-2002.
5. Tại Công văn số 4866/BKH-ĐTNN ngày 4-8-2004 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
6. Công văn số 5725/CV-Ban Luật ngày 3-11-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về chuyển nhượng 17,5% quyền lợi tham gia trong phát hiện thương mại Hải Thạch, PSC lô 05-2.
7. Công văn số 175/CV-HĐQT ngày 9-1-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự ký gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về nhà thầu BP xin gia hạn hợp đồng PSC lô 05-2 và 05-3 đến ngày 8-12-2006.

Sau khi tuyên bố phát hiện thương mại mỏ Hải Thạch, tháng 4-2003 nhà thầu đã lập và trình Báo cáo trữ lượng mỏ Hải Thạch. Ngày 10-7-2003, Hội đồng Xét duyệt trữ lượng dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã họp tại Hà Nội để xét duyệt Báo cáo trữ lượng mỏ Hải Thạch lô 05-2 do BP Việt Nam lập tháng 4-2003. Hội đồng đã kiến nghị Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chấp nhận con số trữ lượng tại chỗ với mức trung bình (50%) cho cấp chứng minh là 874 tỷ bộ khối khí (≈ 24,75 tỷ m^3) và mức có khả năng là 744 tỷ bộ khối khí (≈ 21,07 tỷ m^3) để làm cơ sở cho việc lập Kế hoạch đại cương (Outline plan) trình phê duyệt, làm cơ sở cho việc phát triển mỏ[1].

Ngày 1-9-2003, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã phê duyệt Biên bản số 1/2003 của Hội đồng Xét duyệt trữ lượng dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, họp ngày 10-7-2003 về "Báo cáo trữ lượng mỏ Hải Thạch"[2].

Trữ lượng khí và condensat có khả năng thu hồi mỏ Hải Thạch (theo Biên bản số 1/2003 của Hội đồng Xét duyệt trữ lượng dầu khí Tổng công ty Dầu khí, họp ngày 10-7-2003) được thể hiện trong bảng sau:

Cấp trữ lượng	Trữ lượng khí (tỷ bộ khối/tỷ m^3)			Trữ lượng condensat (triệu thùng/triệu m^3)		
	Nhỏ nhất	Trung bình	Lớn nhất	Nhỏ nhất	Trung bình	Lớn nhất
Đã chứng minh	322/9,1	498/14,1	705/19,9	14,6/2,24	29,1/4,62	48,2/7,7
Có khả năng	265/7,5	431/12,2	638/18,1	11,1/1,7	22,1/3,5	37,3/5,9
Tổng số	587/16,6	930/26,3	1.343/38	25,7/4,1	51,2/8,1	85,5/13,5

Từ năm 2004, sau khi đã tuyên bố thương mại và xác định diện tích giữ lại để phát triển, BP đã cùng với Petrovietnam lập kế hoạch phát triển mỏ Hải Thạch. Tính đến ngày 31-12-2002, BP đã đầu tư 215 triệu USD cho lô này[3].

1. Biên bản số 1/2003 phiên họp Hội đồng Xét duyệt trữ lượng dầu khí Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về Báo cáo trữ lượng mỏ Hải Thạch do Công ty BP Việt Nam lập tháng 4-2003 tại Hà Nội, ngày 10-7-2003.
2. Công văn số 4409/QĐPDTL(TDKT) ngày 1-9-2003 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh.
3. Công văn số 1691/CV-HTQT ngày 13-4-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Văn phòng Chủ tịch nước, Bộ Ngoại giao về Báo cáo hợp tác với Liên bang Nga và Anh trong lĩnh vực dầu khí.

4.8. Hợp đồng PSC lô 05-3

a) Công ty điều hành AEDC, giai đoạn 1992-1998

Lô 05-3, là phần diện tích phía Tây Nam của lô 05, nằm ở phía Đông của bể Nam Côn Sơn.

Trước năm 1990 tại lô 05, trừ các cấu tạo lớn như Đại Hùng và Thanh Long, khu vực lô 05-3 chưa được Công ty Mobil (trước ngày 30-4-1975) hay Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (sau năm 1981) quan tâm tiến hành các hoạt động thăm dò dầu khí.

Ngày 4-6-1992, hợp đồng PSC lô 05-3 thềm lục địa phía Nam Việt Nam đã được ký kết giữa Petrovietnam và bên nhà thầu bao gồm các công ty AEDC (Nhật Bản) 30%, Teikoku (Nhật Bản) 24%, Mobil (Mỹ) 25%, BP (Anh) 14% và Statoil (Nauy) 7%, trong đó Công ty AEDC là nhà điều hành. Hợp đồng đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép đầu tư số 369/GP ngày 5-6-1992.

Từ năm 1992, phù hợp với cam kết của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (4 năm, trong đó giai đoạn I kéo dài 2 năm từ ngày 5-6-1992 đến ngày 4-6-1994), Công ty AEDC đã triển khai hoạt động dầu khí tại lô 05-3. Năm 1992, tiến hành thu nổ 2.505 km địa chấn 2D. Năm 1993, tiến hành khoan 3 giếng thăm dò: giếng 05.3-MT-1X đạt chiều sâu 3.402 m, có phát hiện dầu khí; giếng 05.3-TT-1X, do gặp sự cố nên đã dừng khoan ở độ sâu 1.024 m; khoan lại giếng 05.3-TT-1AX đạt chiều sâu 3.678 m, có biểu hiện khí. Năm 1994, tiến hành thu nổ 937 km^2 địa chấn 3D. Đến hết năm 1994, tổng chi phí là 67,29 triệu USD (cam kết tối thiểu là 29,11 triệu USD).

Ở giai đoạn I, do điều kiện địa chất của lô hợp đồng hết sức phức tạp, điển hình là áp suất và nhiệt độ vỉa cao, nhà thầu đã gặp nhiều sự cố trong quá trình khoan, tiến độ khoan chậm, có giếng phải khoan lại đến 3 lần như giếng 05.3-TT-1X. Do vậy, trong giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu đã được phép gia hạn thêm ba lần, với tổng cộng là 18 tháng[1]. Đến ngày 4-12-1995, giai đoạn I kết thúc, nhà thầu đã hoàn thành các cam kết, có phát hiện khí ở cấu tạo Mộc Tinh (trữ lượng ước tính ban đầu là 0,5 TCF (≈ 14 tỷ m^3 khí).

Ngày 4-12-1995, nhà thầu đã thông báo cho Petrovietnam quyết định bước vào giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò. Do nhà thầu đã được kéo dài

1. Các giấy phép số 365/MP-TD ngày 5-3-1994; số 2099/UB-TD ngày 21-10-1994; và số 1004/UB-TD ngày 12-5-1995.

18 tháng của giai đoạn I nên giai đoạn II chỉ còn 6 tháng, thay vì 24 tháng theo hợp đồng. Nhà thầu đã tích cực thực hiện khoan giếng 05.3-NH-1X vào tháng 12-1995, và đến tháng 2-1996 giếng khoan đã kết thúc mà không có phát hiện dầu khí. Để có đủ thời gian khoan 2 giếng theo cam kết, theo kiến nghị của nhà thầu, Petrovietnam đã chấp thuận và Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép gia hạn lần 1 giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò thêm 1 năm, từ ngày 5-6-1996 đến ngày 4-6-1997[1]. Trong thời gian gia hạn này, nhà thầu đã hoàn thành công tác tổng hợp tài liệu và khoan tiếp giếng 05.3-CTT-1X. Tháng 1-1997, nhà thầu đã kết thúc giếng khoan với kết quả có biểu hiện khí không đáng kể.

Nhà thầu đã hoàn thành các cam kết của giai đoạn I và II trong thời gian 5 năm. Tính đến hết năm 1996, nhà thầu đã chi tổng số khoảng 113,365 triệu USD (chưa tính tiền hoa hồng chữ ký) và đã phát hiện mỏ khí Mộc Tinh với trữ lượng 0,5 TCF (≈ 14 tỷ m^3 khí). Để có thêm thời gian nghiên cứu và chờ cơ hội phát triển và khai thác mỏ khí Mộc Tinh, theo đề nghị của nhà thầu[2] và ý kiến ủng hộ của Petrovietnam[3], Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cấp Giấy phép số 2843/BKH-QLDA cho phép gia hạn lần hai giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò thêm 1 năm, từ ngày 5-6-1997 đến ngày 4-6-1998[4].

Ngày 28-7-1997, Công ty Mobil quyết định rút khỏi hợp đồng và chuyển nhượng 25% quyền lợi tham gia trong hợp đồng cho BP 9% và cho Statoil 16%. Sau khi được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt chuyển nhượng, tỷ lệ tham gia mới trong hợp đồng lô 05-3 như sau: Công ty AEDC 30%, Teikoku 24%, BP 23%, Statoil 23%.

Ngày 30-11-1998, Công ty AEDC đã rút khỏi hợp đồng và chuyển nhượng phần tham gia của mình cho BP và Statoil. Tiếp theo AEDC, các công ty: Teikoku và Statoil lần lượt rút khỏi hợp đồng. Quyền và nghĩa vụ tham gia trong hợp đồng PSC lô 05-3 của các công ty này đã được chuyển nhượng cho Công ty BP và Công ty ConocoPhillips. Từ ngày 23-11-2001, ConocoPhillips đã có 50% quyền và nghĩa vụ tham gia PSC lô 05-3, cùng với BP Exploration Việt Nam 50% nhưng là nhà điều hành.

1. Giấy phép số 1661/BKH-QLDA ngày 18-4-1996.
2. Văn thư ngày 13-3-1997 và ngày 22-4-1997 của Công ty AEDC.
3. Công văn số 1377/DK-HĐQT ngày 7-5-1997 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng.
4. *Tlđd.*

b) Công ty điều hành BP, từ năm 1998

Sau khi tiếp nhận quyền điều hành từ Công ty AEDC, mặc dù chưa tuyên bố phát hiện thương mại mỏ Hải Thạch lô 05-2, nhưng Công ty BP đã chủ trương phát triển mỏ khí Mộc Tinh lô 05-3 cùng với mỏ Hải Thạch. Cũng như đối với mỏ Hải Thạch, để có thời gian chờ thị trường khí Việt Nam phát triển, BP đã kiến nghị và được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho phép gia hạn giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò lần 3 thêm 1 năm đến ngày 4-6-1999; lần 4 thêm 1 năm đến ngày 4-6-2000; lần 5 thêm 6 tháng đến ngày 4-12-2000; lần 6 thêm 1 năm đến ngày 4-12-2001; lần 7 thêm 2 năm đến ngày 4-12-2003[1].

Các nhà thầu PSC lô 05-3 còn được phép kéo dài giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò lô 05-3 thêm 3 năm đến ngày 4-12-2006 để tiếp tục nghiên cứu đưa mỏ khí Mộc Tinh vào phát triển cùng với mỏ khí Hải Thạch lô 05-2[2].

4.9. Hợp đồng PSC các lô 06, 12E và 19

a) Công ty điều hành ONGC, giai đoạn 1988-1992

Các lô 06 và 12E nằm ở phía Đông Nam, lô 19 nằm ở phía Tây của bể Nam Côn Sơn.

Trước năm 1990, ngoài các tuyến khảo sát địa vật lý khu vực đi qua các lô của hợp đồng này, chưa có hoạt động thăm dò khai thác ở lô 06 và lô 19. Tuy nhiên, đã có 2 đợt tiến hành các hoạt động khoan thăm dò dầu khí ở khu vực lô 12 (trước ngày 30-4-1975 được gọi là lô 08TLĐ). Đợt thứ nhất trong các năm 1974 và 1975, do Công ty Pecten Việt Nam thực hiện, sau khi đã ký hợp đồng đặc nhượng. Công ty Pecten đã thu nổ 4.900 km tuyến địa vật lý và khoan 3 giếng khoan là Hồng-1X, Dừa-1X và Dừa-2X, trong đó đã phát hiện dòng dầu công nghiệp tại giếng Dừa-1X. Đợt 2 do Công ty Agip (Italia) thực hiện trong các năm: 1978, 1979 và 1980 trên cơ sở hợp đồng dầu khí. Công ty Agip đã thu nổ trên 4.100 km tuyến địa chấn 2D và khoan giếng 12-A-1X trên cấu tạo A (tương đương với vị trí của cấu tạo Dừa trước đây), giếng 12-B-1X và 12-C-1X. Trừ giếng 12-A-1X cho kết quả khô, các giếng 12-B-1X và 12-C-1X đều có phát hiện khí. Tuy nhiên, khi đó thị trường tiêu thụ khí ở Việt Nam và khu vực Đông Nam Á chưa phát triển nên Công ty Agip đã chấm dứt hợp đồng dầu khí vào năm 1980.

1. Công văn số 175/CV-HĐQT ngày 9-1-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về việc nhà thầu BP xin gia hạn hợp đồng PSC lô 05-2 và 05-3 đến ngày 8-12-2006.
2. Theo Báo cáo của Petrovietnam tại Công văn số 1691/CV-HTQT ngày 13-4-2004.

Ngày 19-5-1988, hợp đồng PSC các lô 06, 12E và 19 sau khi được ký kết, đã được Bộ Kinh tế Đối ngoại[1] cấp Giấy phép đầu tư số 07/GPĐT ngày 19-5-1988[2]. Đây là hợp đồng mà trong quá trình thực hiện có sự thay đổi cả về số lượng lô hợp đồng và nhà điều hành. Công ty ONGC chỉ là nhà điều hành ở giai đoạn đầu, một thời gian sau khi ONGC trả lại lô 19 thì Công ty BP trở thành nhà điều hành. Sau khi kết thúc thời kỳ tìm kiếm, thăm dò và tuyên bố phát hiện thương mại, tổ hợp các nhà thầu do BP là nhà điều hành chỉ xin giữ lại diện tích có phát hiện thương mại của lô 06, gọi là lô 06-1; trả lại toàn bộ lô 12E và phần còn lại của lô 06.

Trong giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, sau khi tiến hành thu nổ 6.145 km tuyến địa chấn 2D, trong các năm 1990-1991 Công ty ONGC đã khoan 2 giếng tìm kiếm, thăm dò. Giếng 06-A-1X, khoan từ tháng 10-1990 đến tháng 3-1991, đạt độ sâu 4.215 m; trong khi khoan có biểu hiện khí, nhưng thử không đạt kết quả. Giếng 06-D-1X, khoan trong tháng 3-1991, do gặp sự cố khí phun nên giếng phải hủy ở độ sâu 1.138 m[3]. Đến ngày 30-9-1991 ONGC đã chi hết 17,26 triệu USD.

Bước vào giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, ngày 19-5-1992 nhà thầu ONGC đã quyết định trả lô 19, còn giữ lại 2 lô 06 và 12E. Thấy rõ điều kiện thi công ở lô 06 và 12E sẽ rất khó khăn và đòi hỏi vốn lớn nên Công ty ONGC đã đề nghị được chuyển nhượng 45% quyền lợi và nghĩa vụ cho Công ty BP và Công ty Statoil. Sau một thời gian đàm phán, ngày 28-8-1992 Petrovietnam, BP và Statoil đã ký thỏa thuận theo đó BP và Statoil tham gia PSC với tỷ lệ cổ phần tương ứng là ONGC 55%; BP 30%; Statoil 15%. Petrovietnam tham gia 5% trong số 45% của BP/Statoil, 90 ngày sau khi có tuyên bố thương mại. Theo cam kết giữa các bên thì BP sẽ là Nhà điều hành từ ngày 1-10-1992 và BP/Statoil phải chi 57 triệu USD, sau đó các chi phí vượt quá sẽ được các bên ONGC, BP và Statoil đóng góp theo tỷ lệ tham gia[4]. Việc chuyển nhượng 45% quyền lợi và nghĩa vụ trong hợp đồng của ONGC đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp Giấy phép bổ sung ngày 9-10-1992.

---

1. Bộ Kinh tế Đối ngoại ra đời theo Nghị quyết số 66-NQ/HĐNN ngày 21-3-1988 trên cơ sở sáp nhập Bộ Ngoại thương, Ủy ban Kinh tế Đối ngoại và một số cơ quan đối ngoại khác.
2. Công văn số 1480/KTKH ngày 22-10-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trương Thiên gửi Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về Báo cáo tình hình thực hiện các hợp đồng dầu khí đến hết năm 1991.
3. *Tlđd.*
4. Công văn số 1764/DK-HTQT ngày 10-8-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh và Bộ trưởng, Chủ nhiệm Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư Đậu Ngọc Xuân báo cáo quan hệ giữa BP và ONGC.

b) Công ty điều hành BP (các lô 06 và 12E), giai đoạn 1992-1994

Từ ngày 1-10-1992, thực hiện vai trò của nhà điều hành, Công ty BP đã tiến hành khảo sát hai đợt địa chấn 2D trong thời gian 1993-1994 tổng cộng là 6.369,675 km (đợt 1 là 992,45 km, đợt 2 là 5.377,225 km) và một đợt địa chấn 3D (tháng 5-1993) trên cấu tạo Lan Tây với khối lượng 424 km^2. Năm 1993, BP đã khoan 4 giếng thăm dò, trong đó: giếng 06-LT-1X khoan từ ngày 4-2-1993 đến ngày 25-2-1993 khi đang ở độ sâu 1.613 m, thì xảy ra sự cố khí phun phải sơ tán người và di chuyển giàn khoan khỏi vị trí[1]; giếng 06-LD-1X (bắt đầu khoan từ ngày 10-4-1993), giếng đạt chiều sâu 3.412 m, có phát hiện khí; giếng 06-HDN-1X chiều sâu 3.100 m và giếng 06-HDB-1X chiều sâu 4.006 m không có phát hiện dầu khí; và giếng 06-LT-Obs1 chiều sâu 2.148 m. Năm 1994, BP tiến hành thu nổ 383,5 km^2 địa chấn 3D và khoan 3 giếng. Giếng 06-LT-1XR chiều sâu 3.237 m, giếng 06-LT-Obs2 chiều sâu 1.563 m, giếng 06-LT-2X chiều sâu 1.790 m. Tổng chi phí đến hết năm 1994 là 153,63 triệu USD.

Năm 1993, xảy ra vụ tranh chấp nhỏ giữa ONGC và BP, liên quan đến thực hiện nghĩa vụ đóng góp tài chính cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò. Vấn đề là khi ký thỏa thuận chuyển 45% tỷ lệ tham gia Hợp đồng cho BP/Statoil và chuyển quyền điều hành cho BP thì các Bên đã cam kết BP/Statoil phải chi 57 triệu USD, sau đó các chi phí vượt quá sẽ được các Bên ONGC, BP và Statoil đóng góp theo tỷ lệ tham gia. Khi BP báo cáo đã chi hết 57 triệu USD, và theo yêu cầu công việc đã thỏa thuận thì ONGC phải đóng 5,36 triệu USD; nhưng đến hạn mà ONGC chỉ nộp 1 triệu USD. Do các bên nhà thầu không tự giải quyết được nên đã phải nhờ đến Petrovietnam.

Giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò đã được phép kéo dài thêm 6 tháng, đến ngày 19-11-1994.

c) Công ty điều hành BP (lô 06-1), từ cuối năm 1994

Cuối năm 1994, kết thúc thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu đã tuyên bố phát hiện thương mại cụm mỏ Lan Tây/Lan Đỏ và xin giữ lại diện tích liên quan đến khu vực phát triển cụm mỏ mang tên mới là lô 06-1. Nhà thầu đã trao trả toàn bộ diện tích lô 12E và phần diện tích còn lại của lô 06. Trên cơ sở kết quả khoan thẩm lượng, nhà thầu BP đã lập và trình Petrovietnam "Báo cáo đánh giá trữ lượng mỏ Lan Tây/Lan Đỏ". Ngày 4-10-1995 Hội đồng Xét duyệt trữ lượng dầu khí của Tổng

1. Công văn số 856/DK-HTQT ngày 27-4-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Tổng Bí thư Đỗ Mười báo cáo về hợp đồng dầu khí với Ấn Độ (lô 19, 06 và 12E ký ngày 19-5-1988).

công ty Dầu khí Việt Nam đã phê duyệt trữ lượng khí của cụm mỏ Lan Tây/Lan Đỏ là 2,1 TCF. Nhà thầu đã thuê Công ty JP Kenny lập thiết kế sơ bộ cho Báo cáo khả thi xây dựng đường ống dẫn khí và thuê Công ty RJ Brown tiến hành lập Báo cáo nghiên cứu khả thi và Thiết kế phát triển cụm mỏ khí Lan Tây/Lan Đỏ. Nhà thầu đã đề xuất các điều khoản về khí của hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1 (do trong hợp đồng PSC ký ngày 19-5-1988 chỉ có các điều khoản về khai thác dầu) trình Petrovietnam xem xét chuẩn bị cho việc đàm phán cũng như chuẩn bị các điều khoản cơ bản về Thỏa thuận vận chuyển khí (HOA), v.v..

Để chuẩn bị công tác đàm phán với nhà thầu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 132/DK-HTQT-K ngày 11-1-1996, báo cáo xin ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về phương thức đấu thầu, thời hạn hợp đồng, chức năng hoạt động của đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn, v.v.. Trước nhiều vấn đề mới được đặt ra về khai thác và cung cấp khí cho thị trường Việt Nam chưa được quy định trong hợp đồng PSC ký ngày 19-5-1988, để sớm có chỉ đạo nhằm triển khai nhanh Dự án khai thác khí lô 06-1, ngày 20-3-1996 Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt đã chủ trì cuộc họp với các bộ, ngành có liên quan. Kết luận của Thủ tướng Chính phủ tại cuộc họp đã được Văn phòng Chính phủ ra Thông báo số 34/TB ngày 4-4-1996, gửi tới Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các bộ, ngành có liên quan để triển khai thực hiện.

Thông báo số 34/TB ngày 4-4-1996 của Văn phòng Chính phủ (Lược trích)

(1) Về dự án khai thác các mỏ khí thuộc lô 06-1: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cần khẩn trương hoàn thành đàm phán với các đối tác nước ngoài về hợp đồng phân chia sản phẩm khí lô 06-1, kế hoạch phát triển và khai thác các mỏ khí thuộc lô này, bảo đảm tiến độ cung cấp khí cho các dự án khí ở hạ nguồn theo đúng tiến độ đã được Thủ tướng Chính phủ xác định.

(2) Về dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn: Đồng ý với đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Công văn số 132/DK-HTQT-K ngày 11-1-1996, về phương thức đấu thầu, thời hạn hợp đồng, chức năng hoạt động của đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn và phương án xử lý việc Công ty BHP đã rút khỏi dự án. Chính phủ sẽ xem xét các chính sách hỗ trợ và bảo lãnh sau khi các Bên trình Báo cáo nghiên cứu khả thi và các hợp đồng liên quan đến dự án này.

(3) Về dự án liên hợp điện - đạm: Đồng ý đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được tham gia dự án nhà máy đạm. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cùng với các đối tác trong Tổ hợp điện - đạm nghiên cứu việc sử dụng khí đồng hành mỏ Bạch Hổ cho sản xuất đạm trong Báo cáo nghiên cứu khả thi, trình Thủ tướng Chính phủ quyết định. Tổ quy hoạch khí tổ chức xem xét pha 1 Báo cáo khả thi dự án liên hợp điện - đạm do các đối tác lập. Nếu thấy đạt yêu cầu như đề cương đã duyệt thì báo cáo Thủ tướng Chính phủ thông qua để sớm chuyển sang pha 2, bảo đảm tiến độ chung của dự án.

(4) Về phương thức mua, bán khí: Trước mắt đồng ý để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam làm đại diện bán khí cho Tổ hợp lô 06-1 (gồm Petrovietnam, BP, Statoil, ONGC). Tổng công ty Dầu khí Việt Nam bàn với các đối tác nước ngoài, triển khai sớm việc thương thảo hợp đồng mua, bán khí với các hộ tiêu thụ (điện, đạm). Về lâu dài, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phải có kế hoạch đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ, phấn đấu vươn lên để trong vòng 4-5 năm tới tự đảm đương chức năng làm đầu mối mua, bán khí (mua khí của các nhà thầu và bán cho các hộ tiêu thụ).

(5) Về giá khí thiên nhiên: Về nguyên tắc ta không áp đặt, nhưng cũng không bỏ quyền can thiệp của nước chủ nhà. Khi xác định giá khí cần tham khảo kinh nghiệm của các nước trong khu vực và trên thế giới, kết hợp giữa lợi ích riêng của mỗi ngành và lợi ích chung của toàn bộ nền kinh tế do việc sử dụng khí thiên nhiên mang lại, bảo đảm phát triển nhanh và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên khí.

(6) Về phương châm tiết kiệm: Các dự án khí có vốn đầu tư lớn, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các ngành có liên quan phối hợp chặt chẽ, tính toán lựa chọn phương án tối ưu để thực hiện và phải hết sức tiết kiệm để hạ giá thành và nâng cao hiệu quả đầu tư của dự án.

(7) Tổ chức thực hiện: Bộ Kế hoạch và Đầu tư phối hợp với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trên cơ sở tiếp thu các ý kiến trên đây hoàn chỉnh văn bản để Chính phủ báo cáo Bộ Chính trị, Ban Chấp hành Trung ương Đảng trong thời gian sớm nhất.

Tiếp theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, theo đề nghị của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1], Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương đã chủ trì cuộc họp ngày 29-4-1996 để trao đổi và kết luận đối với các nội dung cụ thể về điều khoản khí của hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1[2].

Trên cơ sở ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, với sự phối hợp của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, đã xúc tiến việc đàm phán với tổ hợp BP/Statoil/ONGC về các điều khoản về khí lô 06-1; và đã đi đến một dự thảo của "Thỏa thuận tạm thời"[3]. Ngày 12-6-1996, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo với Hội đồng Thẩm định Nhà nước về các nội dung của "Thỏa thuận tạm thời"[4].

1. Công văn số 1445/DK-HTQT ngày 9-4-1996 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về các điều khoản về khí lô 06-1.
2. Công văn số 2729/DK ngày 7-6-1996 của Văn phòng Chính phủ.
3. Công văn số 2222/DK-HTQT ngày 25-5-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về việc một số Thỏa thuận tạm thời với tổ hợp BP/Statoil/ONGC lô 06-1.
4. Công văn số 2505/DK-HTQT ngày 12-6-1996 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Bộ trưởng, Chủ tịch Hội đồng Thẩm định Nhà nước về "Thỏa thuận tạm thời" một số điểm lô 06-1…

Nội dung của Thỏa thuận tạm thời (Lược trích *Công văn số 2505/DK-HTQT*)

(1) Chia khí lãi: Khí lãi được chia dựa trên giá khí đầu giếng đã hiệu chỉnh. Giá khí đầu giếng trong một năm được tính bằng giá bán khí (theo Thỏa thuận Bán - Mua với người mua khí) bình quân gia quyền trong năm đó tại điểm bán ở Phú Mỹ trừ đi chi phí vận chuyển (tới người mua khí) bình quân gia quyền trong cùng năm đó. Giá khí đầu giếng đã hiệu chỉnh là giá khí đầu giếng được quy đổi về thời điểm ngày 1-1-1996 theo chỉ số giá tiêu thụ của Mỹ (US CPI). Tỷ lệ chia khí lãi như trên đảm bảo phần chia tối thiểu cho Petrovietnam là 50% trong mọi trường hợp và tỷ lệ chia này tốt hơn cho Phía Việt Nam so với phương án đưa ra trong Báo cáo gửi Thủ tướng số 1078/DK-HTQT, ngày 19-3-1996.

(2) Thu hồi chi phí: Nhà thầu chấp nhận tỷ lệ thu hồi chi phí tới 50% sản lượng thực, kể cả trong giai đoạn phát triển quá độ trước khi đạt được mức sản lượng ổn định (tốt hơn so với phương án đưa ra trong Báo cáo gửi Thủ tướng số 1078/DK-HTQT, ngày 19-3-1996).

(3) Thời hạn hợp đồng: 30 năm kể từ ngày hiệu lực + 5 năm kéo dài. Nếu sau thời hạn đó vẫn còn khả năng sản xuất thương mại thì hai Bên có thể đề nghị các cấp có thẩm quyền cho phép kéo dài thêm.

(4) Phần tham gia của Petrovietnam: Các Bên sẽ cố gắng đạt được phần tham gia của Petrovietnam là 15% trước khi bắt đầu phát triển mỏ, cao hơn so với phương án đưa ra trong Báo cáo gửi Thủ tướng ngày 19-3-1996 (ít nhất 10%). Ngoài ra, vấn đề thuế không được đưa ra trong Thỏa thuận do tính lịch sử của hợp đồng PSC này, nhà thầu được miễn các loại thuế".

Các nội dung của *"Thỏa thuận tạm thời"* đã được Hội đồng Thẩm định Nhà nước và các bộ, ngành có liên quan xem xét. Tuy nhiên, Hội đồng Thẩm định Nhà nước và các bộ, ngành cũng nhận thấy, các vấn đề liên quan đến điều khoản về khai thác khí là quá mới, đặc biệt là về giá khí và hợp đồng bao tiêu khí. Mặt khác, việc triển khai các dự án điện - đạm ở khu công nghiệp Phú Mỹ, dự kiến sẽ là các hộ tiêu thụ chính khí từ lô 06-1, còn gặp nhiều khó khăn liên quan đến thỏa thuận đầu tư, tiền vốn, đặc biệt là trong khung cảnh khủng hoảng tài chính khu vực Đông Nam Á giai đoạn 1996-1998. Vì thế, việc đàm phán hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1 cũng gặp nhiều khó khăn.

Trong hoàn cảnh đó, sau khi nghiên cứu Báo cáo trong Công văn số 1730/DK-HTQT, ngày 15-5-1998 của Tổng công ty Dầu khí, Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã có ý kiến chỉ đạo: "Hợp đồng lô 06-1 là hợp đồng thăm dò khai thác khí đầu tiên được ký với nước ngoài sau khi Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam được ban hành. Do vậy, việc chưa hình dung hết sự phức tạp của quá trình triển khai, mà đặc biệt là lại liên quan đến mỏ khí, là điều không tránh khỏi và

từ đó việc phải cân nhắc để có điều chỉnh một số nội dung mang tính kỹ thuật cũng là điều cần thiết. Tại Công văn số 49/CP-DK-m, ngày 11-5-1998 của Văn phòng Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ đã chỉ thị cho Ban Chỉ đạo Nhà nước về Chương trình khí - điện - đạm và các cơ quan có liên quan triển khai một số công việc cấp bách để thúc đẩy việc đàm phán với nhà thầu lô 06-1 về vấn đề giá khí. Tình hình triển khai thực tế của hợp đồng PSC lô 06-1 có nhiều diễn biến phức tạp, đặc biệt là vấn đề giá khí - một vấn đề hết sức nhạy cảm, mới mẻ, ta chưa có nhiều kinh nghiệm. Mỏ khí Lan Tây - Lan Đỏ là mỏ khí thiên nhiên không đồng hành đầu tiên có giá trị thương mại được phát hiện ở nước ta, nếu kết thúc hợp đồng khí chưa phát triển mỏ mà thiếu lý do thuyết phục, có thể ảnh hưởng đến các hợp đồng dầu khí khác và môi trường đầu tư nước ngoài nói chung. Nhà thầu đã trình Kế hoạch phát triển mỏ Lan Tây - Lan Đỏ và mới được Hội đồng Thẩm định và đánh giá kế hoạch phát triển mỏ Lan Tây - Lan Đỏ (thành lập theo Quyết định số 287/QĐ-TTg ngày 10-4-1998 của Thủ tướng Chính phủ) tổ chức xem xét, đánh giá vào ngày 14-5-1998 với kết luận là chưa thể thông qua được vì nhiều vấn đề nhà thầu cần tiếp tục làm rõ. Cách hiểu của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và cách hiểu của nhà thầu về hiệu lực của hợp đồng PSC còn có sự khác biệt lớn. Với các căn cứ như trên, Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho rằng chưa nên tuyên bố chấm dứt hiệu lực của hợp đồng PSC. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiếp tục đàm phán với nhà thầu trong một thời gian nữa về vấn đề giá khí như chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ. Nếu đàm phán không tiến triển, Tổng công ty báo cáo Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định"[1].

Để giải quyết các khó khăn liên quan đến việc đàm phán hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1, đồng thời thúc đẩy tiến độ chung của Dự án khí Nam Côn Sơn, ngày 30-7-1998 Thủ tướng Chính phủ đã chủ trì cuộc họp tại Văn phòng Chính phủ về giá khí Nam Côn Sơn. Tiến độ đàm phán hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1 được cải thiện một cách đáng kể sau khi Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý tách một số nội dung mà nhà thầu đề xuất cho hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1 thành nhiều văn bản riêng rẽ khác như: Cam kết bảo lãnh của Chính phủ đối với Dự án; Hợp đồng hợp tác kinh doanh đầu tư xây dựng và vận hành đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn; Thỏa thuận vận chuyển khí, Hợp đồng mua bán khí, v.v.. Trên tinh thần bảo đảm quyền lợi của các Bên, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ ngày 11-10-2000, Lễ ký hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1 giữa Petrovietnam và tổ hợp công ty ONGC Videsh Ltd. và BP Exploration Operating Company Ltd. và Den Norske Stats Oljeselskap A.S. đã được tiến hành.

1. Công văn số 3333-B/BKH ngày 18-5-1998 của Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Trần Xuân Giá.

Lễ ký hợp đồng bổ sung PSC lô 06-1 giữa Petrovietnam - BP/Statoil - ONGC Videsh (ngày 11-10-2000)

Giàn khai thác mỏ Lan Tây, lô 06-1, thềm lục địa Việt Nam

Sau đó, tại Nhà khách Chính phủ, phố Lê Thạch, Hà Nội, ngày 15-12-2000 hai văn bản thỏa thuận quan trọng khác đã được các Bên liên quan ký kết như: Hợp đồng mua bán khí Nam Côn Sơn giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và nhà thầu PSC lô 06-1; và Thỏa thuận bảo lãnh và cam kết của Chính phủ Việt Nam về Dự án khí Nam Côn Sơn giữa Bộ Kế hoạch và Đầu tư, được ủy quyền của Thủ tướng Chính phủ, với nhà thầu PSC lô 06-1 và Bên đầu tư xây dựng đường ống khí Nam Côn Sơn. Ngày 12-2-2001, hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC) đầu tư xây dựng và vận hành đường ống khí Nam Côn Sơn đã được ký kết bởi các Bên liên quan là Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (51%), BP Nam Côn Sơn Pipelines (32,667%) và Statoil (16,333%). Ngày 26-2-2001, Thỏa thuận vận chuyển, xử lý khí, condensat lô 06-1 đã được ký kết giữa chủ khí là ONGC (Ấn Độ), BP Exploration Operating (Anh), Statoil (Nauy), PVEP (Việt Nam) và Petrovietnam với Bên chủ đường ống khí Nam Côn Sơn là Petrovietnam, BP Nam Côn Sơn Pipelines và Statoil.

Sau hai năm, cùng lúc triển khai các dự án liên quan đến sử dụng nguồn khí lô 06-1, việc xây dựng đường ống khí Nam Côn Sơn (dài 399 km) đã hoàn thành vào ngày 26-11-2002; đồng thời, phía điện lực cũng vừa hoàn thiện xây lắp và đưa vào vận hành các nhà máy điện chạy khí ở khu công nghiệp Phú Mỹ; các nhà thầu PSC lô 06-1 đã hoàn thành xây dựng và vận hành thử các công trình xây dựng ngoài mỏ như khoan và hoàn thiện 6 giếng khai thác, xây lắp giàn khai thác, kết nối và lắp đặt các công trình phụ trợ khác, v.v.. Ngày 21-1-2003, dòng khí đầu tiên khai thác từ mỏ khí Lan Tây lô 06-1 đã được đưa về Trạm phân phối khí (GDC) Phú Mỹ. "Mỏ khí Lan Tây là mỏ khai thác khí lớn nhất Việt Nam với sản lượng khoảng 10 triệu m^3/ngày, lượng condensat từ khí của mỏ đạt khoảng 200 tấn/ngày. Năm 2004 sản lượng khí của mỏ đạt khoảng 2,3 tỷ m^3 và condensat đạt 0,08 triệu tấn. Để đưa mỏ khí Lan Tây vào sản xuất, Petrovietnam và BP đã cùng các đối tác khác đầu tư cho lô này tính đến ngày 31-12-2002 là 531,3 triệu USD. Mỏ Lan Tây chứa khí ở tầng Miocen, trữ lượng tại chỗ được đánh giá là 2.368 tỷ bộ khối (khoảng 67 tỷ m^3), còn trữ lượng thu hồi là 1.779 tỷ bộ khối (khoảng 50,34 tỷ m^3)"[1].

Đến tháng 11-2009, 778 tỷ bộ khối (khoảng 22 tỷ m^3) đã được khai thác từ mỏ này.

4.10. Hợp đồng PSC các lô 07 và 08/97, Công ty điều hành Vamex, từ năm 1999

Các lô 07 và 08/97 nằm ở phía Đông Nam bể Nam Côn Sơn về phía đới nâng Natuna. Lô 08/97 nằm ngay tại khu vực giáp ranh giữa Việt Nam và Inđônêxia.

1. Báo cáo số 5108/CV-TDKT ngày 1-10-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh gửi Thủ tướng Chính phủ.

Diện tích lô 08/97 sau đó đã được điều chỉnh lại theo Thỏa thuận về ranh giới biển giữa hai nước Việt Nam và Inđônêxia được ký kết ngày 26-6-2003.

Trước năm 1990, trong phạm vi lô 07 đã có các hoạt động thu nổ địa chấn và khoan thăm dò (4 giếng là AD-1X khoan năm 1971, AM-1X khoan năm 1974, AW-1X và ARCA-1X khoan năm 1978) của các công ty dầu quốc tế với sự cho phép từ phía Inđônêxia. Tuy nhiên, kết quả khoan thăm dò đều không có phát hiện dầu khí[1].

Ngày 17-7-1992, Petrovietnam đã ký Thỏa thuận triển khai Đề án hợp tác nghiên cứu địa chất khu vực chồng lấn với Inđônêxia thềm lục địa Đông Nam Việt Nam (khu vực các lô 07 và 08) giữa Petrovietnam và Công ty Red River Oil (Thụy Sĩ) sau khi có quyết định phê duyệt của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng[2].

Ngày 26-7-1999, sau khi đường biên giới biển giữa Việt Nam và Inđônêxia đã được Chính phủ hai nước thỏa thuận, Lễ ký hợp đồng PSC các lô 07 và 08/97 đã được tiến hành giữa Petrovietnam và Vietnam American Exploration Company, Inc… (là tên mới của Công ty Red River Oil, viết tắt là *Vamex*). Theo quy định của hợp đồng PSC, Công ty Vamex tham gia 100% quyền lợi, Petrovietnam được quyền tham gia 15% khi có tuyên bố phát hiện thương mại.

> Sau khi kết thúc tình trạng bất khả kháng (vào ngày 15-11-2006) và thời kỳ địa chấn lựa chọn (vào ngày 1-12-2007), nhà thầu tuyên bố bước vào giai đoạn thăm dò ban đầu (Initial Exploration Period) của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (từ ngày 1-12-2007 đến ngày 1-12-2010). Trong giai đoạn này (đến năm 2010), nhà thầu đã thực hiện: thu nổ, xử lý, minh giải 1.537 km địa chấn 2D; khoan giếng thăm dò đầu tiên 07/03-CRĐ-1X (trên cấu tạo Cá Rồng Đỏ), kết quả thử vỉa cho dòng dầu khoảng 3.250 thùng/ngày; khoan giếng thăm dò thứ hai 07/03-CRV-1X, giếng không có phát hiện dầu khí.
>
> Chi phí thực tế đến hết năm 2008 là 8,313 triệu USD. Trong năm 2009, ngân sách đã được phê duyệt là 61,173 triệu USD.

Được Chính phủ Việt Nam cho phép, đến cuối năm 2006 Công ty Vamex đã chuyển nhượng hai lần: lần 1, 30% quyền và nghĩa vụ hợp đồng cho Công ty Premier Oil (Anh), ngày 18-5-2004; lần 2, 15% hợp đồng cho Premier Oil, tháng 11-2006, theo đó Premier Oil trở thành nhà điều hành.

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Chủ biên Nguyễn Hiệp): *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*, Nxb. Khoa học và kỹ thuật, Hà Nội, 2007, tr.320.
2. Thông báo số 96/DK-Tym ngày 16-6-1992 của Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Lê Xuân Trinh.

Nhà thầu Vamex tiếp tục được phép chuyển nhượng lần 3, 15% hợp đồng cho Công ty Pearl Oil vào ngày 14-3-2008. Tỷ lệ tham gia hợp đồng PSC lô 07/03 (năm 2010) của các Bên là: Premier Oil: 45% (là nhà điều hành); Vamex: 40%; và Pear Oil: 15%.

4.11. Hợp đồng PSC lô 10, Công ty điều hành Shell, giai đoạn 1992-1995

Lô 10 nằm ở phía Tây Bắc của bể Nam Côn Sơn về phía đới nâng Côn Sơn. Trước năm 1990, ngoài một số tuyến khảo sát địa vật lý khu vực, hầu như chưa có hoạt động thăm dò được tiến hành trong phạm vi lô 10.

Sau khi hợp đồng PSC lô 10 được ký ngày 27-4-1992 và có hiệu lực[1], Công ty Shell Vietnam Exploration B.V. (sau đây viết tắt là Shell) đã triển khai hoạt động thăm dò dầu khí trong phạm vi lô 10, phù hợp với cam kết của giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (từ ngày 28-4-1992 đến ngày 27-4-1995). Năm 1992, tiến hành khảo sát 2.810 km địa chấn 2D và 950 km^2 địa chấn 3D. Năm 1993, khoan 1 giếng thăm dò 10-DP-1X, đạt chiều sâu 2.492 m, không có phát hiện dầu khí. Năm 1994, khoan tiếp 3 giếng là: giếng 10-TM-1X đạt chiều sâu 4.565 m, giếng khô; giếng 10-BM-1X đạt chiều sâu 1.951 m, trong khi khoan giếng có dấu hiệu dầu; và giếng 10-PM-1X đạt chiều sâu 3.503 m, trong khi khoan giếng có dấu hiệu dầu. Năm 1995, khoan thêm 1 giếng 10-GO-1X, không cho kết quả tốt. Tổng chi phí đến hết năm 1994 là: 69,38 triệu USD (cam kết tối thiểu là 49,63 triệu USD)[2].

Ngày 18-2-1993, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về việc Shell xin được chuyển nhượng 20% quyền lợi và nghĩa vụ trong hợp đồng lô 10 cho Shoshiki Overseas Oil Development Company Ltd. (Sodec). Ngày 22-2-1993, Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư đã cho phép Shell chuyển nhượng 20% hợp đồng lô 10 cho Công ty Sodec[3]. Sau đó, ngày 17-9-1993 Sodec đã đề nghị Petrovietnam chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi tham gia của mình trong hợp đồng PSC lô 10 cho Chi nhánh của mình ở Việt Nam là Công ty Sodec Mekong.

Ngày 4-2 và ngày 9-2-1993, hai công ty Shell và Total đã có thư gửi Petrovietnam xin được chuyển nhượng (ngoài phần tham gia của Petrovietnam ở từng hợp đồng) cho nhau 20% quyền lợi và nghĩa vụ của nhà thầu trong hợp đồng lô 10

1. Theo Giấy phép đầu tư số 357/GP ngày 28-4-1992 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
2. Báo cáo số 757/DK-TDKT ngày 3-4-1995 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Giấy phép số 357/BSGP ngày 22-2-1993 của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

và lô 11-1. Theo đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1], kiến nghị chuyển nhượng của các công ty Shell và Total đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư phê chuẩn. Như vậy, kết quả sau chuyển nhượng là: Shell 51%, Sodec 17%, Total 17% và Petrovietnam 15%.

Do kết quả khoan thăm dò không có phát hiện dầu khí, nên sau khi kết thúc giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu đã xin chấm dứt hợp đồng PSC lô 10.

4.12. Hợp đồng PSC lô 11-1, Công ty điều hành Total, giai đoạn 1992-1995

Lô 11-1 là phần diện tích phía Bắc của lô 11 (trước ngày 30-4-1975 được gọi là lô 05-TLĐ). Lô 11-1 giáp với lô 10 ở phía Bắc và với lô 05-1A/Đại Hùng về phía Đông.

Trước năm 1990, trong phạm vi lô 11, đã có các hoạt động khảo sát địa vật lý của Công ty Esso vào năm 1974 (trên 6.500 km tuyến địa vật lý). Kết quả khảo sát, Công ty Esso đã xác định một loạt các cấu tạo có triển vọng dầu khí, tuy nhiên, đã không kịp tiến hành hoạt động khoan thăm dò trước ngày 30-4-1975.

Năm 1991, lô 11, sau khi được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại, đã được chia thành 2 lô là 11-1 và 11-2.

Năm 1992, sau khi hợp đồng PSC lô 11-1 ký ngày 9-7-1972 với Petrovietnam có hiệu lực[2], Công ty Total Oil and Gas International B.V. (Cộng hòa Pháp) đã triển khai các hoạt động dầu khí trong phạm vi lô 11-1, phù hợp với cam kết của giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (từ ngày 10-7-1992 đến ngày 9-7-1995). Năm 1992, nhà thầu đã khảo sát 5.327 km địa chấn 2D. Năm 1994, khoan 2 giếng thăm dò: giếng 11-1-CPD-1X, đạt chiều sâu 4.275 m, trong khi khoan có dấu hiệu dầu; và giếng 11-1-CC-1X, đạt chiều sâu 4.275 m, kết quả giếng khô. Năm 1995: tiến hành khoan giếng thứ ba là giếng 11-1-CC-2X, khi khoan giếng có dấu hiệu dầu nhưng thử vỉa không cho kết quả tốt. Tổng chi phí đến hết năm 1994 là: 51,96 triệu USD (cam kết tối thiểu là 43,50 triệu USD).

Theo đề nghị của Công ty Total và với sự ủng hộ của Petrovietnam, Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư đã cho phép Total được chuyển nhượng 22% cho Công ty Marubeni và Công ty Norsk Hydro Vietnam A.S., mỗi công ty 11% cổ phần tại hợp đồng PSC lô 11-1[3].

1. Các công văn số 385/KTĐN ngày 1-3-1993; số 527/KTĐN ngày 20-3-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Theo Giấy phép số 384/GP ngày 10-7-1992 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
3. Giấy phép bổ sung số 384/BSGP ngày 30-1-1993.

Như đã đề cập ở phần viết về hợp đồng PSC lô 10, ngày 4-2 và ngày 9-2-1993, hai công ty Shell và Total đã có thư gửi Petrovietnam xin được chuyển nhượng (ngoài phần tham gia của Petrovietnam ở từng hợp đồng) cho nhau 20% quyền lợi và nghĩa vụ của nhà thầu trong hợp đồng lô 10 và lô 11-1, và đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư chấp thuận. Như vậy, sau chuyển nhượng, tỷ lệ cổ phần trong hợp đồng lô này là Total 58%, Marubeni Co. 11%, Norsk Hydro Vietnam A.S. 11%, Shell 20%. Riêng Công ty Marubeni, sau đó đã đề nghị và được phép chuyển nhượng toàn bộ 11% cổ phần của mình tại hợp đồng PSC lô 11-1 cho Chi nhánh của mình là South Conson Oil Co. Ltd..

Do kết quả khoan thăm dò không có phát hiện dầu khí, nên sau khi kết thúc giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, tổ hợp nhà thầu Total đã xin chấm dứt hợp đồng PSC lô 11-1.

4.13. Hợp đồng PSC lô 11-2, Công ty điều hành KNOC, từ năm 1992

Lô 11-2 là phần diện tích phía Nam của lô 11, nằm ở phía Tây của bể Nam Côn Sơn. Trước năm 1990, trong phạm vi lô 11, đã có các hoạt động khảo sát địa vật lý của Công ty Esso vào năm 1974, như đã nêu ở trên khi nói về lô 11-1.

Từ năm 1981, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được giao tiến hành các hoạt động dầu khí đối với các khu vực có triển vọng dầu khí cao ở bể Nam Côn Sơn, trong đó có lô 11. Tuy nhiên, Xí nghiệp vẫn chưa kịp triển khai các hoạt động dầu khí ở khu vực lô 11. Đến năm 1991, sau khi Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trả lại, lô 11 đã được chia thành 2 lô là 11-1 và 11-2.

Ngày 19-5-1992, hợp đồng PSC lô 11-2 được ký kết giữa Petrovietnam và Công ty Dầu quốc gia Hàn Quốc - Pedco (sau đổi thành Công ty KNOC). Phù hợp với cam kết của giai đoạn I (từ ngày 20-5-1992 đến ngày 19-5-1995) thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, sau khi hợp đồng PSC có hiệu lực[1], Công ty Pedco đã tiến hành các hoạt động dầu khí trong phạm vi lô 11-2. Năm 1992, khảo sát 5.455 km tuyến địa chấn 2D. Năm 1993, khoan 1 giếng thăm dò 11-2-RB-1X, đạt chiều sâu 3.941 m, giếng có phát hiện dầu khí. Năm 1994, khảo sát 275 km tuyến địa chấn 2D; khoan 1 giếng 11-2-RD-1X đạt chiều sâu 4.624 m, có phát hiện khí. Năm 1995, khảo sát 350 km^2 địa chấn 3D. Tổng chi phí đến hết năm 1994 là: 49,26 triệu USD (cam kết tối thiểu là 41,12 triệu USD).

1. Theo Giấy phép số 363/GP ngày 20-5-1992 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

Kết thúc giai đoạn I, sau khi được gia hạn thêm 3 tháng[1], nhà thầu đã hoàn trả 20% diện tích hợp đồng và bước vào giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò. Giai đoạn II được bắt đầu từ ngày 19-8-1995, với cam kết tối thiểu là khoan 3 giếng tìm kiếm, thăm dò và 1 giếng thẩm lượng trong thời gian 21 tháng (trừ đi 3 tháng đã gia hạn ở giai đoạn I). Nhà thầu đã tiến hành khoan 2 giếng tìm kiếm, thăm dò (đều có phát hiện khí) và 1 giếng thẩm lượng. Số tiền nhà thầu đã đầu tư tính đến cuối năm 1997 là 120 triệu USD. Theo đánh giá của nhà thầu, các phát hiện khí ở lô hợp đồng có trữ lượng ban đầu trên 01 TCF (xấp xỉ 28 tỷ m^3)[2].

Ở giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư chấp thuận gia hạn lần 1 thêm 1 năm đến ngày 19-5-1998[3]. Đến ngày 12-11-1997, nhà thầu lại đề nghị cho phép gia hạn lần 2 thêm 12 tháng (tức là từ ngày 20-5-1998 đến ngày 19-5-1999). Đề nghị này của nhà thầu, sau khi có ý kiến ủng hộ của Petrovietnam[4], đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư chấp thuận[5]. Sau đó, nhà thầu còn được Bộ Kế hoạch và Đầu tư gia hạn thêm 3 lần nữa, mỗi lần 1 năm, đến ngày 19-5-2002.

Sau khi tuyên bố phát hiện thương mại khí tại các mỏ Rồng Đôi và Rồng Đôi Tây vào ngày 26-3-2003, do chưa hoàn tất các thủ tục và điều kiện để khai thác và cung cấp khí từ lô 11-2, nhà thầu còn được Chính phủ Việt Nam cho phép giữ lại diện tích phát hiện khí đến ngày 19-5-2004[6], sau đó đến ngày 19-5-2005.

Trong quá trình triển khai hợp đồng PSC lô 11-2, nhà thầu Pedco đã nhiều lần chuyển nhượng quyền tham gia hợp đồng với các đối tác khác. Lần thứ nhất, theo đề nghị ngày 27-7-1993 của Công ty Pedco[7], Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư đã cho phép Pedco chuyển nhượng 30% quyền lợi tham gia hợp đồng lô 11-2 cho Công ty Shell Exploration Far East B.V.[8]. Lần thứ hai, khi kết thúc giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, theo đề nghị của Công ty KNOC (tên mới của Pedco), Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Công ty Shell chuyển nhượng lại 30% quyền

1. Theo Giấy phép số 903/UB-TĐ ngày 4-5-1995 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
2. Công văn số 4363/DK-HTQT ngày 9-12-1997 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư (Vụ Quản lý Dự án) về gia hạn pha 2 hợp đồng Pedco lô 11-2.
3. Theo công văn số 1011-BKH/QL ngày 21-2-1997 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
4. Công văn số 4363/DK-HTQT ngày 9-12-1997 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
5. Công văn số 312/BKH-QLDA ngày 15-1-1998 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
6. Công văn số 1098/CV-HĐQT ngày 10-3-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Phạm Quang Dự ký gửi Thủ tướng Chính phủ về Đề nghị gia hạn thời hạn giữ lại diện tích phát hiện khí lô 11-2.
7. Công văn số 2047/HTQT ngày 7-9-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
8. Giấy phép số 363/GPBS ngày 25-9-1993 của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

lợi tham gia trong hợp đồng cho KNOC[1]. Lần thứ ba, trong giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, theo đề nghị của nhà thầu KNOC, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép KNOC chuyển nhượng 45% quyền lợi tham gia trong hợp đồng cho Công ty Mobil Exploration and Producing Vietnam Inc. (viết tắt là Mobil)[2]. Lần thứ tư, theo văn bản "Thỏa thuận ngày 29-11-2001" với Công ty Mobil, và được sự cho phép của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, nhà thầu KNOC đã nhận lại 45% quyền lợi tham gia hợp đồng PSC lô 11-2 của Công ty Mobil.

Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ[3], Thỏa thuận khung (HOA) cho hợp đồng PSC bổ sung (PSC SA) và hợp đồng mua bán khí (GSPA) đã được ký kết ngày 23-12-2002 giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và nhà thầu KNOC. Theo Thỏa thuận khung, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có quyền lựa chọn tham gia tới 25% vào hợp đồng PSC lô 11-2 thay vì tới 15% như thỏa thuận trong PSC ký năm 1992 và vẫn được hưởng các điều kiện xác định trong PSC ký năm 1992 nếu lựa chọn tham gia thêm 10% này. Căn cứ quyết định cho phép của Thủ tướng Chính phủ[4], ngày 20-12-2004 Công ty PVEP và Công ty KNOC đã ký Chứng thư chuyển nhượng 25% từ KNOC cho PVEP theo quy định tại PSC lô 11-2 và HOA đã ký[5].

Ngày 26-3-2003, KNOC đã tuyên bố phát hiện thương mại đối với cụm mỏ khí Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây[6].

Cụm mỏ khí Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây, lô 11-2:

Theo đề nghị của Hội đồng Thẩm định Nhà nước, ngày 16-5-2003, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định phê duyệt Kế hoạch phát triển mỏ Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây với mục tiêu cho dòng khí đầu tiên (first gas) vào tháng 11-2005. Ngày 22-5-2003, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chính thức thông báo cho nhà thầu về quyết định này[7].

Ngày 28-5-2002, Thủ tướng Chính phủ cũng đã phê duyệt trữ lượng có thể thu hồi của mỏ Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây ở tầng Miocen, lô 11-2 là hơn 23 tỷ m^3 khí và hơn 3 triệu m^3 condensat.

---

1. Giấy phép số 363/GPBS2 ngày 16-10-1995 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
2. Giấy phép số 363/GPBS3 ngày 1-6-1996 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
3. Công văn số 1384/CP-DK ngày 5-11-2002.
4. Công văn số 529/CP-DK ngày 16-4-2004.
5. Công văn số 6854/CV-Luật ngày 29-12-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về Phê duyệt việc chuyển nhượng 25% từ KNOC cho PVEP trong hợp đồng lô 11-2.
6. Công văn số 3430/CV-HTQT ngày 7-7-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Công nghiệp về Báo cáo tình hình hợp tác với Hàn Quốc.
7. Văn thư số 2450/TD-KT ngày 22-5-2003 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Để đưa mỏ khí này vào phát triển, KNOC phải đầu tư thêm khoảng 295,6 triệu USD (giai đoạn I) và sử dụng đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn để đưa khí vào bờ… Tính đến năm 2004, KNOC đã đầu tư hơn 126 triệu USD vào Dự án[1].

Bên cạnh đó, để có thể phát triển cụm mỏ khí Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây, ngoài việc phải trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Báo cáo trữ lượng và Kế hoạch phát triển toàn mỏ theo quy định của Luật Dầu khí, nhà thầu KNOC còn phải đàm phán và ký kết các văn bản hợp đồng như: (i) Thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC lô 11-2 với Petrovietnam; (ii) Hợp đồng vận chuyển khí với chủ đường ống Nam Côn Sơn (tổ hợp BP/Petrovietnam/ConocoPhillips); (iii) Hợp đồng mua bán khí với Petrovietnam. Riêng về Thỏa thuận bổ sung (SA) hợp đồng PSC lô 11-2 theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ[2], do mỏ khí lô 11-2 là mỏ khí nhỏ (marginal), lại nằm ở vị trí nước sâu, xa bờ, điều kiện địa lý, địa chất rất khó khăn, các bên đã đề xuất, để có thể phát triển sớm một cách có hiệu quả Dự án này, cần xin Thủ tướng Chính phủ phê duyệt các điều kiện được áp dụng cho dự án khuyến khích đầu tư dầu khí phù hợp với Luật Dầu khí. Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, trong quá trình đàm phán với nhà thầu về Thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC lô 11-2, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã nhiều lần báo cáo và xin ý kiến của Thủ tướng Chính phủ[3].

Trên cơ sở các điều khoản chính của Thỏa thuận khung (HOA), các bên Petrovietnam và KNOC đã tiến hành đàm phán các điều khoản thuộc nội dung của Thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC lô 11-2 và của hợp đồng mua bán khí (GSPA) lô 11-2.

Kết thúc đàm phán, ngày 4-10-2004, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt Thỏa thuận bổ sung hợp đồng chia sản phẩm lô 11-2[4]. Ngày 20-12-2004, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Lễ ký kết Thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC lô 11-2 ngoài khơi Việt Nam đã được tiến hành giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Tổng công ty Dầu quốc gia Hàn Quốc - KNOC (thay mặt tổ hợp các công ty Hàn Quốc).

Ngày 29-12-2004, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Công văn số 6850/CV-HĐQT, kiến nghị Thủ tướng Chính phủ cho phép ký hợp đồng mua bán khí lô 11-2 với KNOC.

---

1. Báo cáo của Petrovietnam tại Công văn số 980/CV-HĐQT ngày 3-3-2004.
2. Tại Công văn số 4023/VPCP-DK ngày 22-7-2002 và Công văn số 428/VPCP-DK ngày 8-8-2002, về việc tiếp thu ý kiến của các bộ, ngành liên quan.
3. Các công văn số 3348/CV-HĐQT ngày 19-7-2002 và số 4044/CV-HĐQT ngày 26-8-2002 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
4. Công văn số 5117/CV-Luật-HTQT ngày 4-10-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

So với các hợp đồng khác, việc đàm phán hợp đồng vận chuyển, xử lý và quản lý khí lô 11-2 gặp khó khăn hơn. Nguyên nhân là do trước đây Công ty KNOC không tham gia hợp đồng hợp tác kinh doanh đường ống khí Nam Côn Sơn, hơn nữa công suất hệ thống đường ống và trạm xử lý khí Nam Côn Sơn được thiết kế tối đa là 20 triệu m^3 khí/ngày, trong khi đó riêng khí khai thác từ lô 06-1 đã chiếm trên 10 triệu m^3 khí/ngày, chưa kể phần công suất dự trữ dành cho Dự án khí Hải Thạch lô 05-2. Tuy nhiên, với thiện chí và sự quyết tâm từ nhiều phía, ngày 7-10-2005, Lễ ký kết hợp đồng vận chuyển, xử lý và quản lý khí và condensat từ lô 11-2 ngoài khơi Việt Nam đã được tiến hành giữa Chủ đầu tư đường ống khí Nam Côn Sơn (tổ hợp BP/Petrovietnam/ConocoPhillips) và Công ty KNOC.

Cũng trong ngày 7-10-2005, Lễ ký cam kết và bảo lãnh của Chính phủ đối với dự án khí lô 11-2 cũng được tiến hành giữa đại diện Bộ Kế hoạch và Đầu tư (theo ủy quyền của Thủ tướng Chính phủ) với nhà thầu hợp đồng PSC lô 11-2 (Công ty KNOC và Petrovietnam) và với Chủ đầu tư đường ống khí Nam Côn Sơn (tổ hợp BP/Petrovietnam/ConocoPhillips).

Tương tự mỏ Lan Tây, Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây là cụm mỏ khí tự nhiên thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn, nhưng có hàm lượng condensat cao hơn. Mỏ được đưa vào khai thác từ ngày 25-12-2006 với các công trình công nghệ gồm 1 giàn đầu giếng, 1 giàn xử lý và nén khí, 1 tàu chứa condensat và khoảng 60 km đường ống nối với đường ống Nam Côn Sơn. Khí khô sau xử lý được vận chuyển cùng với khí mỏ Lan Tây về bờ để sản xuất điện.

Tổng sản lượng khí khai thác cộng dồn của mỏ Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây tính đến tháng 11-2009 là 3,5 tỷ m^3.

4.14. Hợp đồng PSC các lô 03, 12W và 20, Công ty điều hành PetroCanada, giai đoạn 1990-1993

Lô 03 (trước ngày 30-4-1975 được gọi là lô 12A-TLĐ) nằm ở phía Bắc của bể Nam Côn Sơn. Lô 12W là một phần diện tích phía Tây của lô 12, nằm ở phía Tây Nam của bể Nam Côn Sơn. Lô 20 (tên cũ trước năm 1975 là lô 09-TLĐ), nằm ở phía Tây của các lô 11-2 và 12W.

Trước năm 1990, trong phạm vi lô 03, đã có các hoạt động khảo sát địa vật lý do tổ hợp Mobil-Kaiyo thực hiện (trên 2.500 km tuyến). Kết quả khảo sát đã xác định được cấu tạo A có diện tích khá lớn, tuy nhiên chưa có hoạt động khoan thăm dò. Trong phạm vi lô 20, năm 1974 tổ hợp Pecten-KHP sau khi được chọn

thầu ở vòng 2 và ký hợp đồng đặc nhượng năm 1974, đã tiến hành khảo sát 2.400 km tuyến địa vật lý phủ lên diện tích lô với mạng lưới 4x4 km, tuy nhiên chưa có hoạt động khoan thăm dò. Năm 1978, Công ty Dầu khí II (thuộc Tổng cục Dầu khí Việt Nam) cũng đã tiến hành khảo sát trên 2.100 km tuyến địa vật lý trong phạm vi lô 20, tuy nhiên chưa có hoạt động khoan thăm dò.

Còn trong phạm vi lô 12W, như đã trình bày chung cho cả lô 12 ở phần hợp đồng các lô 06, 12E và 19, trước năm 1990 đã có 2 đợt tiến hành các hoạt động thăm dò dầu khí. Đợt thứ nhất do Công ty Pecten Vietnam (Mỹ) tiến hành vào năm 1974-1975 và đợt thứ hai do Công ty Agip (Italia) tiến hành vào năm 1978-1979. Từ ngày 19-5-1988, sau khi Petrovietnam ký hợp đồng PSC với Công ty ONGC (Ấn Độ) đối với lô 12E ở phía Đông. Diện tích còn lại của lô 12 ở phía Tây trở thành lô 12W.

Từ ngày 29-5-1990, sau khi hợp đồng PSC lô 03, 12W và 20 ký với Petrovietnam có hiệu lực[1], tổ hợp PetroCanada (Việt Nam) Inc., Husky Oil (Việt Nam) Ltd. và Kufpec (Việt Nam) Ltd. đã thực hiện các cam kết của giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò dầu khí trên diện tích các lô hợp đồng. Năm 1990: khảo sát 4.985 km địa chấn 2D và xử lý lại 2.685 km tuyến địa chấn 2D cũ; năm 1991 (từ tháng 6 đến tháng 8-1991), khoan thăm dò ở lô 20, giếng 20-PH-1X, đạt chiều sâu 3.985 m, kết quả giếng khô; năm 1992, khoan ở lô 03 giếng thứ nhất, giếng 03-BOS-1X, đạt chiều sâu 3.285 m, kết quả giếng khô; năm 1993, khoan tiếp ở lô 03 giếng thứ hai, giếng 03-PL-1X đạt chiều sâu 4.001 m, kết quả giếng khô. Tổng chi phí đến năm 1994 là 39,21 triệu USD (so với cam kết tối thiểu là 21,10 USD).

Theo kiến nghị của nhà thầu PetroCanada và của Petrovietnam, giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò đã được Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cho phép gia hạn thêm 6 tháng, từ ngày 28-5-1993 đến ngày 28-11-1993[2].

Do không có phát hiện dầu khí nên các nhà thầu đã xin được chấm dứt hợp đồng PSC các lô 03, 12W và 20 khi kết thúc giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò từ ngày 29-11-1993.

4.15. Hợp đồng PSC lô 12W, Công ty điều hành Canadian Oxy (sau đổi tên thành Canadian Petroleum), giai đoạn 1994-1998

Sau khi tổ hợp PetroCanada (Vietnam) Inc., Husky Oil (Vietnam) Ltd. và Kufpec (Vietnam) Ltd. chấm dứt hợp đồng PSC các lô 03, 12W và 20, xét thấy lô

1. Theo Giấy phép số 85/GP ngày 29-5-1990 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
2. Công văn số 1013/HTĐT-TĐ ngày 19-5-1993 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

12W vẫn có tiềm năng dầu khí, nên sau khi được phép của Thủ tướng Chính phủ, Công ty Dầu khí Canadian Oxy Vietnam Ltd. (viết tắt là CanOxy) đã tiến hành đàm phán với Petrovietnam. Ngày 16-11-1994, hợp đồng PSC lô 12W đã được ký với Petrovietnam và được cấp Giấy phép đầu tư[1].

Thực hiện cam kết theo hợp đồng PSC lô 12W của giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (18 tháng, từ ngày 16-11-1994 đến ngày 15-5-1996), Công ty CanOxy đã tiến hành hoạt động dầu khí trong lô 12W. Năm 1994, khảo sát 500 km tuyến địa chấn 2D, năm 1995 khảo sát 950 km địa chấn 2D. Tổng chi phí đến hết năm 1994 là 2,57 triệu USD (cam kết tối thiểu là 10,52 triệu USD).

Năm 1996, sau khi khoan cấu tạo Hải Âu, giếng 12W-HA-1X có phát hiện khí, nhà thầu đã quyết định bước vào giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (18 tháng, từ ngày 16-5-1996 đến ngày 15-11-1997). Theo kế hoạch đã được Ủy ban Quản lý thông qua, nhà thầu sẽ phải khoan một giếng và đánh giá kết quả trước thời hạn nêu trên, tuy nhiên, do việc thuê giàn khoan khó khăn (nhất là trong tình hình thị trường giàn khoan của khu vực đang khủng hoảng thiếu) nên nhà thầu không thể khởi công giếng khoan này kịp theo kế hoạch. Do vậy, ngày 28-8-1997 Canadian Oxy (Việt Nam) đã gửi thư cho Petrovietnam xin phép được gia hạn giai đoạn II thêm 6 tháng (đến hết ngày 15-5-1998) để nhà thầu hoàn thành giếng khoan và đánh giá trước khi có quyết định vào giai đoạn III thời kỳ tìm kiếm, thăm dò. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đề nghị Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho phép giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò của hợp đồng lô 12W được gia hạn đến hết ngày 15-5-1998 cùng việc thực hiện các nghĩa vụ khác như hoàn trả 20% diện tích của hợp đồng[2].

Trong quá trình thực hiện hợp đồng, Canadian Oxy (Việt Nam) Ltd. đã chuyển nhượng 50% quyền lợi tham gia của hợp đồng cho 2 công ty dầu khí của Nhật Bản là Teikoku Oil (Việt Nam) Co., Ltd. (30%) và Sodec Conson Ltd. (20%). Việc chuyển nhượng này đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư giải quyết[3]. Ngoài ra, do Công ty mẹ của CanOxy là Canadian Occidental Petroleum Ltd. đã đổi tên thành Canadian Petroleum Ltd. (để tránh sự nhầm lẫn với tên một công ty của Mỹ là Occidental Petroleum hay Oxy), nên Canadian Occidental Vietnam Ltd. (hay CanOxy) cũng phải đổi tên là Canadian Petroleum Vietnam Ltd..

1. Giấy phép đầu tư số 1047/GP ngày 17-11-1994 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
2. Công văn số 3243/DK-HTQT ngày 19-9-1997 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư (Vụ Quản lý Dự án) về xin phép kéo dài pha 2 hợp đồng lô 12W.
3. Giấy phép số 1047/GPBS ngày 31-10-1995 của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

Hợp đồng chấm dứt vào năm 1998, sau khi kết thúc giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò.

4.16. Hợp đồng PSC lô 12W, Công ty điều hành Samedan, giai đoạn 2000-2004

Sau khi Canadian Petroleum Vietnam Ltd. kết thúc hợp đồng PSC lô 12W ký ngày 16-11-1994, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, hợp đồng PSC lô 12W lại được ký ngày 17-11-2000 giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam với các Bên nước ngoài gồm Opeco International Inc. (Opeco) 22% và Samedan Vietnam Ltd. (Samedan) 78%. Công ty Samedan là nhà điều hành. Hợp đồng đã được cấp Giấy phép đầu tư số 2179/GP, ngày 22-11-2000 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

Thực hiện cam kết trong hợp đồng PSC lô 12W, nhà thầu đã hoàn thành thu nổ 139 km^2 địa chấn 3D (ngoài cam kết); khoan 2 giếng khoan thăm dò, trong đó 1 giếng khoan theo cam kết của PSC lô 12W, 1 giếng theo cam kết của PSC lô 12E (với quyết định cho phép của Thủ tướng Chính phủ[1]). Nhà thầu đã phát hiện khí tại giếng 12W-TN-1X, trên cấu tạo Thiên Nga (SWAN). Tổng chi phí mà nhà thầu đã chi khoảng 33,4 triệu USD (so với cam kết tối thiểu là 6,1 triệu USD)[2].

Giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò của PSC lô 12W đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cho phép gia hạn 1 lần với thời gian kéo dài là 1 năm, từ ngày 22-11-2003 đến ngày 21-11-2004[3].

Ngày 25-6-2001, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Samedan chuyển nhượng 18% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia trong hợp đồng cho Delek Energy (Việt Nam) LLC[4]. Tiếp theo, ngày 8-8-2001 Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Opeco chuyển nhượng 3% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia trong hợp đồng cho Delek[5]. Sau đó, tháng 1-2002, Opeco đã chuyển nhượng toàn bộ 19% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia còn lại trong hợp đồng cho Samedan (16,92%) và Delek (2,08%). Tỷ lệ tham gia của các Bên nước ngoài trong hợp đồng là Samedan 76,92% và Delek 23,08%. Tại lô 12W đã có phát hiện khí ở cấu tạo Hải Âu (Công ty Canadian Petroleum khoan năm 1996) và cấu tạo Thiên Nga (Công ty Samedan khoan năm 2001), nhưng các phát hiện này được nhà thầu đánh giá là không thương mại. Vì thế, Công ty

1. Công văn số 1046/CP-DK ngày 14-11-2000.
2. Công văn số 5145/CV-Luật ngày 5-10-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư về gia hạn 1 năm thời kỳ tìm kiếm, thăm dò hợp đồng PSC lô 12W.
3. Theo thông báo tại Công văn số 6671/BKH-ĐTNN ngày 30-10-2003 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
4. Giấy phép bổ sung số 2179/GPBS1 ngày 25-6-2001 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
5. Giấy phép bổ sung số 2179/GPBS2 ngày 8-8-2001 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

Samedan đã quyết định chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ tham gia của mình trong hợp đồng PSC lô 12W (76,92%) cho Công ty Delek Energy (Việt Nam) LLC. Là đối tác duy nhất còn lại trong hợp đồng PSC lô 12W, Công ty Delek chấp nhận chuyển nhượng trên và đã tìm được đối tác mới để xin chuyển nhượng 75% quyền lợi và nghĩa vụ trong hợp đồng PSC lô 12W, đó là Công ty Premier Oil Vietnam Offshore B.V. của Vương quốc Anh (sau đây viết tắt là Premier Oil). Sau đó, Premier Oil đã trở thành nhà điều hành mới của hợp đồng PSC lô 12W[1].

Quá trình chuyển nhượng lòng vòng quyền lợi và nghĩa vụ đối với hợp đồng PSC lô 12W nói trên đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt[2], theo đó, đã phê chuẩn hợp đồng chuyển nhượng toàn bộ 19% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia trong PSC lô 12W của Opeco cho Samedan và Delek; phê chuẩn việc chuyển nhượng toàn bộ 76,92% quyền lợi và nghĩa vụ của Samedan cho Delek; đồng thời cho phép Delek được chuyển nhượng 75% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia và vai trò nhà điều hành trong PSC lô 12W cho Công ty Premier Oil Vietnam Offshore B.V. (Premier Oil); Delek giữ lại 25%.

Ngày 15-9-2004, Premier Oil có thư gửi Petrovietnam xin được gia hạn thêm 1 năm giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò hợp đồng PSC lô 12W, đến ngày 20-11-2005.

4.17. Hợp đồng PSC lô 12E, Công ty điều hành Canadian Petroleum, giai đoạn 1997-2004

Sau khi được nhà thầu ONGC (Ấn Độ) trả lại khi kết thúc thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, vào cuối năm 1994, lô 12E cũng đã được một số công ty dầu khí nước ngoài quan tâm.

Được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ, sau một thời gian ngắn đàm phán, ngày 19-9-1997 hợp đồng PSC lô 12E đã được ký kết giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam với các Bên nước ngoài gồm Opeco International Inc. (Opeco) 50%; Canadian Petroleum Vietnam Ltd. (Canadian) 50%; Canadian là nhà điều hành. Hợp đồng này đã được cấp Giấy phép đầu tư số 1989/GP, ngày 20-9-1997 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

Nhà điều hành PSC lô 12E đã thu nổ 1.670 km tuyến địa chấn 2D (so với cam kết là 1.000 km); khoan 1 giếng thăm dò (so với cam kết là 2 giếng). Tuy nhiên,

1. Công văn số 3166/CV-TKTD-Luật ngày 23-6-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về Samedan chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi tham gia trong hợp đồng PSC lô 12E và 12W cho Công ty Delek và Premier Oil.
2. Giấy phép số 2179/GPĐC3 ngày 3-9-2004 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

nhà điều hành lô 12E được Thủ tướng Chính phủ cho phép hưởng những điều kiện ưu đãi tại Quyết định số 216/1998/QĐ-TTg ngày 7-11-1998 của Thủ tướng Chính phủ[1], theo đó giếng khoan thăm dò còn lại tại lô 12E theo cam kết đã được phép chuyển sang khoan tại lô 12W. Tổng chi phí mà nhà thầu đã chi khoảng 25 triệu USD (so với cam kết là 13 triệu USD).

Giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò PSC lô 12E đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp phép gia hạn 3 lần với thời gian kéo dài tổng cộng là 4 năm. Lần 1 (1 năm), từ ngày 20-9-2000 đến ngày 19-9-2001[2]. Lần 2 (2 năm), từ ngày 20-9-2001 đến ngày 19-9-2003[3]. Lần 3 (1 năm), từ ngày 20-9-2003 đến ngày 19-9-2004[4].

Ngày 30-5-1998, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Canadian Petroleum chuyển nhượng toàn bộ 50% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia trong hợp đồng và quyền điều hành cho Opeco[5]. Ngày 22-12-2000, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Opeco chuyển nhượng 78% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia trong hợp đồng và quyền điều hành cho Samedan[6]. Ngày 25-6-2001, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Samedan chuyển nhượng 18% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia trong hợp đồng cho Delek Energy (Việt Nam) LLC[7]. Ngày 8-8-2001, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã cho phép Opeco chuyển nhượng 3% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia trong hợp đồng cho Delek[8]. Sau đó, tháng 1-2002 Opeco đã chuyển nhượng toàn bộ 19% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia còn lại trong hợp đồng cho Samedan (16,92%) và Delek (2,08%). Tỷ lệ tham gia của các bên nước ngoài trong hợp đồng là Samedan 76,92% và Delek 23,08%.

Mặc dù, đã có phát hiện dầu tại cấu tạo Dừa (Công ty Pecten Việt Nam khoan năm 1974) và phát hiện khí tại cấu tạo 12C (Công ty Agip khoan năm 1980), nhưng các phát hiện này được nhà thầu đánh giá là không thương mại. Vì thế, Công ty Samedan đã quyết định chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ tham gia của mình trong hợp đồng PSC lô 12E (76,92%) cho Công ty Delek Energy (Việt Nam) LLC, là đối tác duy nhất còn lại trong hợp đồng PSC lô 12E. Công ty Delek đã chấp nhận chuyển nhượng trên và sau khi tìm được đối tác mới, đã xin chuyển

1. Công văn số 1046/CP-DK ngày 14-11-2000 của Thủ tướng Chính phủ.
2. Công văn số 5177/BKH-QLDA ngày 9-8-1999 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
3. Công văn số 7975/BKH-QLDA ngày 25-12-2000 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
4. Công văn số 6670/BKH-ĐTNN ngày 30-10-2003 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
5. Giấy phép bổ sung số 1989/GPBS ngày 30-5-1998 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
6. Giấy phép bổ sung số 1989/GPBS1 ngày 22-12-2000 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
7. Giấy phép bổ sung số 1989/GPBS2 ngày 25-6-2001 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
8. Giấy phép bổ sung số 1989/GPBS3 ngày 8-8-2001 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

nhượng 75% quyền lợi và nghĩa vụ trong hợp đồng PSC lô 12E và vai trò nhà điều hành cho Công ty Premier Oil Vietnam Offshore B.V. của Vương quốc Anh - một công ty có kinh nghiệm điều hành.

Quá trình chuyển nhượng quyền lợi và nghĩa vụ hợp đồng PSC lô 12E giữa các đối tác nước ngoài nói trên đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt trong giấy phép số 1989/GPĐC4 về việc phê chuẩn Hợp đồng chuyển nhượng toàn bộ 19% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia trong PSC lô 12E của Opeco cho Samedan và Delek; phê chuẩn việc chuyển nhượng toàn bộ 76,92% quyền lợi và nghĩa vụ của Samedan cho Delek; và đồng thời cho phép Delek được chuyển nhượng 75% quyền lợi và nghĩa vụ tham gia và vai trò nhà điều hành trong PSC lô 12E cho Công ty Premier Oil Vietnam Offshore B.V. (Premier Oil); Delek giữ lại 25%.

4.18. Hợp đồng PSC lô 21, Công ty điều hành Enterprise Oil, giai đoạn 1989-1993

Lô 21 nằm ở phía Tây Nam bể Nam Côn Sơn, giáp với lô 12W về phía Đông. Trước năm 1990, Công ty Dầu khí II đã tiến hành thu nổ trên 2.100 km tuyến địa vật lý trong phạm vi lô 21, tuy nhiên chưa có hoạt động động khoan thăm dò.

Được sự cho phép của Hội đồng Bộ trưởng, hợp đồng PSC các lô 17 và 21 giữa Petrovietnam và tổ hợp Enterprise Oil Exploration Ltd. của Vương quốc Anh (EOE) và Europeenne de Petrole của Pháp (CEP) đã được ký kết ngày 15-4-1989. Hợp đồng PSC có hiệu lực theo Giấy phép đầu tư số 53/KTĐN/GPĐT ngày 15-4-1989 của Bộ Kinh tế Đối ngoại.

Phù hợp với cam kết của giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, Công ty EOE đã tiến hành các hoạt động thăm dò dầu khí trong phạm vi lô 21. Năm 1989, thu nổ 2.434 km địa chấn 2D. Năm 1990 (từ tháng 11-1990 đến tháng 1-1991), khoan giếng thăm dò 21-S-1X, đạt chiều sâu 4.401 m, kết quả khô. Tổng chi phí đến hết năm 1991 là 18,62 triệu USD (cam kết tối thiểu là 9,17 triệu USD).

Trong giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu 2 lần được phép gia hạn hợp đồng. Lần thứ nhất thời gian gia hạn là 6 tháng, từ ngày 15-4-1992 đến ngày 4-10-1992[1]. Lần thứ hai thời gian gia hạn là 9 tháng, từ ngày 15-10-1992 đến ngày 14-7-1993[2].

1. Quyết định số 886/HTĐT-TĐ ngày 17-10-1991 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
2. Quyết định số 1334/HTĐT-TĐ ngày 8-10-1992 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

Do công tác tìm kiếm, thăm dò tại lô 21 không đạt kết quả khích lệ, ngày 10-6-1993 Công ty EOE đã có Thư số 313/736/MPW gửi Petrovietnam xin chấm dứt hợp đồng theo Điều 1.1 Phần XIII. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cùng với EOE thực hiện các công việc thanh lý hợp đồng lô 21 kể từ ngày 15-7-1993[1].

4.19. Hợp đồng PSC lô 22, Công ty điều hành IPL (đến tháng 8-1991), Cairn (1991-1994)

Lô 22 nằm ở phía Tây Nam bể Nam Côn Sơn, giáp ranh với vùng biển của Inđônêxia. Trước năm 1990, trừ các tuyến khảo sát địa chấn khu vực cắt qua, trong phạm vi lô 22 hầu như chưa có hoạt động dầu khí của Phía Việt Nam.

Ngày 27-2-1990, được phép của Thủ tướng Chính phủ, Petrovietnam đã ký với tổ hợp IPL (Canađa) là nhà điều hành, Secab (Thụy Điển) và Clyde (Anh) hợp đồng PSC các lô 22 và 115 (lô 115 nằm ở vịnh Bắc Bộ đã được trình bày ở phần trên, trong khuôn khổ các hợp đồng thuộc bể Sông Hồng). Hợp đồng đã được cấp Giấy phép đầu tư số 53/GP, ngày 28-2-1990 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

Phù hợp với cam kết của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, thay mặt tổ hợp nhà thầu, Công ty IPL (điều hành đến ngày 27-8-1991) và Công ty Cairn (điều hành từ sau ngày 27-8-1991) đã tiến hành hoạt động tìm kiếm, thăm dò trong phạm vi lô 22. Năm 1991, thu nổ 2.510 km địa chấn 2D. Năm 1993, thu nổ 384 km^2 địa chấn 3D. Năm 1994, khoan 1 giếng 22-TT-1X, đạt chiều sâu 1.679 m, không có phát hiện dầu khí. Tổng chi phí đến hết năm 1994 (kết thúc hợp đồng) là 9,07 triệu USD (cam kết tối thiểu là 7,81 triệu USD).

Kết thúc giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, từ ngày 27-8-1991, khi trở thành nhà điều hành, Công ty Cairn đã quyết định bước vào giai đoạn II. Do giai đoạn II chỉ kéo dài 18 tháng, nên để có thời gian nghiên cứu tài liệu và hoàn thành cam kết, nhà thầu đã kiến nghị và được phép kéo dài giai đoạn II thêm 6 tháng, đến ngày 27-8-1993[2]. Tiếp theo, Công ty Cairn lại có văn thư xin kéo dài giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò thêm 6 tháng nữa (từ ngày 28-8-1993 đến ngày 27-2-1994). Đề nghị này của nhà thầu đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư phê duyệt[3].

1. Công văn số 3011/DK-HTQT ngày 23-12-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về chấm dứt hợp đồng PSC với Công ty Enterprise Oil lô 21.
2. Giấy phép số 35/HTĐT-TĐ ngày 6-1-1993 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
3. Công văn số 1446/HTĐT-TĐ ngày 17-7-1993 của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

Trong thời gian thực hiện hợp đồng đã có nhiều cuộc chuyển nhượng cổ phần tham gia của các đối tác. Sau khi hợp đồng có hiệu lực, theo đề nghị của Công ty IPL, Công ty Cairn Energy Plc được phép tham gia 10%, từ ngày 22-10-1990[1]. Ngày 27-8-1991 kết thúc giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, Công ty IPL đã nhượng lại cho các Bên còn lại toàn bộ phần tham gia của mình trong hợp đồng. Các công ty Cairn và Secab đã tăng phần tham gia của mình lên 50% đối với mỗi công ty. Công ty Cairn trở thành nhà điều hành khi bước vào thực hiện giai đoạn II của PSC lô 22 trong 18 tháng. Việc chuyển nhượng này đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư phê chuẩn[2]. Năm 1991, Công ty Secab đã chuyển nhượng lại toàn bộ phần tham gia của mình cho Công ty Cairn[3]. Năm 1993, Công ty Cairn đã đề nghị chuyển nhượng 35% quyền và nghĩa vụ hợp đồng cho Công ty Kerr McGee (Mỹ). Theo báo cáo của Petrovietnam, Kerr McGee là tổ hợp công ty dầu khí lớn của Mỹ (đứng thứ 15 trên thế giới), có khả năng tài chính và đã có giấy phép của Chính phủ Mỹ cho phép hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở Việt Nam kể cả việc tham gia cổ phần vào lô 22. Công ty Kerr McGee đã thỏa thuận với Cairn để tham gia hợp đồng PSC lô 22; và đề nghị này đã được Phía Việt Nam chấp thuận[4]. Hợp đồng PSC lô 22 kết thúc vào cuối năm 1994.

5. Hoạt động thăm dò và khai thác ở bể Malay - Thổ Chu

Bể Malay - Thổ Chu nằm ở khu vực biển vịnh Thái Lan thuộc hải phận các nước Việt Nam, Campuchia, Thái Lan và Malaixia. Phần diện tích thuộc hải phận Việt Nam nằm trên sườn Đông Bắc của bể Malay - Thổ Chu (sau đây được gọi tắt là thềm lục địa Tây Nam Việt Nam) có diện tích khoảng 100.000 km^2 và bao gồm các lô 37 đến 44, 46, 48/95, 50, 51, B và 52/97.

Về hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí trên thềm lục địa Tây Nam Việt Nam trước năm 1990, ngoài các hoạt động khảo sát địa vật lý khu vực của các công ty dầu khí Mỹ trước năm 1975, Tổng cục Dầu khí với sự hợp tác của các tổ chức thuộc Liên Xô và của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tiến hành một số đợt khảo sát địa vật lý dầu khí ở các lô và khu vực thuộc bể Malay - Thổ Chu. Từ năm 1990, hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở khu vực này trở nên sôi động, bắt đầu bằng hoạt động của Công ty Fina Exploration Minh Hải ở các lô 45, 46, 49,

1. Giấy phép đầu tư số 54/BSGP ngày 22-10-1990 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
2. Giấy phép số 54/BSGP2 ngày 27-9-1991 của Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
3. Công văn số 1582/DK-HTQT ngày 20-7-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
4. Công văn số 3010/HTQT ngày 23-12-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về xin gia hạn hợp đồng và chuyển nhượng hợp đồng PSC đối với lô 22.

50, 51, 53, 54, 55 và 58 từ cuối năm 1990. Tiếp theo là hoạt động của Công ty IPL (sau chuyển cho Công ty Talisman) ở khu vực Thỏa thuận thương mại PM3-CAA từ năm 1993 và của Công ty Unocal (sau là Công ty Chevron) ở các lô B, 48/95 và 52/97 từ năm 1996. Đến cuối năm 2006, các hợp đồng dầu khí triển khai ở khu vực thềm lục địa Tây Nam Việt Nam là: Hợp đồng PSC lô 46/Cái Nước, JOC lô 46-02, PSC lô B&48/95, PSC lô 52/97 và Thỏa thuận thương mại phát triển chung khu vực Việt Nam - Malaixia (PM3-CAA). Triển khai các hợp đồng dầu khí đã ký kết, các nhà thầu đã tiến hành khảo sát một khối lượng lớn địa chấn 2D và địa chấn 3D, khoan hàng trăm giếng khoan thăm dò và thẩm lượng.

Kết quả hoạt động tìm kiếm, thăm dò đã phát hiện các mỏ dầu và khí như: Bunga Kekwa, Bunga Raya, Bunga Orkid, Bunga Seroja, 46/Cái Nước, Sông Đốc, Kim Long, Ác Quỷ, v.v.. Trong số các phát hiện đó, các mỏ Bunga Kekwa, Bunga Raya, Bunga Orkid, Bunga Seroja, 46/Cái Nước, Sông Đốc đã được đưa vào khai thác.

5.1. Hợp đồng địa chấn lựa chọn và PSC các lô 45, 46, 49, 50, 51, 53, 54, 55 và 58, với Công ty điều hành Fina Exploration Minh Hải, giai đoạn 1990-2001

Các lô 45, 46, 49, 50, 51, 53, 54, 55 và 58 nằm dọc theo ranh giới biển giữa Việt Nam với Thái Lan và Malaixia và gồm hầu hết diện tích có triển vọng dầu khí của Việt Nam ở bể Malay - Thổ Chu.

Ngày 8-8-1990, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Petrovietnam và Công ty Fina Exploration Minh Hải đã ký hợp đồng địa chấn lựa chọn và chia sản phẩm trên 9 lô này. Hợp đồng đã được Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cấp phép[1].

Thực hiện cam kết theo hợp đồng PSC đối với giai đoạn khảo sát địa vật lý (từ ngày 9-8-1990 đến ngày 8-2-1992), trong năm 1990 Công ty Fina Exploration Minh Hải đã khảo sát 10.071 km tuyến địa chấn 2D. Giai đoạn địa chấn lựa chọn kết thúc vào ngày 9-2-1992 và Fina đã chọn 3 lô là 46, 50 và 51 để thực hiện hợp đồng chia sản phẩm. Giai đoạn tìm kiếm, thăm dò thứ nhất từ ngày 9-2-1992 đến ngày 8-8-1994[2].

Bước vào giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu Fina Exploration Minh Hải đã tiến hành các hoạt động thăm dò trong phạm vi 3 lô 46, 50 và 51.

1. Giấy phép đầu tư số 105/GP ngày 9-8-1990 của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.
2. Công văn số 1950/HTQT ngày 28-8-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về việc chuyển nhượng hợp đồng với Fina Exploration Minh Hải.

Năm 1992, thu nổ 4.638 km tuyến địa chấn 2D. Năm 1993, khoan 2 giếng là: 51-MH-1X, đạt chiều sâu 3.555 m, có phát hiện khí; và 50-CM-1X, đạt chiều sâu 3.540 m. Tổng chi phí đến hết năm 1994 là 49,44 triệu USD (cam kết tối thiểu là 25,13 triệu USD).

Kết thúc giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (ngày 8-8-1995, bao gồm cả 1 năm được gia hạn), nhà thầu đã quyết định bước vào giai đoạn II. Năm 1995, Fina Exploration Minh Hải phát hiện mỏ khí 46/Cái Nước.

Các đợt chuyển giao quyền lợi tham gia hợp đồng PSC:

Lần thứ nhất, năm 1992 (sau khi bước vào giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò) Fina Exploration Minh Hải đã được Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư cho phép chuyển nhượng 20% quyền lợi và nghĩa vụ cho Công ty Sodec Vietnam và 25% cho Công ty Enterprise Oil Exploration Ltd.[1].

Lần thứ hai, năm 1993 Công ty Enterprise Oil Exploration Ltd. (EOE) xin phép được chuyển nhượng 10% cổ phần trong hợp đồng cho Công ty Norsk Hydro Minh Hải A.S. và Công ty Fina Exploration Minh Hải xin chuyển nhượng 15% cổ phần cho Công ty Japex Cosmo Minh Hải Ltd. (Jacom). Sau khi được phê duyệt, tỷ lệ tham gia (mới) của các Bên đối với hợp đồng là: Fina Exploration Minh Hải 40% (nhà điều hành); Japex Cosmo Minh Hải Ltd. 15%; EOE 15%; Norsk Hydro Minh Hải A.S. 10%; và Sodec Vietnam 20%.

Lần thứ ba, tháng 3-1998 các công ty Japex Cosmo Minh Hải Ltd. (15%); EOE (15%); Norsk Hydro Minh Hải A.S. (10%); và Sodec Vietnam (20%) đã chuyển nhượng toàn bộ tỷ lệ tham gia hợp đồng của mình cho Công ty Fina Exploration Minh Hải.

Lần thứ tư, tháng 5-1998 Fina Exploration Minh Hải đã chuyển nhượng 30% quyền lợi tham gia hợp đồng cho Công ty Dầu quốc gia Thái Lan (PTTEP).

Lần thứ năm, ngày 10-4-2001 tổ hợp nhà thầu Fina Exploration Minh Hải và PTTEP đã chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ của mình trong hợp đồng địa chấn lựa chọn và chia sản phẩm các lô 45, 46, 49, 50, 51, 53, 54, 55 và 58 cho tổ hợp nhà thầu Lundin (Việt Nam), Petronas Carigali Overseas Sdn.Bhd. (PCOSB) và Công ty Thăm dò Khai thác dầu khí (PVEP). Thỏa thuận chuyển nhượng này giữa các nhà thầu Fina Exploration Minh Hải và PTTEP với các nhà thầu Lundin

1. Giấy phép số 105/BSGP ngày 15-4-1992 của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư.

(Việt Nam), PCOSB và PVEP được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt[1], theo đó, nhà thầu PCOSB có tỷ lệ tham gia là 36,845966%, nhà thầu Lundin (Việt Nam) có tỷ lệ tham gia là 33,154034% và PVEP có tỷ lệ tham gia là 30%.

5.2. Hợp đồng PSC lô 46/Cái Nước, Công ty điều hành Lundin (sau là Công ty Talisman), từ năm 2001

Sau khi tiếp nhận chuyển nhượng hợp đồng, để phù hợp với tính chất công việc và diện tích hoạt động thực tế, tổ hợp nhà thầu Lundin, PCOSB và PVEP đã kiến nghị và ngày 22-3-2002 được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê chuẩn việc đổi tên hợp đồng địa chấn lựa chọn và chia sản phẩm các lô 45, 46, 49, 50, 51, 53, 54, 55 và 58 thành hợp đồng chia sản phẩm lô 46/Cái Nước[2] (PSC lô 46/Cái Nước).

Ngày 22-3-2002, Công ty Talisman đã mua lại Công ty Lundin (Việt Nam). Ngày 9-7-2004, PCOSB và PCVL (Việt Nam) đã ký thỏa thuận chuyển nhượng 100% quyền và nghĩa vụ của PCOSB (tức là 36,845966% tỷ lệ tham gia) cho PCVL (Việt Nam).

Xuất phát từ thực tế là mỏ khí 46/Cái Nước (do nhà thầu Fina Exploration Minh Hải phát hiện năm 1995) là một mỏ nhỏ, hơn nữa về mặt cấu trúc địa chất lại có một phần nằm ở khu vực chồng lấn Việt Nam - Malaixia (khu vực PM3-CAA), mà người Malaixia gọi là mỏ East Bunga. Để phát triển có hiệu quả mỏ khí này, vấn đề quan trọng đặt ra là phải tận dụng được hạ tầng thiết bị có sẵn của khu vực mỏ PM3-CAA. Theo đề xuất của tổ hợp nhà thầu, sau khi được các bên liên quan thỏa thuận, mỏ khí 46/Cái Nước đã được phát triển chung với mỏ Bunga Kekwa ở khu vực PM3-CAA.

Sau khi mỏ khí Bunga Kekwa-46/Cái Nước đưa vào khai thác, trên cơ sở phần khí tương ứng của mỏ 46/Cái Nước được khai thác (xác định theo tỷ lệ trữ lượng được xác định trước khi hợp nhất mỏ), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Petronas và các nhà thầu PSC lô 46/Cái Nước đã tiến hành ký kết các thỏa thuận bán khí, cụ thể:

- Ngày 23-7-2003, ký Thỏa thuận bán khí lô 46/Cái Nước Petrovietnam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và các nhà thầu PSC lô 46/Cái Nước.

- Ngày 23-7-2003, ký Thỏa thuận bán khí lô 46/Cái Nước Petronas giữa Petroliam Nasional Berhad (Petronas) và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và các nhà thầu PSC lô 46/Cái Nước.

1. Giấy phép số 105/GPĐC4 ngày 18-5-2001 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
2. Giấy phép số 105/GPĐC6 ngày 22-3-2002 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

Mỏ khí 46/Cái Nước đã được khai thác hợp nhất với mỏ Bunga Kekwa, khu vực PM3-CAA từ ngày 23-7-2003.

5.3. Hợp đồng dầu khí lô 46-02, Công ty điều hành Trường Sơn JOC, từ năm 2002

Lô 46-02 là phần diện tích của các lô 46, 50 và 51 do Fina Exploration Minh Hải trả lại sau khi kết thúc giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò.

Các cấu tạo chứa dầu khí, như: Đầm Dơi, Năm Căn, Khánh Mỹ… đã được Fina Exploration Minh Hải phát hiện trong phạm vi lô 46-02 vào các năm 1991-1995. Tuy nhiên, khi đó Fina Exploration Minh Hải đánh giá không có giá trị kinh tế, vì thế chỉ giữ lại diện tích mỏ 46/Cái Nước để phát triển.

Xét thấy có thể tận dụng được thiết bị hạ tầng có sẵn ở khu vực PM3-CAA, tổ hợp nhà thầu Talisman (Vietnam 46-02) Ltd. (Talisman Vietnam 46-02), Petronas Carigali Overseas Sdn.Bhd. (PCOSB) và Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã kiến nghị được tiến hành thăm dò và khai thác dầu khí tại lô 46-02.

Ngày 12-12-2002, sau khi được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ, Lễ ký hợp đồng PSC lô 46-02 ngoài khơi Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và tổ hợp Talisman Vietnam 46-02, PCOSB và PVEP đã được tiến hành.

Cũng trong ngày 12-12-2002, các nhà thầu đã ký Thỏa thuận thành lập Công ty điều hành chung Trường Sơn (Trường Sơn JOC), theo đó, Petrovietnam sẽ cử Tổng Giám đốc điều hành.

Trong giai đoạn I, Trường Sơn JOC đã thu nổ 446 km^2 địa chấn 3D và khoan 4 giếng thăm dò. Trường Sơn JOC đã xác định diện tích giữ lại để phát triển (DDA) ở khu vực Đông Nam của lô 46-02 với diện tích khoảng 760 km^2. Các đối tượng được Trường Sơn JOC tiến hành thẩm lượng phát triển mỏ là diện tích các mỏ Sông Đốc, Rạch Tàu, Khánh Mỹ, Phú Tân.

Báo cáo trữ lượng dầu khí tại chỗ và Kế hoạch đại cương phát triển cụm mỏ Sông Đốc, Rạch Tàu, Khánh Mỹ và Phú Tân lô 46-02 đã được Trường Sơn JOC lập và trình phê duyệt vào năm 2005; đồng thời, trình Kế hoạch khai thác sớm khu mỏ Sông Đốc (bao gồm cả Năm Căn và Ngọc Hiển) lô 46-02.

Ngày 16-11-2005, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Báo cáo trữ lượng dầu khí cụm mỏ Sông Đốc, Rạch Tàu, Khánh Mỹ và Phú Tân lô 46-02[1], theo đó:

1. Quyết định số 1246/QĐ-TTg ngày 16-11-2005 của Thủ tướng Chính phủ.

(i) Trữ lượng của cụm mỏ Sông Đốc, Rạch Tàu, Khánh Mỹ và Phú Tân là 103 triệu thùng (~13,8 triệu tấn) dầu, 50,218 tỷ bộ (~1,422 tỷ m^3) khí đồng hành, 2,49 triệu thùng (~0,333 triệu tấn) condensat và 355,478 tỷ bộ (~10,066 tỷ m^3) khí có thành phần CO_2 dưới 10%; (ii) Trữ lượng của khu mỏ Sông Đốc (bao gồm cả Năm Căn và Ngọc Hiển) là 58,445 triệu thùng (~7,81 triệu tấn) dầu, 33,726 tỷ bộ (~0,955 tỷ m^3) khí đồng hành và 8,935 tỷ bộ (~0,253 tỷ m^3) khí có thành phần CO_2 dưới 10%.

Theo kiến nghị của Hội đồng Thẩm định kế hoạch phát triển và khai thác các mỏ dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong buổi họp ngày 26-4-2006, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt "Kế hoạch Đại cương phát triển cụm mỏ Sông Đốc, Rạch Tàu, Khánh Mỹ, Phú Tân" và "Kế hoạch khai thác sớm khu mỏ Sông Đốc, lô 46-02".

Nhà thầu đã đưa khu mỏ Sông Đốc vào khai thác (tầng Miocen) vào ngày 24-11-2008.

5.4. Hợp đồng PSC các lô B & 48/95, Công ty điều hành Unocal (về sau là Chevron), từ năm 1996

Các lô B, 48/95 nằm ở phía Tây Bắc vùng biển Tây Nam của Việt Nam, sát với ranh giới biển Campuchia ở phía Bắc và ranh giới biển Thái Lan ở phía Tây.

Trước năm 1990, tương tự như các khu vực khác của vùng biển Tây Nam Việt Nam chỉ có một số tuyến khảo sát địa vật lý khu vực của Mandrel năm 1973 và của các tàu khảo sát địa vật lý của Liên Xô (thông qua Chương trình hợp tác Việt - Xô "ESKATO") năm 1980 và 1988, cắt qua khu vực này.

Ngày 28-5-1996, được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ, Lễ ký hợp đồng PSC lô B ngoài khơi (vùng biển Tây Nam) Việt Nam đã được tiến hành giữa Petrovietnam và tổ hợp nhà thầu Unocal Vietnam Exploration Ltd. (Unocal), Repsol Exploracion Vietnam S.A. (Repsol) và Moeco Vietnam Petroleum Co. Ltd. (Moeco). Thời hạn hiệu lực của hợp đồng là 25 năm, trong đó thời kỳ tìm kiếm, thăm dò là 5 năm (3+1+1). Với việc nắm giữ 42,38% cổ phần, Công ty Unocal là nhà điều hành hợp đồng.

Ngày 26-9-1998, đã diễn ra Lễ ký sửa đổi số 1 hợp đồng PSC lô B (bao gồm cả diện tích lô 48/95) thành PSC lô B&48/95 giữa Petrovietnam và tổ hợp các công ty Unocal Vietnam Exploration Ltd., Repsol Exploracion Vietnam S.A. và Moeco Vietnam Petroleum Co. Ltd. Hợp đồng PSC lô B&48/95 đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt ngày 28-9-1998, cùng với các nội dung bổ sung khác, giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò được kéo dài thêm 1 năm, đến ngày 28-5-2000.

Trong thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, nhà thầu đã hoàn thành cam kết công việc, như: thu nổ, xử lý và minh giải 4.463 km tuyến địa chấn 2D; thu nổ, xử lý và minh giải 1.264 km^2 địa chấn 3D; khoan 9 giếng theo cam kết, trong đó 2 giếng khô, 1 giếng bị sự cố khí nông, còn 6 giếng có phát hiện khí. Tổng vốn đầu tư khoảng 69 triệu USD[1].

Giai đoạn I của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò đã được phép kéo dài thêm 3 tháng vì lý do kỹ thuật[2]. Giai đoạn III của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò được kéo dài thêm 1 năm và đã kết thúc ngày 28-8-2003.

Ngày 22-8-2003, Nhà thầu xin giữ lại diện tích phát hiện khí lô B thêm 5 năm theo Điều 17 Luật Dầu khí[3]. Theo đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[4], tháng 3-2004 nhà thầu đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt cho giữ lại phần diện tích giữ lại (Retained Area) trong vòng 5 năm[5].

Sau khi có sự phê chuẩn của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, nhà thầu đã tiến hành các đợt chuyển nhượng quyền tham gia hợp đồng, cụ thể: (i) Respol chuyển nhượng cổ phần, PTTEP và PVEP tham gia hợp đồng PSC lô B&48/95. Theo đó, tỷ lệ tham gia hợp đồng PSC lô B&48/95 của các Bên như sau: Unocal Vietnam Exploration Ltd. 42,38%; Moeco Vietnam Petroleum Co. 25,62%; PVEP 23,50%; và PTTEP Kim Long Vietnam Co. Ltd. 8,50%[6]; (ii) Công ty Chevron mua lại và đổi tên Công ty Unocal Vietnam Exploration Ltd. thành Công ty Chevron Vietnam (Block B) Ltd. (từ ngày 25-8-2005)[7].

5.5. Hợp đồng PSC lô 52/97, Công ty điều hành Unocal (về sau là Chevron), từ năm 1999

Lô 52/97 nằm ở phía Tây Bắc vùng biển Tây Nam của Việt Nam, sát với ranh giới biển Campuchia ở phía Bắc và ranh giới biển Thái Lan ở phía Tây.

---

1. Theo Báo cáo tại Công văn số 784/CV-HTQT ngày 25-2-2003 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Thủ tướng Chính phủ.
2. Công văn số 1131/BKH-QLDA ngày 29-2-2000 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
3. Công văn số 121/CV-HĐQT ngày 8-1-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Thủ tướng Chính phủ về giữ lại diện tích phát hiện khí lô B& 48/95.
4. Công văn số 1077/CV-HĐQT ngày 10-3-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Thủ tướng Chính phủ về giải trình bổ sung về kéo dài thời hạn cho phần diện tích giữ lại của lô B&48/95.
5. Công văn số 4066/CV-HTQT ngày 10-8-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về báo cáo hợp tác với Hoa Kỳ.
6. Theo Giấy phép số 1577/GPĐC3 ngày 7-11-2000 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
7. Theo Giấy phép số 1577/GPĐC ngày 30-6-2006 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

Trước năm 1990, tương tự như các khu vực khác của vùng biển Tây Nam Việt Nam, chỉ có một số tuyến khảo sát địa vật lý khu vực của Mandrel năm 1973 và của các tàu khảo sát địa vật lý của Liên Xô (thông qua Chương trình hợp tác Việt - Xô "ESKATO") năm 1980 và 1988, cắt qua khu vực này.

Ngày 19-10-1999, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Lễ ký hợp đồng PSC lô 52/97 đã được tiến hành giữa Petrovietnam với tổ hợp Unocal Southwest Vietnam Exploration&Production Ltd. (Unocal) và Moeco Southwest Vietnam Petroleum Co. Ltd. (Moeco); Unocal và Moeco ký Thỏa thuận điều hành chung lô 52/97. Hợp đồng có hiệu lực từ ngày 20-10-1999, thời hạn 25 năm đối với dầu và 30 năm đối với khí, trong đó thời kỳ tìm kiếm, thăm dò là 5 năm (3+1+1).

Phù hợp với cam kết của giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò (từ ngày 20-10-1999 đến ngày 19-10-2002), nhà thầu đã thực hiện các nghĩa vụ thu nổ 1.860 km^2 địa chấn 3D; khoan 6 giếng trên tổng số 10 giếng cam kết, trong đó có 1 giếng khô, 4 giếng có phát hiện khí và 1 giếng có phát hiện khí và dầu. Tổng vốn đầu tư khoảng hơn 40 triệu USD.

Năm 2002, nhà thầu đã xin kéo dài giai đoạn I thời kỳ tìm kiếm, thăm dò thêm 1 năm (từ ngày 20-10-2002 đến ngày 19-10-2003).

Sau khi có sự phê chuẩn của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, nhà thầu cũng được phép chuyển nhượng quyền lợi và nghĩa vụ tham gia hợp đồng PSC lô 52/97. *Lần 1:* Unocal chuyển nhượng 5,6% và Moeco chuyển nhượng 1,4% cho PTTEP SouthEast Vietnam Ltd., theo đó tỷ lệ tham gia của các Bên như sau: Unocal Vietnam Ltd. 43,40%; Moeco Vietnam Petroleum Co. 19,60%; PVSC 30,00%; PTTEP Kim Long Vietnam Co. Ltd. 7,00%[1]. *Lần 2:* Công ty PVEP thay thế Công ty PVSC trong PSC lô 52/97[2]. *Lần 3:* đổi tên Unocal Vietnam Exploration Ltd. thành Chevron Vietnam (Block 52/97) Ltd.[3] (sau khi Công ty Chevron đã mua lại Công ty Unocal ngày 25-8-2005).

Đến năm 2006 tỷ lệ tham gia của các Bên trong hợp đồng lô 52/97 như sau: Chevron 43,40%; Moeco 19,60%; PVEP 30%; PTTEP 7%.

Tuyên bố thương mại và hợp nhất phát triển khí các lô B&48/95 và 52/97:

Trên cơ sở các phát hiện khí thực hiện năm 2000 và kết quả công tác thẩm lượng đã thu được, ngày 8-5-2002 các nhà thầu PSC đã tuyên bố phát hiện thương mại ở các lô B&48/95 và 52/97. Đến nay đã có 13 giếng khoan có phát

1. Giấy phép số 2135/GPBS1 ngày 7-11-2000 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
2. Giấy phép số 2135/GPĐC2 ngày 16-12-2002 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
3. Giấy phép số 2135/GPĐC3 ngày 30-6-2006 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

hiện khí. Chỉ tính riêng ở khu vực chính đã có tổng trữ lượng thu hồi: 1P (xác minh) là 44 tỷ m^3 khí, 2P là 100 tỷ m^3 khí, và 3P là 163 tỷ m^3 khí[1].

Tháng 12-2002, nhà thầu nộp Báo cáo HCIIP (Báo cáo trữ lượng hydrocarbon tại chỗ) cho Petrovietnam. Trữ lượng ước tính ban đầu (P1+P2) của các lô B&48/95 và 52/97 được xác định khoảng 120 tỷ m^3, tập trung chủ yếu ở 3 cấu tạo là Kim Long, Ác Quỷ và Cá Voi[2]. Tháng 11-2003, nhà thầu đã trình Petrovietnam kế hoạch phát triển mỏ, đồng thời xin hợp nhất mỏ để thuận tiện cho việc quản lý và điều hành, và giảm chi phí phát triển. Tổng chi phí cho hợp đồng của Unocal đến năm 2004 khoảng 150 triệu USD.

Ngày 27-9-2007, sau một thời gian dài đàm phán, Petrovietnam và Chevron đã ký kết 2 văn bản thỏa thuận là Thỏa thuận hợp nhất mỏ và Thỏa thuận phát triển chung.

5.6. Thỏa thuận thương mại phát triển chung Việt Nam - Malaixia (khu vực PM3-CAA). Hợp đồng PSC khu vực PM3-CAA với Công ty điều hành Talisman, từ năm 1993

PM3-CAA là tên gọi của khu vực "Thỏa thuận thương mại" phát triển chung giữa Việt Nam và Malaixia. Diện tích khu vực này được xác định bởi diện tích của khu vực chồng lấn theo Tuyên bố của chính quyền Việt Nam Cộng hòa về biên giới thềm lục địa năm 1971 và Tuyên bố đường biên giới của Malaixia năm 1979.

Hoạt động thăm dò dầu khí ở khu vực này được Petrovietnam biết đến từ khi Công ty Dầu Hamilton (Mỹ) bắt đầu khoan giếng Bunga Orkid-1, từ ngày 7-3-1991[3]. Hoạt động dầu khí của BHP Hamilton được tiến hành trên cơ sở thụ nhượng lại, từ Công ty IPL, hợp đồng PSC lô PM3 (bao gồm cả diện tích vùng chồng lấn giữa Việt Nam và Malaixia) được ký ngày 16-2-1989 giữa Petronas và Công ty IPL[4]. Năm 1991, Công ty Hamilton đã khoan 3 giếng là: giếng Orkid-1, đạt chiều sâu

1. Công văn số 2019/CV-KĐ-KHĐT ngày 28-4-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Hội đồng Quản trị về triển khai lập Báo cáo nghiên cứu khả thi Dự án đường ống dẫn khí lô B - Ô Môn.
2. Công văn số 121/CV-HĐQT ngày 8-1-2004, *Tlđd.*
3. Công văn số 1737/KHKT-TH ngày 6-12-1991 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Trương Thiên gửi Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, Bộ Công nghiệp nặng, Bộ Ngoại giao, Ban Biên giới về báo cáo vùng tranh chấp với Malaixia.
4. Công văn số 85/KTĐN-KHKT ngày 12-1-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ và Chủ nhiệm Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về gia hạn hợp đồng PM3.

3.745 m; giếng Pakma-1 đạt chiều sâu 3.640 m; giếng Raya đạt chiều sâu 3.457 m. Năm 1992, Công ty Hamilton tiếp tục khoan giếng Orkid-2 đạt chiều sâu 3.260 m.

Để dàn xếp vấn đề vùng chồng lấn, theo sự ủy quyền của Chính phủ hai nước Việt Nam và Malaixia, Bộ Ngoại giao hai nước đã ký Biên bản thỏa thuận (MOU) về vùng chồng lấn ngày 5-6-1992.

Triển khai Biên bản thỏa thuận giữa hai Chính phủ, Công ty Dầu quốc gia Malaixia (Petroliam Nasional Berhad - Petronas) và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã ký "Thỏa thuận thương mại" để tiến hành thăm dò và khai thác dầu khí chung đối với khu vực chồng lấn giữa vùng biển phía Đông của Malaixia và Tây Nam của Việt Nam (gọi tắt là khu vực PM3-CAA) tại Hà Nội, ngày 25-8-1993.

Do các phát hiện trong khu vực PM3-CAA đều có quy mô nhỏ, một số phát hiện lại có hàm lượng CO_2 khá cao, nên sau đó Công ty BHP Hamilton đã chuyển nhượng lại cho Công ty Lundin; tiếp theo Công ty Lundin lại chuyển nhượng lại cho Talisman.

Phù hợp với Thỏa thuận thương mại phát triển chung, từ ngày 23-11-1995 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chính thức tham gia 12,5% quyền lợi và nghĩa vụ trong hợp đồng này với tư cách là một trong những nhà thầu. Theo báo cáo ngày 3-10-1996 của Petrovietnam về kế hoạch khai thác dầu khí[1]: *Tháng 7-1997 sẽ khai thác tấn dầu đầu tiên và tháng 11-1999 sẽ khai thác khí. Tổng chi phí dự kiến đến năm 1999 là 560 triệu USD, trong đó Petrovietnam phải đóng góp 70 triệu USD*[2].

Ngày 26-9-2003, nhà thầu Talisman Malaixia đã có thư gửi 2 đồng chủ nhà Việt Nam và Malaixia xin kéo dài thời hạn tìm kiếm, thăm dò cho các phụ lô 7F-6, 7G-3, 8F-22, 8F-23, 8F-35, 8F-36 và 8G-32 thuộc khu vực hợp đồng PM3-CAA thêm 5 năm. Sau khi Talisman có thư (ngày 12-12-2003) bổ sung cam kết khoan 1 giếng tìm kiếm, thăm dò trong 3 năm đầu kéo dài và 1 giếng nữa trong 2 năm gia hạn tiếp theo[3], hai Phía đã đồng ý cho phép nhà thầu được gia hạn thời kỳ tìm kiếm, thăm dò theo hợp đồng PSC khu vực PM3-CAA đối với các phụ lô nói trên.

1. Công văn số 4512/DK-HTQT ngày 3-10-1996 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Thực tế, từ ngày 29-7-1997 bắt đầu khai thác dầu giai đoạn I với sản lượng khoảng 17.000 thùng/ngày. Từ đầu tháng 12-2003 bắt đầu khai thác khí với sản lượng 250 triệu bộ khối/ngày.
3. Công văn số 334/CV-HĐQT ngày 16-1-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Bộ Kế hoạch và Đầu tư và Bộ Công nghiệp về gia hạn thời gian tìm kiếm, thăm dò các phụ lô trong hợp đồng PM3-CAA.

Theo đề nghị của nhà thầu Talisman, với tư cách là đồng chủ nhà khu vực PM3-CAA, ngày 14-6-2004 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ về việc xin mở rộng diện tích hợp đồng của nhà thầu bao gồm cả "diện tích mở" trong khu vực chồng lấn.

> **Công văn số 2962/CV-HĐQT ngày 14-6-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam** (Lược trích): Dựa trên kết quả tìm kiếm, thăm dò và khai thác ở diện tích PM3-CAA, ngày 18-9-2003, nhà thầu Talisman đã có thư gửi hai đồng chủ nhà xin được phép mở rộng diện tích bao gồm cả "Diện tích mở" ("Open Area") với các điều kiện sau: (i) Diện tích hợp đồng PM3-CAA sẽ kéo dài bao gồm cả phần "Diện tích mở"; (ii) "Diện tích mở" sẽ được điều chỉnh bởi các điều khoản tài chính và quy định của hợp đồng PM3-CAA; (iii) Điều kiện hoàn trả diện tích cũng áp dụng theo hợp đồng PSC lô PM3-CAA ký ngày 16-2-1989; (iv) Cam kết công việc cho vùng "Diện tích mở" là: thu nổ 180 km^2 địa chấn 3D và khoan 1 giếng tìm kiếm, thăm dò"; (v) "Diện tích mở" nằm hoàn toàn trong vùng chồng lấn Việt Nam - Malaixia đã được ghi trong MOU ký giữa hai Chính phủ Việt Nam - Malaixia ngày 5-6-1992. Đây là phần kéo dài về phía Đông Nam lô PM3-CAA hy vọng có tiềm năng dầu khí tương tự như các khu vực lân cận.

Hợp nhất mỏ Bunga Kekwa với mỏ 46/Cái Nước:

Xuất phát từ nhu cầu đưa mỏ khí 46/Cái Nước vào phát triển có hiệu quả, sau khi được phép của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành đàm phán với Công ty Petronas về vấn đề hợp nhất mỏ Bunga Kekwa với mỏ 46/Cái Nước. Một trong những vấn đề mấu chốt phải giải quyết là xác định ranh giới giữa mỏ 46/Cái Nước với khu vực PM3-CAA, do có sự không khớp về tọa độ giữa Biên bản thỏa thuận (MOU) về vùng chồng lấn ngày 5-6-1992 và hợp đồng PSC lô 46/Cái Nước.

Thực hiện ý kiến chỉ đạo của Thường vụ Bộ Chính trị Ban Chấp hành Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam họp ngày 27-11-1997[1], trên cơ sở kết quả đàm phán giữa hai Bộ Ngoại giao Việt Nam và Malaixia về tọa độ điểm A (điểm không khớp giữa ranh giới khu vực PM3-CAA với ranh giới mỏ 46/Cái Nước theo hợp đồng PSC 46/Cái Nước), ngày 11-5-1998 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã trình Thủ tướng Chính phủ phương án triển khai Dự án hợp nhất mỏ Bunga Kekwa với mỏ 46/Cái Nước[2]; và ngày 10-8-1998 báo cáo về kết quả đàm phán với Petronas về

1. Công văn số 1450-CV/VPTW ngày 29-11-1997 của Chánh Văn phòng Trung ương Đảng Phan Diễn gửi Ban Cán sự Đảng Chính phủ, Ban Cán sự Đảng Bộ Ngoại giao, Ban Biên giới Chính phủ, Bộ Quốc phòng, Ban Cán sự Đảng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về hướng giải quyết về điểm không khớp tại khu vực khai thác chung với Malaixia.
2. Công văn số 1543/HĐQT ngày 11-5-1998 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

"khu vực khác biệt" giữa lô PM3-CAA và lô 46[1]. Ngày 24-8-1998, Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Nguyễn Tôn đã thông báo với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các bộ, ngành liên quan: "Phó Thủ tướng Ngô Xuân Lộc, thay mặt Thủ tướng Chính phủ, đồng ý với đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam"[2].

Sau một thời gian dài đàm phán, ngày 10-2-2000, Lễ ký kết Thỏa thuận hợp nhất mỏ Bunga Kekwa với mỏ 46/Cái Nước giữa Công ty Petroliam Nasional Berhad (Petronas) và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã được tiến hành.

Khai thác dầu khí tại cụm mỏ khu vực PM3-CAA và 46/Cái Nước:

Kết quả hoạt động thăm dò ở khu vực PM3-CAA, đã phát hiện các mỏ dầu và khí và các mỏ khí. Các công trình công nghệ được xây dựng ở khu vực PM3-CAA bao gồm: tổ hợp các giàn công nghệ trung tâm; các giàn chuyên dụng; các giàn đầu giếng; và hệ thống đường ống dẫn dầu, khí.

Về sản phẩm khai thác được (dầu và khí) từ khu vực PM3-CAA sẽ được chia đều theo chủ quyền của Việt Nam và Malaixia. Riêng sản phẩm của mỏ Bunga Kekwa-46/Cái Nước (mỏ hợp nhất) được chia tương ứng với phần trữ lượng đóng góp vào mỏ hợp nhất của các mỏ thành phần (Bunga Kekwa và 46/Cái Nước) sau đó theo chủ quyền của Việt Nam và Malaixia. Các Bên đã thỏa thuận dầu thô và condensat sau khi khai thác và xử lý tại mỏ sẽ xuất bán ngay tại mỏ; còn khí (cả khí thiên nhiên và khí đồng hành) sẽ được bán tại mỏ cho hai Phía: Petronas và Petrovietnam.

Từ ngày 29-7-1997 bắt đầu khai thác dầu giai đoạn I với sản lượng khoảng 17.000 thùng/ngày; từ ngày 29-9-2003 bắt đầu giai đoạn II, nâng tổng sản lượng khai thác dầu đạt 55.000-60.000 thùng/ngày. Từ đầu tháng 12-2003, bắt đầu khai thác khí với sản lượng 250 triệu bộ khối/ngày.

Để chuẩn bị triển khai kế hoạch sử dụng khí đồng hành khai thác ở khu vực PM3-CAA từ tháng 12-2003, các Bên liên quan đã tiến hành đàm phán và ký kết các văn bản thỏa thuận bán khí cho Công ty Petronas và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, cụ thể: ký Thỏa thuận bán khí khai thác ngoài mỏ giữa các nhà thầu PSC PM3-CAA với Petronas và Petrovietnam (ngày 10-2-2000); và ký Thỏa thuận cân đối (Balancing Agreement) việc cung cấp khí từ khu vực PM3-CAA giữa Petronas và Petrovietnam (ngày 10-2-2000).

1. Công văn số 2971/DK-HTQT ngày 10-8-1998 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Công văn số 3319/VPCP-DK ngày 24-8-1998 của Văn phòng Chính phủ.

Trữ lượng dầu khí tại chỗ của khu vực PM3-CAA và lô 46/Cái Nước được đánh giá là 810 triệu thùng (~108,3 triệu tấn) dầu và 4,53 TCF (~ 128 tỷ m^3) khí. Các tầng sản phẩm là Miocen và Oligocen.

Vào thời điểm cuối năm 2009 ở khu vực PM3-CAA đang khai thác các mỏ dầu là Bunga Pakma và Bunga Seroja; và các mỏ khí là Bunga Kekwa, Bunga Raya, Bunga Tulip và Bunga Orkid. Trong số đó, mỏ Bunga Kekwa được khai thác hợp nhất với mỏ 46/Cái Nước của Việt Nam (và được gọi là mỏ hợp nhất). Tổng sản lượng dầu khí khai thác từ tháng 9-1997 đến tháng 11-2009 là 16,7 triệu tấn dầu và 6 tỷ m^3 khí.

6. Hoạt động tìm kiếm, thăm dò ở các bể trầm tích nước sâu biển Đông

Các bể trầm tích nước sâu khu vực biển Đông Việt Nam bao gồm các bể Phú Khánh, Tư Chính - Vũng Mây, nhóm bể Hoàng Sa và nhóm bể Trường Sa.

Các bể trầm tích này phần lớn nằm ở các vùng biển nước sâu (trên 1.000 m), xa bờ, nhìn chung chưa có nhiều hoạt động thăm dò dầu khí. Trước năm 1990, chỉ mới có một số tuyến khảo sát địa vật lý khu vực tiến hành ở khu vực này như: khảo sát của tổ hợp Mandrel ở khu vực Tư Chính - Vũng Mây vào những năm 1969-1970; khảo sát của Liên đoàn địa vật lý Thái Bình Dương (Liên Xô) ở khu vực Tư Chính - Vũng Mây vào những năm 1983-1985; khảo sát của các công ty địa vật lý Mỹ như Alpine (Northwood) và Marine Acoustical Service (Maiami) ở khu vực Trường Sa vào những năm 1967-1968; khảo sát của Công ty Western Geophysical ở khu vực bể Phú Khánh và Hoàng Sa vào năm 1972[1].

Tiềm năng dầu khí ở các bể này, mặc dù chưa được khẳng định, nhưng theo dự báo của các nhà khoa học, chiếm khoảng 50% tổng tiềm năng dầu khí của Việt Nam.

6.1. Bể Phú Khánh

Bể Phú Khánh thuộc vùng biển miền Trung Việt Nam, nằm dọc bờ biển các tỉnh Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Ninh Thuận và Bình Thuận; và bao gồm diện tích các lô từ 122 đến 130 ở phía Tây bể và các lô từ 145 đến 151 ở phía Đông bể.

Về các hoạt động dầu khí tại bể Phú Khánh, trừ các đợt khảo sát địa vật lý khu vực do Công ty Western Geophysical thực hiện như đã nêu ở trên, Petrovietnam đã tiến hành thu nổ trên 14.300 km tuyến địa chấn 2D ở phần phía Tây bể (các lô

1. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Chủ biên Nguyễn Hiệp): *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*, Nxb. Khoa học kỹ thuật, Hà Nội, 2007.

từ 122 đến 130) thông qua các hợp đồng khảo sát không độc quyền với NOPEC năm 1993 và GECO năm 1995. Đến cuối năm 2006, khu vực phía Đông của bể, từ lô 145 đến 151, chưa được khảo sát.

Trên cơ sở kết quả phân tích các tài liệu địa vật lý thu được và kết quả khảo sát địa chất vùng rìa, ven biển, kể cả vết lộ dầu ở đầm Thị Nại (Bình Định), tiềm năng dầu khí bể Phú Khánh được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam dự báo khoảng 300-500 triệu tấn quy dầu[1].

Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, từ ngày 1-10-2004 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã mở thầu 9 lô (từ lô 122 đến lô 130) thuộc bể trầm tích Phú Khánh để đàm phán và ký kết các hợp đồng thăm dò, khai thác dầu khí ở các lô này[2]. Kết thúc đàm phán, đến tháng cuối tháng 5-2006, bốn hợp đồng PSC khu vực bể Phú Khánh đã được ký, cụ thể: hợp đồng PSC lô 122 với Công ty Chevron Vietnam Phú Khánh và Petronas Carigali Overseas Sdn.Bdh.; hợp đồng PSC lô 124 với Công ty điều hành Pogo Producing và Keeper Resources Inc.; hợp đồng PSC lô 127 với Công ty ONGC Videsh Ltd.; và hợp đồng PSC lô 128 với Công ty ONGC Videsh Ltd..

1. Ngày 5-4-2006, ký kết hợp đồng PSC lô 124 ngoài khơi Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam với Công ty Pogo Producing và Keeper Resources Inc.

2. Ngày 5-4-2006, ký kết hợp đồng chuyển nhượng lô 124 giữa Keeper Resources Inc. và Công ty Pogo Producing; và hợp đồng phí chuyển nhượng liên quan đến lô 124 ngoài khơi Việt Nam giữa Công ty Pogo Producing và Keeper Resources Inc.

3. Ngày 29-12-2006, ký kết Thỏa thuận sửa đổi hợp đồng PSC lô 124 ngoài khơi Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Keeper Resources Inc. và Công ty Pogo Producing.

4. Ngày 28-4-2006, ký kết hợp đồng PSC lô 122 ngoài khơi Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam với Chevron Vietnam Phú Khánh (lô 122) Ltd., Petronas Carigali Overseas Sdn.Bdh..

5. Ngày 24-5-2006, ký kết hợp đồng PSC lô 127 ngoài khơi Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và ONGC Videsh Ltd..

6. Ngày 24-5-2006, ký kết hợp đồng PSC lô 128 ngoài khơi Việt Nam giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và ONGC Videsh Ltd..

---

1. Công văn số 043/CV-HĐQT ngày 1-12-2004 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Phạm Quang Dự gửi Thủ tướng Chính phủ về Chương trình khảo sát đánh giá tài nguyên và tìm kiếm, thăm dò dầu khí các bể trầm tích nước sâu Biển Đông.
2. *Tlđd.*

6.2. Bể Tư Chính - Vũng Mây

Bể Tư Chính - Vũng Mây nằm trên thềm lục địa Đông Nam Việt Nam, trong khoảng từ 6°30' đến 9°00' vĩ Bắc và 109°00' đến 112°30' kinh Đông; bao gồm các lô 157-159 và 133-136 với diện tích khoảng 50.000 km^2. Bể này nằm bên trong ranh giới ngoài của thềm lục địa (trên vùng chuyển tiếp giữa thềm lục địa và vùng nước sâu), chiều sâu nước biển thay đổi từ dưới 200 m đến 1.200 m. Trong khu vực này tồn tại một số bãi ngầm, vùng có chiều sâu đáy biển dưới 100 m là khoảng 5.000 km^2, vùng có chiều sâu đáy biển dưới 300 m chiếm khoảng 10.000 km^2.

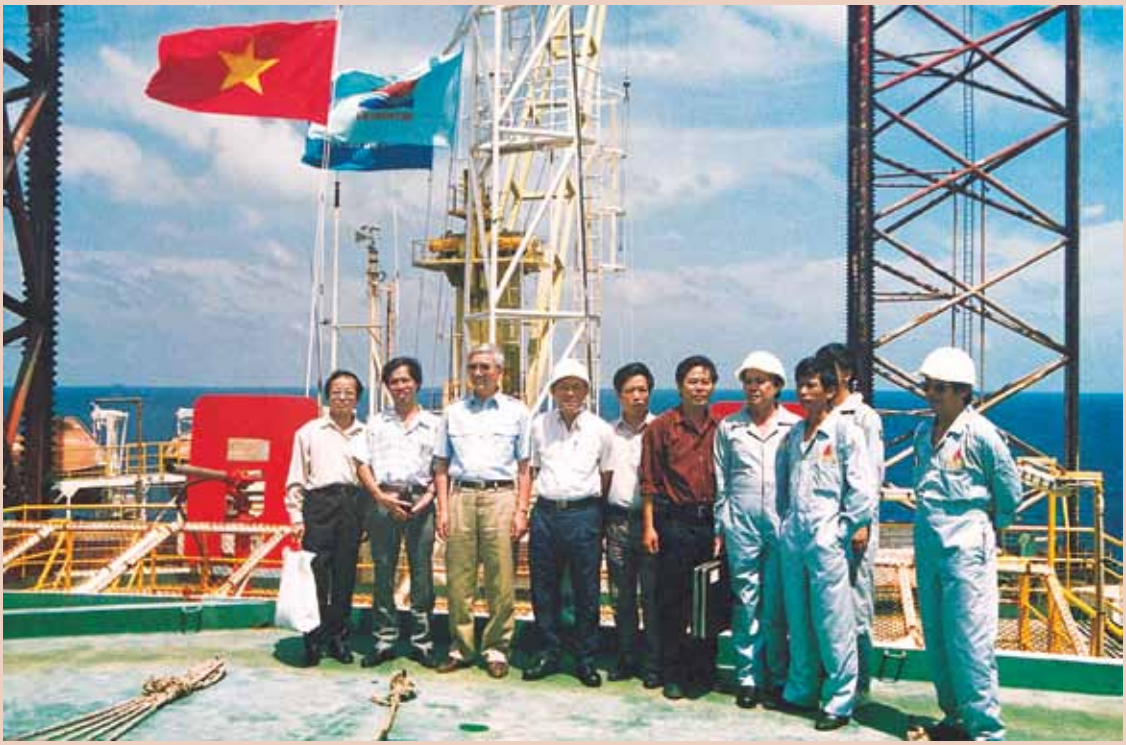
Công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở khu vực này được triển khai từ đầu những năm 1970. Trong thời gian 1972-1974, Công ty Western Geophysical (Mỹ) đã thu nổ một số tuyến địa chấn khu vực tại vùng biển sâu thuộc các lô 122-134. Trong các năm 1985-1987, trong khuôn khổ Chương trình "ESKATO", Liên đoàn Địa vật lý Thái Bình Dương (Liên Xô) đã tiến hành khảo sát địa chấn khu vực ở phía Tây Nam Biển Đông, trong đó có một số tuyến đi qua bể Tư Chính - Vũng Mây.

Ngày 8-5-1992, Phía Trung Quốc (Tổng công ty Dầu ngoài khơi quốc gia Trung Quốc - CNOOC) đã ngang nhiên vi phạm chủ quyền của Việt Nam ký hợp đồng thăm dò và khai thác dầu khí với Công ty Crestone Energy của Mỹ (sau một thời gian đã chuyển nhượng cho Công ty Benton của Mỹ) đối với khu vực các lô 133, 134, 158 và một phần các lô 135, 136, 157 của Việt Nam. Khu vực hợp đồng có diện tích khoảng 25.000 km^2, mà Phía Trung Quốc gọi là Wan An Bei (Vạn An Bắc)[1].

a) Các đề án TC-93, PV-94 và TC-95

Năm 1993, thông qua Đề án TC-93, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thuê tàu "Akademik Gamburtsev" của Liên đoàn Địa vật lý Thái Bình Dương (Liên bang Nga) tiến hành thu nổ 9.500 km tuyến địa chấn 2D, với mạng lưới khảo sát khu vực 16x32 km và một số nơi 8x8 km nhằm mục đích đánh giá cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí ở khu vực này. Năm 1995, thông qua Đề án TC-95, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam lại tiếp tục thu nổ thêm 3.000 km tuyến địa chấn 2D với mạng lưới 8x8 km và một số nơi 4x4 km trên các khu vực triển vọng nhất ở

1. Công văn số 0017/BC-TKTD-KTDK-HTQT ngày 19-5-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Trần Ngọc Cảnh gửi Thủ tướng Chính phủ báo cáo tiềm năng dầu khí và tình hình hoạt động tìm kiếm, thăm dò ở bể Sông Hồng, Tư Chính - Vũng Mây và khu vực quần đảo Hoàng Sa, Trường Sa.



Đoàn cán bộ lãnh đạo, quản lý của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trên giàn khoan Tam Đảo, giếng PV-94-2X, Tư Chính -Vũng Mây (năm 1994) (Tính từ bên trái, người đứng ngoài cùng là Phó Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro Nguyễn Giao, người đứng thứ ba là Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng, người đứng thứ tư là Phó Tổng Giám đốc PVEP Đặng Của)

vùng này. Năm 2003, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành thu nổ thêm 2.000 km địa chấn 2D ở khu vực các lô 135, 136. Như vậy đến năm 2006, ở bể Tư Chính - Vũng Mây đã khảo sát được gần 20.000 km tuyến địa chấn 2D.

Nhằm đánh giá tiềm năng dầu khí cũng như góp phần khẳng định chủ quyền của ta tại khu vực này, năm 1994 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành khoan thăm dò giếng PV-94-2X, đạt chiều sâu 3.330 m, giếng khoan không có phát hiện dầu khí.

Cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí của bể Tư Chính - Vũng Mây đã bước đầu được nghiên cứu đánh giá. Các đơn vị kiến tạo bậc 2, bậc 3, bao gồm các phụ bể, đới sụt, đới nâng với chiều dày trầm tích Kainozoi thay đổi có thể đạt tới 5-7 km ở trung tâm trũng sâu đã được xác định. Các thành tạo trong Paleogen chủ yếu là trầm tích hạt vụn. Từ Miocen đến Đệ Tứ, phổ biến là các thành tạo

carbonat ám tiêu san hô phát triển gần như liên tục ở các dải nâng cao, nay là các đảo nổi và các bãi đá ngầm của khu vực Vũng Mây và Tư Chính; ở vùng thềm và sườn biển sâu, phát triển chủ yếu các thành tạo cát, sét có thể xen ít trầm tích carbonat. Trên cơ sở tài liệu địa vật lý, tại đây đã xác định một số cấu tạo có triển vọng dầu khí song chưa được khoan thăm dò.

Hệ thống dầu khí bể Tư Chính - Vũng Mây được dự báo tương tự như ở bể Nam Côn Sơn, nằm kề cận ở phía Tây. Tuy nhiên do các điều kiện về sinh, chứa, chắn… còn ít được nghiên cứu mà chủ yếu mang tính ngoại suy, tất cả các dạng bẫy ở đây đều chưa được khoan kiểm định, cho nên tiềm năng dầu khí dự báo vẫn còn nhiều yếu tố giả định và rủi ro. Theo đánh giá của đề án "Đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí Việt Nam - Vitra", tiềm năng dầu khí của bể Tư Chính - Vũng Mây vào khoảng từ 1 đến 1,3 tỷ m^3 quy dầu. Khu vực có triển vọng cao hơn cả là đới nâng Phúc Nguyên, phụ bể Tư Chính và phụ bể Vũng Mây[1].

1. Đề án TC-93: Ngày 26-12-1992 tại Hà Nội, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ký với Liên đoàn Địa vật lý Thái Bình Dương của Liên bang Nga hợp đồng khảo sát khoảng 8.000 km tuyến địa vật lý ở vùng Tư Chính thềm lục địa Việt Nam, tại khu vực các lô 132, 133, 134, 135, 136, nơi Trung Quốc đã ký hợp đồng dầu khí với Công ty Crestone Energy (Mỹ). Petrovietnam chịu mọi chi phí cho Đề án này. Hợp đồng đã được Thủ tướng Chính phủ phê chuẩn tại Công văn số 187/DK, ngày 12-1-1993. Tổng công ty giao cho Công ty Petrovietnam II làm nhiệm vụ giám sát quá trình khảo sát thực địa, cử người lên tàu trong quá trình khảo sát, làm mọi thủ tục và hướng dẫn nhà thầu triển khai theo đúng hợp đồng và phối hợp với các ngành, các địa phương để hỗ trợ nhà thầu trong thời gian làm việc tại Việt Nam. Các bộ, ngành đã phối hợp với Tổng công ty Dầu khí thống nhất phương án phối hợp và hỗ trợ. Tổng công ty Dầu khí đã cử cán bộ kỹ thuật cùng một đại diện Hải quân lên tàu để theo dõi và hỗ trợ trong quá trình khảo sát ở thực địa[2].

Ngày 10-3-1993, tàu Gamburtsev đã tới khu vực Tư Chính để triển khai công việc. Sau gần 1 tháng đã khảo sát được 1.500 km tuyến/3.000 km tuyến dự kiến cho vùng Tư Chính. Đến ngày 18-4-1993, giai đoạn I đã khảo sát 3.425,2 km tuyến của vùng Tư Chính và một phần vùng quần đảo Trường Sa. Ngày 22-4-1993 toàn bộ băng từ đã được chuyển đến Trung tâm xử lý ở Sakhalin (Liên bang Nga) để xử lý. Trên cơ sở kết quả minh giải nhanh tài liệu địa chấn xử lý sơ bộ trên tàu Gamburtsev, đã xác định một số đối tượng có triển vọng như: (i) Vùng triển vọng đới cao Tư Chính - Quế Đường (lô 134-135): chiều dày trầm tích có

1. Công văn số 0017/BC-TKTD-KTDK-HTQT ngày 19-5-2004, *Tlđd*.
2. Công văn số 473/KHKT ngày 12-3-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Văn phòng Chính phủ, Thường trực Ban Chỉ đạo Biển Đông - Trường Sa, Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư về triển khai các đề án địa vật lý ở các khu vực nhạy cảm.

thể đạt tới 4-5 km, chiều sâu nước biển 200-700 m; mạng lưới khảo sát tiếp theo ở giai đoạn II là 8x4 km, với khối lượng dự kiến khoảng 1.000-1.200 km (vùng A trên sơ đồ). (ii) Vùng triển vọng đới cao Phúc Tần (lô 133-134): chiều dày trầm tích trung bình khoảng 3-4 km, chiều sâu nước biển 300-1.000 m; mạng lưới tuyến khảo sát tiếp tục là 8x8 km, với khối lượng dự kiến 900-1.000 km (vùng B trên sơ đồ). (iii) Vùng triển vọng bãi Vũng Mây (lô 157-158): chiều dày trầm tích lớn 4-5 km, chiều sâu nước biển 300-1.400 m; mạng lưới tuyến khảo sát tiếp tục là 8x8 km, khối lượng ước tính 800-900 km[1].

Sau khi thu nổ và xử lý sơ bộ 6.000 km tuyến địa vật lý, đã phát hiện một số cấu tạo là đối tượng tìm kiếm, thăm dò cần được khảo sát địa vật lý tỉ mỉ ngay, vì vậy Tổng công ty Dầu khí Việt Nam xin phép điều chỉnh lại sơ đồ khảo sát tiếp Đề án TC-93, cụ thể:

(i) Vùng triển vọng cao Tư Chính - Quế Đường (lô 134-135): chiều dày trầm tích 4-5 km, chiều sâu nước biển 200-700 m; mạng lưới khảo sát là 4x4 km, khối lượng dự kiến 1.540 km;

(ii) Vùng triển vọng đới cao Phúc Tần (lô 133-134): chiều dày trầm tích 4 km, chiều sâu nước biển 300-1.000 m; mạng lưới khảo sát là 8x8 km, khối lượng dự kiến 1.650 km;

(iii) Vùng triển vọng bãi Vũng Mây (lô 157-158): chiều dày trầm tích lớn (4-5 km), chiều sâu nước biển 300-1.400 m; mạng lưới khảo sát là 16x16 km, khối lượng dự kiến 500 km.

Ngày 13-5-1993, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành trao đổi với đại diện nhà thầu Nga và đã thống nhất: (i) Phía Nga sẵn sàng tiến hành khảo sát và xử lý bổ sung 1.500 km tuyến với đơn giá đã thỏa thuận trước đây với Petrovietnam; (ii) Kinh phí cần bổ sung là 400.000 USD và kinh phí cho minh giải, tổng hợp và lập báo cáo đánh giá triển vọng dầu khí về toàn bộ tài liệu của hợp đồng dự kiến là 300.000 USD. Tổng cộng 700.000 USD.

Như vậy, thực hiện Đề án TC-93, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành công tác đánh giá tiềm năng dầu khí vùng Tư Chính - Trường Sa, bao gồm: 1- Đã ký hợp đồng khảo sát, xử lý và minh giải tài liệu địa vật lý với Liên đoàn Địa vật lý Thái Bình Dương (Liên bang Nga). 2- Kết quả: (i) thu nổ 8.000 km tuyến với chi phí 1.622.400 USD; (ii) xử lý 8.000 km tuyến với chi phí 280.000 USD; (iii) thu nổ và xử lý bổ sung 1.500 km tuyến với chi phí 356.700 USD; (iv) minh giải 9.500 km tuyến với chi phí 211.500 USD. Những công việc trên kết thúc trong quý III và IV-1993. 3- Đã phối hợp với Trường đại học Tổng hợp Hà Nội tham gia khảo sát nghiên cứu khoa học trên tàu ATLANTE (Pháp) trong tháng 5-1993.

1. Công văn số 801/DK-TDKT ngày 22-4-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng gửi Thủ tướng Chính phủ về thực hiện Đề án TC-93.

2. Đề án PV-94: "Trong khi chờ chủ trương của Chính phủ, Tổng công ty tiếp tục đẩy nhanh việc tổng hợp tài liệu để hoàn thiện công tác chuẩn bị cho khoan 1-2 giếng dự kiến vào quý II-1994 cho dù hình thức hợp tác như thế nào. Đồng thời Tổng công ty tiếp tục đàm phán với các đối tác để tìm kiếm những giải pháp thích hợp"[1]. Ngày 15-12-1993, tại cuộc họp giữa Thường trực Chính phủ với lãnh đạo các bộ, ngành: Ủy ban Kế hoạch Nhà nước, Uỷ ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư, Bộ Quốc phòng, Bộ Tài chính, Văn phòng Chính phủ và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt kết luận: "Tổng công ty Dầu khí chuẩn bị gấp rút kế hoạch tự làm cho các lô được chọn. Trong khi chuẩn bị Đề án tổng thể cần gấp rút chuẩn bị ngay việc triển khai vài ba giếng khoan tìm kiếm ở cấu tạo Tư Chính ngay trong năm 1994... Ủy ban Kế hoạch Nhà nước, Bộ Tài chính cùng các ngành có liên quan khẩn trương phối hợp và hướng dẫn Tổng công ty Dầu khí Việt Nam triển khai công việc, tranh thủ khoan sớm ngay khi mùa biển lặng bắt đầu (tháng 3-1994). Bộ Quốc phòng khẩn trương hoàn thiện phương án kết hợp các lực lượng quốc phòng và kinh tế để phối hợp bảo vệ vùng hoạt động dầu khí như kế hoạch đã có của Ban Chỉ đạo Biển Đông và hải đảo. Bộ Ngoại giao cùng Ban Biên giới Chính phủ chuẩn bị phương án đấu tranh trên mặt trận đối ngoại trước những phản ứng có thể có, khi ta triển khai công việc"[2].

Giếng khoan PV-94-2X: Đề án PV-94 được Chính phủ phê duyệt với kế hoạch của giai đoạn I bao gồm việc khảo sát 3 vị trí địa chất công trình, khoan và tổng hợp kết quả của 2 giếng tìm kiếm với tổng dự toán là 32 triệu USD. Dự toán kinh phí thi công 2 giếng khoan đã được Chính phủ phê duyệt là 27.173.261 USD[3]. Giếng khoan PV-94-2X được thi công khoan từ ngày 15-5-1994. Ngày 27-9-1994, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có Công văn số 2598/DK-TDKT báo cáo Thủ tướng Chính phủ về giếng khoan PV-94-2X như sau: "Công tác khảo sát địa chất công trình trên 3 diện tích được kết thúc vào tháng 4-1994. Đã hoàn thành lập và phê duyệt phương án kỹ thuật của 2 giếng khoan PV-94-1X và PV-94-2X. Dự toán kinh phí để thực hiện 2 giếng khoan này cũng đã được Chính phủ phê duyệt. Giếng khoan PV-94-2X đã bắt đầu được thi công từ ngày 15-5-1994 bằng giàn khoan Tam Đảo của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Hiện nay, giếng khoan đã đạt được chiều sâu 2.653 m. Do lần đầu tiên và chưa có kinh nghiệm khoan trong tầng đá vôi ám tiêu san hồ dày, bở rời, có nhiều hang hốc, v.v. nên đã mất tương đối nhiều thời gian để khắc phục các sự cố xảy ra trong quá trình thi công giếng. Song, với cố gắng của tập thể cán bộ công nhân viên giàn khoan Tam Đảo, sự điều hành tốt của Công ty Thăm dò và Khai thác và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, cũng như sự hỗ trợ kinh nghiệm của các công ty như Mobil, BP, BHP,… đã khắc phục hiện tượng mất dung dịch nặng trong quá trình khoan, làm chủ được công nghệ khoan trong điều kiện

1. Công văn số 2887/DK-TDKT-Tm ngày 8-12-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Thủ tướng Chính phủ.
2. Công văn số 233/KTN-Tym ngày 18-12-1993 của Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương gửi Thường trực Bộ Chính trị, Ban Bí thư, về xin chủ trương khoan dầu khí khu vực Tư Chính.
3. Quyết định số 296/BT-m ngày 23-9-1994 của Bộ trưởng - Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ.

mất tuần hoàn dung dịch rất nguy hiểm, v.v.. Địa tầng đã khoan qua bao gồm phía trên là một tập đá vôi bở rời rất dày (trên 1.500 m), tiếp là sự xen kẽ đá vôi, cát và sét kết. Đặc biệt trong khoảng độ sâu từ 2.360-2.430 m là tập sét kết với điện trở suất rất cao (200-300 Wm) mà từ trước đến nay ta chưa gặp ở các giếng khoan khác. Trong quá trình khoan không thấy có các biểu hiện dầu khí". Tại Công văn số 3069/DK-TDKT-Tm, ngày 24-10-1994, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí tiếp tục báo cáo: "Giếng khoan đã đạt tới chiều sâu 3.329 m. Những tài liệu thu được cho thấy, phần trên của lát cắt (từ đáy biển đến 1.525 m) là một tập đá vôi san hô rất dày, bở rời, nhiều hang hốc; phần tiếp theo (từ 1.525 m sâu đến 2.300 m) là sự xen kẽ giữa đá vôi, sét kết và cát kết; khoảng chiều sâu từ 2.300 m đến 2.835 m là cát kết, sét màu đen mịn, rắn chắc; khoảng từ 2.835 m đến 3.240 m là cát kết hạt thô, cuội kết đa khoáng xen kẽ bột sét kết màu đen rắn chắc; khoảng từ 3.240 m đến 3.329 m chủ yếu là các mảnh vụn macma, granit, có xen kẽ conglomerat, cát kết và kaolinit. Trong quá trình khoan chưa quan sát thấy các biểu hiện dầu khí. Kết quả phân tích nhanh một số mẫu cho thấy, hàm lượng vật chất hữu cơ trong sét thấp (dưới 0,5%) và chưa bước vào giai đoạn tạo dầu… Chiều sâu thiết kế giếng khoan là 3.330 m. Như vậy, trong một vài ngày tới, giếng khoan sẽ đạt chiều sâu thiết kế". Tổng công ty Dầu khí xin kiến nghị: (i) Cho phép Tổng công ty Dầu khí rút giàn Tam Đảo về để tiếp tục các nhiệm vụ sản xuất bình thường của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; (ii) Tổng công ty sẽ tiếp tục nghiên cứu, đánh giá lại toàn bộ số tài liệu đã thu nhận được, xử lý lại và làm thêm khảo sát địa vật lý để kiến nghị phương hướng tìm kiếm dầu khí tiếp theo và khoan giếng thứ hai.

Ngày 25-10-1994, Văn phòng Chính phủ đã thông báo về kiến nghị của Tổng công ty Dầu khí tại Công văn số 3069/DK-TDKT-Tm đã được Thủ tướng Chính phủ chấp nhận[1]. Giếng khoan đạt chiều sâu cuối cùng là 3.331 m vào ngày 24-10-1994.

b) Hợp đồng hợp tác kinh doanh các lô 133 và 134 với Công ty ConocoPhillips

Bên cạnh hoạt động tự đầu tư tiến hành các hoạt động thăm dò, khai thác tại khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, ngày 10-4-1996, Petrovietnam đã ký với Công ty Conoco Vietnam Exploration & Production B.V. của Mỹ (sau là ConocoPhillips) hợp đồng hợp tác kinh doanh đối với diện tích 2 lô 133 và 134. Tỷ lệ tham gia của Petrovietnam 30%; của Conoco 70%, nhưng gánh chịu chi phí trong thời kỳ tìm kiếm, thăm dò cho Petrovietnam.

Sau khi ký hợp đồng, Conoco thông qua Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành thu nổ 3.000 km địa chấn 2D. Hai bên đã tiến hành xử lý và minh giải tài liệu khảo sát thu được, nhưng chưa tiến hành khoan[2].

1. Công văn số 291/DK-m ngày 25-10-1994 của Văn phòng Chính phủ.
2. Công văn số 0017/BC-TKTD-KTDK-HTQT ngày 19-5-2004, *Tlđd.*

Theo quy định của hợp đồng, thời kỳ tìm kiếm, thăm dò kéo dài 7 năm, trong đó giai đoạn đầu là 4 năm. Sau 2 năm thực hiện hợp đồng, nhà thầu Conoco đã chi khoảng 7,1 triệu USD để nghiên cứu các tài liệu đã có; đồng thời phải triển khai công tác khoan tìm kiếm, thăm dò. Tuy nhiên, Công ty mẹ của Conoco là Tập đoàn Dupont đang có nhiều quyền lợi ở nước láng giềng nên Conoco thông báo với Petrovietnam rằng, họ "không thể trực tiếp đứng ra điều hành các hoạt động thực địa ở khu vực Tư Chính để tránh việc (bị nước láng giềng - *TG*.) gây khó khăn cho Dupont".

Thấy trước được khả năng sẽ không hoàn thành cam kết trong vòng 4 năm, do đó, Conoco đề nghị được kéo dài thêm 3 năm nữa của giai đoạn đầu thời kỳ tìm kiếm, thăm dò để "chờ cơ hội thuận lợi sẽ triển khai công tác thực địa như đã cam kết".

Căn cứ vào Luật Dầu khí năm 1993 thì thời gian kéo dài này (thêm 3 năm nữa) ngoài thẩm quyền của Chính phủ, do vậy Chính phủ đã kiến nghị với Ủy ban Thường vụ Quốc hội cho phép áp dụng đặc cách Điều 17 Luật Dầu khí để chấp nhận đề nghị của Conoco được kéo dài thời kỳ đầu giai đoạn tìm kiếm, thăm dò của hợp đồng dầu khí ở lô 133 và lô 134 thêm 3 năm nữa[1].

Để chuẩn bị giải trình tại phiên họp thứ 12 của Ủy ban Thường vụ Quốc hội (từ ngày 27-7 đến ngày 30-7-1998), Thủ tướng Chính phủ đã giao Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chuẩn bị Tờ trình của Chính phủ trình Uỷ ban Thường vụ Quốc hội về việc gia hạn hợp đồng dầu khí với nhà thầu Conoco tại các lô nước sâu, xa bờ, thuộc vùng nhạy cảm; đồng thời ủy quyền Phó Thủ tướng Ngô Xuân Lộc ký Tờ trình của Chính phủ và uỷ nhiệm Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình bày trước Uỷ ban Thường vụ Quốc hội[2].

> **Tờ trình của Chính phủ số 77/CP-DK-m ngày 28-7-1998** (Lược trích):
>
> Ngày 8-5-1992, Công ty Dầu khí quốc gia ngoài khơi Trung Quốc (CNOOC) đã ký với Công ty Crestone (công ty của Mỹ, nay là Benton) hợp đồng thăm dò và khai thác dầu khí ở khu vực Biển Đông, mà họ gọi là Vạn An Bắc (bao gồm cả khu vực Tư Chính của Việt Nam). Theo Luật Dầu khí của Việt Nam, đối với khu vực nước sâu, xa bờ, đã ký hợp đồng BCC lô 133, 134 thời kỳ tìm kiếm, thăm dò gồm 7 năm, trong đó giai đoạn đầu của thời kỳ tìm kiếm, thăm dò là 4 năm. Công ty Conoco đề nghị được kéo dài thêm 3 năm nữa thời kỳ đầu giai đoạn tìm kiếm, thăm dò để chờ cơ hội thuận lợi, sẽ triển khai công tác thực địa như cam kết. Nếu

1. Công văn số 52/CP-DK-m ngày 18-5-1998 của Thủ tướng Chính phủ.
2. Công văn số 2875/VPCP-QHQH ngày 28-7-1998 của Văn phòng Chính phủ do Phó Chủ nhiệm Vũ Đình Thuần gửi Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Chủ nhiệm Văn phòng Quốc hội, về việc Bổ sung chương trình phiên họp thứ 12 Uỷ ban Thường vụ Quốc hội.

được Phía Việt Nam chấp thuận thì giai đoạn tìm kiếm, thăm dò là 10 năm (7+3 năm gia hạn), Luật Dầu khí cho phép là 7 năm. Chính phủ xin đề nghị Uỷ ban Thường vụ Quốc hội cho phép áp dụng đặc cách Điều 17 Luật Dầu khí để chấp thuận đề nghị của Conoco được kéo dài thời kỳ đầu giai đoạn tìm kiếm, thăm dò hợp đồng BCC lô 133, 134 thêm 3 năm và cho phép Chính phủ được quyền xem xét, quyết định kéo dài thời gian tìm kiếm, thăm dò của các hợp đồng dầu khí không quá 3 năm đối với các hợp đồng dầu khí tương tự ở các lô nước sâu, xa bờ, thuộc vùng "nhạy cảm" về chính trị.

Đề nghị của Chính phủ đã được Ủy ban Thường vụ Quốc hội khóa X thông qua: "Đồng ý với đề nghị của Chính phủ cho phép kéo dài giai đoạn tìm kiếm, thăm dò quy định tại Điều 17 Luật Dầu khí thêm 3 năm đối với hợp đồng dầu khí do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký kết với nhà thầu Conoco (Mỹ) tại các lô 133, 134 ở khu vực nước sâu, xa bờ thuộc thềm lục địa Việt Nam"[1].

Năm 2006, xét kiến nghị của Thủ tướng Chính phủ về gia hạn hợp đồng dầu khí lô 133 và lô 134[2], và theo đề nghị của Uỷ ban Kinh tế và Ngân sách của Quốc hội[3], Uỷ ban Thường vụ Quốc hội khóa XI đã thông qua: "Đồng ý với đề nghị của Thủ tướng Chính phủ tại Tờ trình số 75/TTg-DK ngày 13-1-2006 cho phép kéo dài giai đoạn tìm kiếm, thăm dò quy định tại Điều 17 Luật Dầu khí thêm 5 năm, kể từ ngày 10-4-2006 đối với hợp đồng dầu khí do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký kết với nhà thầu Conoco (Mỹ) tại các lô 133, 134 ở khu vực nước sâu, xa bờ thuộc thềm lục địa Việt Nam"[4].

c) Thỏa thuận hợp tác kỹ thuật (nghiên cứu chung) các lô 131, 132, 135 và 136 với Công ty Shell

Về việc hợp tác với Shell tại các lô 131, 132, 135, 136, ngày 7-12-2004, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ: "Sau một số lần tiếp xúc và thảo luận, ngày 23-11-2004, Shell Exploration Company B.V. đã trình Tổng công ty Dầu khí Việt Nam dự thảo Thoả thuận hợp tác kỹ thuật (nghiên cứu chung) nhằm đánh giá tiềm năng dầu khí các lô 131, 132, 135 và 136 ngoài khơi Việt Nam với quyền lựa chọn 2 trong 4 lô nói trên để đàm phán trực tiếp với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký hợp đồng chia sản phẩm (PSC), nếu Shell Exploration Company B.V. quyết định đi tiếp sau khi kết thúc pha nghiên cứu. Các điều khoản của hợp đồng PSC được đề xuất trong dự thảo Thỏa thuận hợp tác kỹ thuật nói trên sẽ được coi là

1. Nghị quyết số 61/1998/NQ-UBTVQH10 ngày 26-8-1998, do Phó Chủ tịch Quốc hội Mai Thúc Lân ký.
2. Tờ trình số 75/TTg-DK ngày 13-1-2006 của Thủ tướng Chính phủ.
3. Báo cáo số 2385/UBKTNS ngày 26-1-2006 của Ủy ban Kinh tế và Ngân sách Quốc hội.
4. Nghị quyết số 999/NQ-UBTVQH11 ngày 2-3-2006, do Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Văn An ký.

cơ sở cho đàm phán hợp đồng dầu khí (tương đương với Thỏa thuận khung (HOA) của hợp đồng dầu khí)[1]. Sau khi xem xét các khía cạnh kinh tế, kỹ thuật (nước sâu, xa bờ, đầu tư lớn, rủi ro cao) đối với các lô thuộc diện "Dự án khuyến khích đầu tư dầu khí"[2], và đặc biệt là tính "nhạy cảm" về chính trị của các lô 131, 132, 135 và 136, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thấy rằng, các điều kiện kỹ thuật, kinh tế và thương mại cơ bản của PSC nói trên, do Shell Exploration Company B.V. đề xuất, là có thể chấp nhận được với giả thiết trữ lượng thu hồi được phát hiện là 250 triệu thùng dầu (khoảng 34 triệu tấn dầu). Sau khi được Thủ tướng Chính phủ đồng ý, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký kết với Shell và phối hợp triển khai Thỏa thuận nghiên cứu chung đối với các lô 131, 132, 135 và 136.

6.3. Khu vực Trường Sa

Nhóm bể Trường Sa nằm ở Đông Nam Biển Đông, trong khoảng từ 6°30' đến 12° vĩ Bắc và 111°30' đến 118°20' kinh Đông với mực nước biển thay đổi từ 1.000 đến 2.000 m và sâu hơn. Nhóm bể Trường Sa gồm các lô 152-156, 176-185, 200-209 và có diện tích được xác định khoảng 200.000 km^2.

Trước năm 1990, ở khu vực Trường Sa đã có các đợt khảo sát địa vật lý khu vực vào những năm 1967-1968 của các công ty Mỹ, như: Alpine (Northwood) và Marine Acoustical Service (Maiami)[3] và có một số tuyến khảo sát địa chấn trong khuôn khổ Chương trình "ESKATO" do tàu khảo sát địa vật lý của Liên đoàn Địa vật lý Nam Sakhalin thực hiện năm 1985-1987.

Năm 1993, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thực hiện đề tài nghiên cứu khoa học cấp Nhà nước "Đặc điểm địa chất và tiềm năng dầu khí vùng Quần đảo Trường Sa". Tuy nhiên, hoạt động của đề tài cũng chỉ hạn chế ở việc thực hiện các khảo sát địa mạo và địa chất bề mặt. Dựa trên các tài liệu và các kết quả nghiên cứu mà ta có được, khu vực quần đảo Trường Sa nằm trên vùng chuyển tiếp giữa vỏ lục địa và vỏ đại dương của Biển Đông, có khả năng tồn tại các bể trầm tích với chiều dày trầm tích Mezo/Kainozoi có thể đạt tới 5-6 km. Tiềm năng dầu khí của khu vực được dự báo trên cơ sở ngoại suy từ bể Nam Côn Sơn của Việt Nam ở phía Tây và bãi Cỏ Rong (Reed Bank) ở phía Đông Bắc[4].

---

1. Công văn số 044/CV-TDKT-Luật/m ngày 7-12-2004 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Quyết định số 147/2001/QĐ-TTg ngày 3-10-2001 của Thủ tướng Chính phủ.
3. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Chủ biên Nguyễn Hiệp): *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*, Nxb. Khoa học kỹ thuật, Hà Nội, 2007.
4. Công văn số 0017/BC-TKTD-KTDK-HTQT ngày 19-5-2004, *Tlđd*.

Cũng trong năm 1993, triển khai Đề án TC-93, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã hợp đồng với Liên đoàn Địa vật lý Thái Bình Dương (Liên bang Nga) sử dụng tàu "Akademik Gamburtsev" tiến hành khảo sát địa vật lý tại các khu vực Tư Chính và Trường Sa từ ngày 10-3-1993. Khối lượng khảo sát đến cuối tháng 5-1993 ở khu vực quần đảo Trường Sa đã lên tới khoảng 5.000 km tuyến địa chấn 2D.

Do có nhiều khó khăn liên quan đến điều kiện biển sâu, xa bờ; hơn nữa lại chịu tác động tiêu cực về tranh chấp chủ quyền biển của nước láng giềng nên chỉ có các công ty dầu khí nước ngoài cỡ lớn mới thực sự quan tâm đến hoạt động đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ở khu vực quần đảo Trường Sa. Một số công ty nhỏ cũng có quan tâm, nhưng đều đi kèm các điều kiện khó được luật pháp Việt Nam chấp nhận, như đề xuất năm 1992-1993 của Công ty Red River (Mỹ) hoặc đề xuất năm 1998 của Công ty Keystone (Mỹ) (như đã trình bày chi tiết trong Chương 6, Tiểu mục II.3-Các hợp đồng dầu khí ký năm 1995 và các năm tiếp theo). Riêng Thỏa thuận nghiên cứu chung và lựa chọn PSC các lô từ 155 đến 159 ngoài khơi Việt Nam, ký ngày 2-12-2005 với Công ty Thăm dò và Khai thác Biển Đông Ltd. (EssoMobil) đang tiếp tục được triển khai.

Hợp đồng 3 bên, giữa Petrovietnam, PNOC và CNOOC về thăm dò và khai thác dầu khí ở khu vực (thỏa thuận) ở vùng Trường Sa: Sau khi Thỏa thuận ba bên về công tác địa chấn chung trên biển trong khu vực thỏa thuận ở Biển Đông giữa Petrovietnam, CNOOC-Trung Quốc và PNOC-Philippin, có hiệu lực ngày 10-6-2005, từ ngày 1-7-2005, các Bên tham gia đã triển khai lập Văn phòng điều hành tại thành phố Manila (Philippin) và tổ chức đấu thầu khảo sát địa chấn trong khu vực thỏa thuận. Đến cuối năm 2006 đã hoàn thành khảo sát địa vật lý giai đoạn I với khối lượng là 11.000 km tuyến địa chấn 2D. Hoạt động thu nổ (ngoài thực địa) được thực hiện bằng tàu của Trung Quốc. Xử lý tài liệu thực hiện ở Trung tâm xử lý số liệu địa vật lý Fairfield Thành phố Hồ Chí Minh. Điều hành công tác thu nổ thì thực hiện tại Văn phòng ở Manila.

6.4. Khu vực Hoàng Sa

Khu vực Hoàng Sa nằm trong khoảng từ 15° đến 17° vĩ Bắc và 111° đến 115° kinh Đông. Đây là vùng ta có rất ít số liệu, chủ yếu là các số liệu cũ về khảo sát khu vực về trọng lực và địa chấn, cụ thể là 5.000 km tuyến địa chấn 2D mạng lưới 30x50 km và 50x80 km do Công ty GSI (Mỹ) khảo sát năm 1972 (ta có được vào năm 1994-1995).

Trên cơ sở các tài liệu này và một số tài liệu khu vực khác được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giao, năm 1997 Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện nhiệm vụ: "Minh giải tài liệu địa vật lý khu vực nhằm nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá triển vọng dầu khí khu vực quần đảo Hoàng Sa và thềm lục địa miền Trung Việt Nam". Dựa vào kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí năm 1997, có thể đưa ra một số nhận định sơ bộ về tình hình địa chất ở vùng này như sau: Tại khu vực quần đảo Hoàng Sa có khả năng tồn tại một số đới trũng sâu với chiều dày trầm tích có thể đạt tới 4.000-5.000 m. Tương tự như các bể trầm tích phụ cận ở thềm lục địa miền Trung Việt Nam và Nam đảo Hải Nam (Trung Quốc), tại khu vực này có thể tồn tại hệ thống dầu khí: nguồn sinh được dự báo là các tập trầm tích trong Oligocen và Miocen hạ phân bố tại các trũng sâu; các đối tượng chứa có thể là cát kết trong Oligocen, Miocen và đá vôi tuổi Miocen. Do mức độ tài liệu còn rất hạn chế, độ tin cậy không cao nên các đánh giá trên về tiềm năng dầu khí ở đây là rất sơ bộ, mang tính tham khảo[1].

Mặt khác, do quần đảo Hoàng Sa của Việt Nam đang bị nước láng giềng chiếm giữ nên Tổng công ty Dầu khí Việt Nam không thể tiến hành các hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Trong khi đó, theo thông tin từ báo cáo giao ban nhóm chuyên viên liên bộ thuộc Ban Chỉ đạo Nhà nước về Biển Đông và hải đảo, tại đây Phía nước láng giềng đã tiến hành khảo sát địa chấn[2].

III. HOẠT ĐỘNG DẦU KHÍ CỦA PETROVIETNAM Ở NƯỚC NGOÀI

1. Hoạt động tại Mông Cổ

Hợp đồng PSC các lô 19, 21 và 22, Tamtsag, Mông Cổ: do Công ty SOCO ký với Phía Mông Cổ (từ đầu những năm 1990), lúc đầu bao gồm các lô 11, 19, 20, 21 và 22 và SOCO là nhà điều hành. Việc tham gia của PIDC vào hợp đồng PSC này đã được Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cho phép tại Quyết định số 1058/QĐ-KH ngày 21-3-2000.

Sau khi hoàn thành cam kết ban đầu và phát hiện dầu tại các lô 19 và 21 (ở lô 21 phát hiện dầu nặng), Công ty SOCO đã hoàn trả lại Phía Mông Cổ diện tích các lô 11 và 20, chỉ giữ lại 3 lô 19, 21 và 22 để tiếp tục công tác thẩm lượng. Được phép của Chính phủ Mông Cổ, từ năm 1998 Công ty SOCO đã tiến hành khai thác thử (trước khi tuyên bố thương mại) dầu từ lô 19. Sản lượng khai thác trung bình khoảng 300-400 thùng/ngày.

1. Công văn số 0017/BC-TKTD-KTDK-HTQT ngày 19-5-2004, *Tlđd.*
2. Công văn số 043/CV-HĐQT ngày 1-12-2004, *Tlđd.*

Cuối tháng 3-2005, Công ty SOCO đã bán toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ trong hợp đồng PSC 3 lô trên cho Công ty CNPC - Đại Khánh của Trung Quốc. Theo thỏa thuận giữa SOCO và CNPC - Đại Khánh, phần tham gia 5% của PIDC tiếp tục được CNPC - Đại Khánh gánh vốn như trước đây SOCO đã thực hiện. Tỷ lệ % tham gia của các Bên năm 2006 là: CNPC 74,443% (lô 19), 79,526% (lô 21) và 94,443% (lô 22) và là nhà điều hành; Công ty PIDC 05%, chưa phải góp vốn[1].

2. Hoạt động tại Malaixia

2.1. Hợp đồng PSC lô PM-304

Lô PM-304, có diện tích 10.260 km^2, nằm trên thềm lục địa phía Đông bán đảo Malaixia, thuộc bể trầm tích Malay - Thổ Chu. Đây là hợp đồng PSC được Petronas ký với nhà thầu Amerada Hess, ngày 23-2-1998 với thời hạn 29 năm. Sau khi được Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cho phép[2] và được Phía Malaixia phê duyệt, Công ty PIDC đã tham gia hợp đồng PSC lô PM-304. Tỷ lệ tham gia của các Bên là: Amerada Hess 40,5%, là nhà điều hành; Kufpec 25%; Petronas Carigali 30%; PIDC 4,5%. Kết quả thăm dò đã phát hiện dầu tại cấu tạo Cendor với trữ lượng thu hồi khoảng 35 triệu thùng (tương đương 5 triệu tấn) và được Petronas phê duyệt công bố phát hiện thương mại ngày 20-11-2002. Thời kỳ thăm dò đã kết thúc ngày 30-4-2003, trừ diện tích được giữ lại để phát triển xung quanh các phát hiện Cendor và Desaru, các diện tích còn lại đã được hoàn trả. Hợp đồng đã đi vào giai đoạn phát triển. "Tổng chi phí PIDC góp đến tháng 9-2004 là 309.986 USD"[3].

Tháng 6-2004, được sự thỏa thuận của Petronas, Công ty Amerada Hess đã bán toàn bộ cổ phần của họ trong hợp đồng PSC lô PM-304 thông qua việc bán Công ty Amerada Hess (Malaixia PM-304) Ltd. cho Petrofac Reources International Ltd. (Petrofac). Được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ[4], Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chỉ đạo Công ty PIDC đàm phán mua lại của Petrofac 10,5% cổ phần trong hợp đồng PM-304. Thỏa thuận khung (Heads of Agreement-HOA) giữa PIDC và Petrofac đã được ký ngày 21-5-2004. Tuy nhiên, việc mua lại 10,5% cổ phần của Petrofac, lúc đầu bị cản trở từ Công ty Kufpec, nhưng sau đó đã được dàn xếp ổn thỏa. Tỷ lệ tham gia năm 2006 của các Bên là: Petrofac 30%, là nhà điều hành; Petronas Carigali 30%; Kufpec 25% và PIDC 15%.

1. Theo Báo cáo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Công văn số 3841/CV-KH&ĐT ngày 20-7-2005.
2. Tại Công văn số 4411/CV-HĐQT ngày 3-10-2001 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Công văn số 5601/BC-KHĐ, ngày 27-10-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo Thủ tướng Chính phủ.
4. Tại Công văn số 2504/VPCP-DK ngày 20-5-2004 của Văn phòng Chính phủ.

Dòng dầu đầu tiên khai thác từ mỏ Cendor, lô PM-304, thềm lục địa Malaixia (năm 2006)

Sau khi trở thành nhà điều hành, Công ty Petrofac đã xây dựng Kế hoạch phát triển mỏ (FDP). Quý I-2005, các Bên nhà thầu đã phê duyệt FDP. Sau đó FDP đã được Petronas phê duyệt vào quý II-2005. Hoạt động phát triển mỏ dầu Cendor đã được Petrofac triển khai theo công nghệ khai thác mỏ biên nên tốc độ khá nhanh. Dòng dầu đầu tiên từ mỏ Cendor, lô PM-304 Malaixia đã được khai thác vào ngày 23-9-2006, sản lượng khai thác vào tháng 11-2006 là 12.000 thùng/ngày (tương đương 1.622 tấn/ngày).

2.2. Hợp đồng PSC lô SK-305

Lô SK-305 nằm ở thềm lục địa Sarawak thuộc Malaixia có tổng diện tích khoảng 15.056 km^2. Thực hiện Thỏa thuận hợp tác giữa 3 công ty Dầu Quốc gia trong ASEAN: Petrovietnam; Petronas Carigali (Malaixia) và Pertamina (Inđônêxia), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, thông qua Công ty PIDC, đã ký tại Kuala Lămpơ, Malaixia ngày 16-6-2003 hợp đồng lô SK-305[1]. Tỷ lệ % tham

1. Công văn số 5076/BC-HTQT ngày 10-10-2003 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

gia của các Bên là: Công ty Petronas Carigali 40%; Công ty Pertamina 30%; và Petrovietnam/PIDC 30%. Việc tham gia của PIDC vào hợp đồng PSC này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư Việt Nam phê duyệt[1]. Các Bên tham gia hợp đồng đã ký Thỏa thuận thành lập Công ty điều hành chung PCPP, cho phép Petronas Carigali cử Tổng Giám đốc.

Thực hiện cam kết trong 3 năm đầu tiên, đến giữa năm 2005, Công ty PCPP đã tiến hành thu nổ 1.164 km tuyến địa chấn 2D và chuẩn bị chương trình khoan 2 giếng thăm dò liên tiếp trước khi kết thúc giai đoạn I vào ngày 16-6-2006[2].

Công ty PCPP đã tái xử lý 424 km^2 địa chấn 3D. Ngày 9-10-2005, đã khoan giếng thăm dò thứ nhất SK-305 - Dana-1X; giếng có phát hiện dầu khí tốt. Thử vỉa cho lưu lượng dầu là 3.100 thùng/ngày[3].

3. Hoạt động tại Inđônêxia

Các hợp đồng PSC lô 01 và PSC lô 02 Đông Bắc Madura, ngoài khơi Đông Java, Inđônêxia: Công ty PIDC tham gia ký các hợp đồng PSC lô 01 và PSC lô 02 vùng Đông Bắc Madura, ngoài khơi Đông Java, Inđônêxia vào ngày 14-10-2003. Các hợp đồng có hiệu lực ngày 8-10-2003, KNOC (Hàn Quốc) là nhà điều hành, Petrovietnam tham gia 20% cổ phần[4].

Hợp đồng PSC lô 01 Đông Bắc Madura (NEM-1): Tỷ lệ % tham gia hợp đồng là: KNOC 40%, nắm vai trò Tổng Giám đốc; PIDC 20%; SK 30%; GS Holding 5% và Daesung 5%. Việc tham gia của PIDC vào hợp đồng PSC này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư phê duyệt[5].

Theo hợp đồng, trong 3 năm đầu tiên nhà thầu phải thu nổ 1.000 km tuyến địa chấn 2D và khoan 2 giếng thăm dò. Đến năm 2005, PIDC cùng KNOC đã chuẩn bị chương trình thu nổ 700 km tuyến địa chấn 2D vào quý II-2005[6]. Ngày 2-11-2005 đã kết thúc giếng thăm dò Wulan-1X sâu 2.630 m. Giếng có biểu hiện dầu khí kém[7].

1. Giấy phép số 2332/GP ngày 13-6-2003 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư Việt Nam.
2. Theo Công văn số 3841/CV-KHĐT ngày 20-7-2005 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Theo Báo cáo tại Giao ban các Trưởng ban ngày 18-1-2006 của Ban Kế hoạch và Đầu tư Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
4. Theo Công văn số 3430/CV-HTQT ngày 7-7-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
5. Giấy phép số 2349/GP ngày 8-10-2003 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư Việt Nam.
6. Theo Công văn số 3841/CV-KHĐT ngày 20-7-2005 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
7. Theo Báo cáo tại Giao ban các Trưởng ban ngày 18-1-2006 của Ban Kế hoạch và Đầu tư Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Hợp đồng PSC lô 02 Đông Bắc Madura (NEM-2): Tỷ lệ % tham gia năm 2006 là: KNOC 50%, nắm vai trò Tổng Giám đốc; PIDC 20%; GS Holding 30%. Việc tham gia của PIDC vào hợp đồng PSC này đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép số 2348/GP, ngày 8-10-2003.

Theo hợp đồng, trong 3 năm đầu tiên nhà thầu phải thu nổ 1.000 km tuyến địa chấn 2D và khoan 1 giếng thăm dò. PIDC cùng KNOC đã chuẩn bị chương trình thu nổ 600 km tuyến địa chấn 2D vào quý II-2005 và khoan giếng thăm dò đầu tiên vào năm 2006[1].

4. Hoạt động tại Angiêri

Hợp đồng thăm dò, thẩm lượng dầu khí lô 433a&416b thuộc vùng Tuguốc, Đông Bắc Angiêri, được ký kết giữa Công ty PIDC và Công ty Dầu quốc gia Sonatrach ngày 10-7-2002. Tỷ lệ tham gia ban đầu của PIDC là 75% và giữ quyền điều hành. Trong thời gian thăm dò, PIDC đầu tư 100% chi phí để gánh vốn cho Công ty Sonatrach, theo quy định của hợp đồng đã ký. Lô có diện tích 6.472 km^2 và trước đây đã có 2 phát hiện dầu khí. Đây là dự án đầu tiên PIDC điều hành ở nước ngoài. Tổng thời gian dự án là 30 năm cho dầu và 35 năm cho khí, trong đó giai đoạn thăm dò đầu tiên là 3 năm, với cam kết tối thiểu gồm khoan 3 giếng, thu nổ 300 km địa chấn 2D và 100 km^2 địa chấn 3D với cam kết tài chính tối thiểu là 21 triệu USD[2].

Đầu tư của PIDC vào Angiêri đã được Bộ Kế hoạch và Đầu tư Việt Nam cấp phép[3]. Ngày 30-6-2003, hợp đồng chính thức có hiệu lực, sau khi Petrovietnam/PIDC đã hoàn tất thủ tục bảo lãnh ngân hàng và hợp đồng đã được Chính phủ Angiêri phê chuẩn.

Công ty PIDC đã thành lập Văn phòng điều hành tại thủ đô Alger và trong 3 năm đầu tiên (từ ngày 30-6-2003 đến ngày 29-6-2006) đã thực hiện thu nổ 312 km tuyến địa chấn 2D (vượt cam kết). Năm 2005, PIDC đã hoàn thành kế hoạch khoan 3 giếng theo cam kết. Trên cấu tạo Bir Seba đã khoan 2 giếng, giếng BRS-5 không có phát hiện dầu khí; giếng BRS-6/BRS-6Bis có phát hiện dầu khí với lưu lượng 5.100 thùng/ngày (tương đương 690 tấn/ngày). Trên cấu tạo MOM khoan 1 giếng MOM-2/MOM-2Bis có phát hiện dầu khí với lưu lượng 1.200 thùng/ngày (tương đương 162 tấn/ngày). Năm 2006, thu nổ 450 km^2 địa chấn 3D trên cấu tạo MOM và đã được Phía Angiêri phê duyệt bước vào giai đoạn II thời kỳ tìm kiếm, thăm dò, bắt đầu từ ngày 27-6-2006[4].

1. Theo Công văn số 3841/CV-KHĐT ngày 20-7-2005 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Theo Công văn số 5601/BC-KHĐT ngày 27-10-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Giấy phép đầu tư ra nước ngoài số 2289/GP ngày 21-11-2002 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư Việt Nam.
4. Theo Báo cáo tại Giao ban các Trưởng ban ngày 18-1-2006 của Ban Kế hoạch và Đầu tư Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Thử vỉa thành công tại giếng khoan BRS-6Bis, mỏ dầu Bir Seba, lô 433a, Sahara, Angiêri

Cùng với việc triển khai các hoạt động thu nổ địa chấn và chuẩn bị khoan, Công ty PIDC đã đàm phán nhượng bớt nghĩa vụ và quyền lợi cho Công ty Dầu quốc gia Thái Lan (PTTEP) nhằm chia sẻ rủi ro. Thỏa thuận chuyển nhượng đã được ký ngày 8-10-2003, tiếp theo 2 phía ký Thỏa thuận điều hành chung ngày 25-2-2004 và ký bổ sung hợp đồng ngày 15-3-2004. Sau khi được Chính phủ Angiêri phê duyệt, tỷ lệ tham gia của PIDC là 40% và giữ quyền điều hành, PTTEP là 35%; chi phí được phân bổ lại. Tổng chi phí PIDC đã góp cho Đề án đến hết tháng 8-2004 là 4.045.066 USD[1].

Mặc dù việc triển khai hợp đồng này của Công ty PIDC gặp rất nhiều khó khăn do lần đầu tiên thực hiện vai trò của nhà điều hành mà lại ở nước hồi giáo xa xôi, tại khu vực sa mạc Sahara có khí hậu rất khắc nghiệt, nhưng điều quan trọng là Công ty PIDC (về sau là PVEP) đã phát hiện được mỏ dầu Bir Seba lô 433a (năm 2005). Từ cuối năm 2006, và đặc biệt là sau khi Kế hoạch phát triển mỏ đã được các cấp có thẩm quyền phê duyệt, công tác phát triển mỏ được triển khai tích cực và dự kiến tấn dầu đầu tiên sẽ được khai thác vào sau năm 2011.

1. Công văn số 5601/BC-KHĐT ngày 27-10-2004 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

CHƯƠNG 8

TRIỂN KHAI CÁC ĐỀ ÁN KHÍ VÀ LỌC HÓA DẦU

I. HOẠT ĐỘNG THU GOM, VẬN CHUYỂN, XỬ LÝ VÀ PHÂN PHỐI KHÍ

1. Quy hoạch khí tổng thể (Gas Master Plan) đến năm 2010

Việt Nam bắt đầu khai thác khí từ năm 1981 (mỏ khí Tiền Hải C - Thái Bình) và khai thác dầu cùng với khí đồng hành từ năm 1986 (mỏ Bạch Hổ ở thềm lục địa phía Nam). Sau khi Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam được ban hành vào năm 1987, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được triển khai mạnh mẽ, nhất là trên thềm lục địa. Nhiều công ty đã phát hiện khí như Total ở vịnh Bắc Bộ, Shell ở biển miền Trung, ONGC và BP ở bể trầm tích Nam Côn Sơn… Tiềm năng về khí trở nên rõ nét và việc khai thác tài nguyên khí một cách hiệu quả phục vụ sự nghiệp phát triển kinh tế đất nước đã đặt ra cho ngành Dầu khí Việt Nam những nhiệm vụ mới mẻ. Việc khai thác và sử dụng khí đòi hỏi cách tiếp cận tổng thể từ nguồn cung cấp, hạ tầng kỹ thuật để vận chuyển đến thị trường tiêu thụ khí (Gas chain). Do đó, Quy hoạch khí tổng thể đã được xây dựng với sự cộng tác chặt chẽ của nhiều cơ quan Việt Nam (Bộ Kế hoạch và Đầu tư; Petrovietnam; Bộ Công nghiệp; Bộ Tài chính; Văn phòng Chính phủ; Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường; Bộ Xây dựng; Ban Vật giá Chính phủ; Văn phòng Trung ương Đảng; Viện Năng lượng…), 3 công ty Anh là BP, British Gas, Moth Ewbank Prece và một công ty Mỹ là Mobil bằng nguồn tài trợ ODA của Chính phủ Vương quốc Anh và 200.000 USD của Mobil.

Bản Quy hoạch tổng thể đã đưa ra một cái nhìn toàn cảnh về phát triển công nghiệp khí Việt Nam cho giai đoạn 15 năm với nội dung chính như sau:

- Tiềm năng về khí của Việt Nam lớn hơn tiềm năng về dầu; các mỏ khí được phân bổ trong cả nước, song tập trung chủ yếu ở các bể trầm tích Nam Côn Sơn và Sông Hồng.

- Công nghiệp khí Việt Nam nên phát triển theo vùng với thứ tự ưu tiên miền Nam, miền Trung và miền Bắc.

- Nên xem xét khả năng xuất khẩu khí để có vốn phát triển công nghiệp khí trong nước.

- Ngoài ra, bản Quy hoạch còn đề xuất các chính sách hỗ trợ sự phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam nhằm khai thác tối đa những lợi ích từ các nguồn khí thiên nhiên.

Đây là bản Quy hoạch tổng thể về phát triển khí thiên nhiên đầu tiên ở Việt Nam, được soạn thảo khá công phu, tập hợp được nhiều số liệu điều tra từ các nguồn khác nhau trong nước, cũng như một số quan điểm, chính sách của các cơ quan quản lý nhà nước. Nhiều cuộc họp trao đổi, thảo luận dưới sự chủ trì của Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Trần Xuân Giá cũng như Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương đã được tổ chức trong hơn 2 năm (1994-1996). Riêng đối với Petrovietnam, lần đầu tiên việc đánh giá tài nguyên dầu khí toàn thềm lục địa Việt Nam được triển khai một cách khá bài bản và cập nhật được đầy đủ tài liệu vào lúc đó (tài nguyên khí có thể thu hồi là 1.300 tỷ m^3, có thể khai thác 15 tỷ m^3/năm vào năm 2010). Về mặt kinh tế, theo bản Quy hoạch này, giá khí cung cấp cho thị trường từ 2 đến 3,5 USD cho 1 triệu BTU (theo giá năm 1996).

2. Đầu tư xây dựng các công trình thu gom, vận chuyển và chế biến khí mỏ Bạch Hổ

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã bắt đầu khai thác mỏ dầu Bạch Hổ từ ngày 26-6-1986. Tại các giàn khai thác, cho đến năm 1995, khí đồng hành được tách ra khỏi dầu thô với hệ số khí/dầu bình quân là 150 m^3/tấn và được đốt bỏ do chưa có điều kiện thu gom và vận chuyển vào bờ để sử dụng. Tính đến ngày 31-7-1990, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã khai thác được 3,95 triệu tấn dầu thô và đốt bỏ 739 triệu m^3 khí đồng hành. Riêng trong tháng 7-1990, lượng khí đốt bỏ là trên 13,7 triệu m^3 kèm theo 722 tấn condensat. Ngoài mỏ Bạch Hổ, trong khu vực bể Cửu Long đã phát hiện mỏ Rồng và nhiều cấu tạo có triển vọng chứa dầu khí lớn… Nếu không có biện pháp sớm thu gom và sử dụng khí đồng hành, thì cùng với sự gia tăng khai thác dầu, lượng khí đồng hành phải đốt

bỏ sẽ ngày càng lớn, gây lãng phí tài nguyên và làm ô nhiễm môi trường. Do đó ý tưởng thu gom, vận chuyển khí đồng hành vào bờ và sử dụng cho nền kinh tế quốc dân đã hình thành.

Nghị quyết số 15-NQ/TW ngày 7-7-1988 của Bộ Chính trị nhấn mạnh: Nhanh chóng lập phương án trước năm 1995 sử dụng khí đồng hành mỏ Bạch Hổ và các mỏ khác để sản xuất phân đạm, phát điện và phục vụ đời sống nhân dân.

2.1. Về sử dụng khí đồng hành mỏ Bạch Hổ

Tại kỳ họp XI Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 21-10-1989, Phía Việt Nam chính thức đề nghị được sử dụng khí đồng hành từ các mỏ của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro mà không phải trả tiền. Ngày 3-1-1990, Trưởng đoàn Phía Liên Xô B.A. Nikitin thông báo, Chính phủ Liên Xô đồng ý giao cho Chính phủ Việt Nam thu gom và sử dụng khí đồng hành mỏ Bạch Hổ không phải trả tiền cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trừ phần khí sử dụng tại mỏ. Ngày 12-12-1990, sau một thời gian dài đàm phán, hai Phía Việt Nam và Liên Xô đã ký Nghị định thư liên Chính phủ Việt - Xô, quy định: *"từ ngày 1-1-1991, khí đồng hành lấy lên trong quá trình khai thác dầu ngoài việc sử dụng cho các nhu cầu công nghệ khai thác sẽ được giao cho Bên Việt Nam tại mỏ không phải trả tiền"*[1]. Sự kiện này đã tạo cơ sở để triển khai các bước tiếp theo về sử dụng khí đồng hành mỏ Bạch Hổ.

Ngày 16-7-1991, hai Chính phủ Việt Nam và Liên Xô đã ký Hiệp định sửa đổi về tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam, trong đó chính thức khẳng định khí đồng hành được lấy lên trong quá trình khai thác dầu mà Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro không sử dụng cho nhu cầu công nghệ được chuyển giao cho Phía Việt Nam tại mỏ không phải trả tiền. Trong trường hợp phát hiện các mỏ khí hoặc condensat, việc đánh thuế sử dụng và phân chia sản phẩm khai thác được sẽ là đối tượng của một thỏa thuận riêng của hai Bên.

2.2. Công ty Khí đốt Việt Nam (VietGas) và Dự án khí Bạch Hổ

Để triển khai thực hiện việc thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí, ngày 20-9-1990 Bộ Công nghiệp nặng đã ra quyết định thành lập Công ty Khí đốt thuộc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam. Giám đốc đầu tiên của Công ty Khí đốt Việt Nam là ông Nguyễn Quang Hạp, nguyên Vụ trưởng Vụ Kinh tế - Kế hoạch

1. Nghị định thư về một số vấn đề liên quan đến hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong năm 1991 do Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum, được ủy quyền của Bên Việt Nam và Thứ trưởng thứ nhất Bộ Công nghiệp dầu Liên Xô B.A. Nikitin, được ủy quyền của Bên Liên Xô đã ký ngày 12-12-1990.

Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam. Năm 1998, trên cơ sở Công ty VietGas, Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí - PVGC (sau trở thành Tổng công ty Khí Việt Nam - PV Gas) đã được thành lập. Ngay sau khi thành lập, Công ty Khí đốt Việt Nam đã tích cực thực hiện các nhiệm vụ được Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam giao về lập và phối hợp triển khai các dự án khí.

Ban đầu do chưa có năng lực và kinh nghiệm thực tế, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam được Hội đồng Bộ trưởng cho phép mời các công ty nước ngoài tham gia liên doanh lập Dự án phát triển và sử dụng khí thiên nhiên ở Việt Nam. Đã có 18 công ty nước ngoài hưởng ứng tham gia dự án (Pháp: Gaz de France, SODEP…; Anh: BP Exploration, British Gas…; Nhật Bản: C'ITOH, Nissho Iwai…; Đức: Liquid Gas International liên doanh với Manessman; Ấn Độ: PEC; Bỉ: Tractebel; Niu Dilân: Gas Development Resource; Thái Lan: PTT; Malaixia: Petronas; Đài Loan: CPIC; Hồng Kông: Search International Ltd; Mỹ: do cấm vận nên Công ty CIREN đứng tên thay cho 10 công ty Mỹ). Trong năm 1991 và 1992, một số công ty dầu khí Nhật Bản, Pháp, Canađa, Thái Lan đã gửi Luận chứng khả thi đề án khí đến Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. "Qua 2 vòng phân tích so sánh lựa chọn và sau khi được Hội đồng Bộ trưởng phê duyệt, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã chọn Tổ hợp Liquigas/SNC (Canađa) làm đối tác liên doanh, và ngày 18-4-1992 hai Bên đã ký "Thoả thuận chung" và thảo luận các văn bản để thành lập Liên doanh nhà máy khí hoá lỏng"[1].

Ngày 17-6-1994, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký Thỏa thuận khung (Heads of Agreement) về đề án sử dụng khí đồng hành giữa Petrovietnam với Tổ hợp Công ty British Gas PLC (Anh), Mitsui & Co., Ltd. (Nhật Bản) và TransCanada Pipelines Ltd. (Canađa).

Sau đó, trong quá trình đàm phán Hợp đồng thành lập liên doanh do các điều kiện mà các đối tác nước ngoài đưa ra không được Phía Việt Nam chấp thuận, các công ty nói trên đã không thể đi đến giai đoạn triển khai thực hiện dự án. Tuy nhiên, quá trình trao đổi, đàm phán với các công ty nước ngoài đã giúp các chuyên gia Việt Nam từng bước nâng cao trình độ; triển khai các hoạt động hợp tác với các tổ chức nước ngoài trong lĩnh vực công nghiệp khí, như với Viện Cố vấn Nhật Bản (JCI) lập bản nghiên cứu tiền khả thi đồng bộ từ thu gom, vận chuyển, hoá lỏng và chế biến phân đạm (chi phí do Chính phủ Nhật Bản tài trợ)…

1. Công văn số 1964/KT-KH ngày 9-11-1992 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gửi Tổng Bí thư Đảng Cộng sản Việt Nam Đỗ Mười về việc Báo cáo về đề án khí và đề án lọc dầu.

Lễ ký Thỏa thuận khung (Heads of Agreement) đề án sử dụng khí đồng hành mỏ Bạch Hổ giữa Petrovietnam với British Gas PLC, Mitsui & Co., Ltd. và TransCanada Pipelines Ltd., tại Nhà hát lớn Hà Nội (ngày 17-6-1994)

2.3. Về Luận chứng kinh tế - kỹ thuật "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức"

Sau khi tìm hiểu các đề án của trên 30 công ty nước ngoài, Công ty Khí đốt Việt Nam đã phối hợp với Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (NIPI) thuộc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và Viện Thiết kế Bộ Thương mại tiến hành lập Luận chứng kinh tế - kỹ thuật cho Hệ thống thu gom và vận chuyển khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ đến các hộ tiêu thụ trên đất liền. Chủ nhiệm dự án là ông I.S. Oseredko, Chánh kỹ sư Viện NIPI. Bản Luận chứng đã được Công ty Khí đốt Việt Nam hoàn thành và trình Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Công văn số 423/KĐ ngày 15-8-1991.

Ngày 18-10-1991, Bộ Công nghiệp nặng đã tổ chức hội nghị xem xét Luận chứng kinh tế - kỹ thuật "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức" do Thứ trưởng thứ nhất Lê Văn Dỹ và Thứ trưởng Lê Đình Quy chủ trì. Tham dự có đại diện của Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng, Ủy ban Kế hoạch Nhà nước, Bộ Xây dựng, Bộ Tài chính, Bộ Năng lượng, Bộ Thương mại, Tổng công

ty Dầu khí Việt Nam… Căn cứ đề nghị của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng[1] và Báo cáo kết quả thẩm tra của Hội đồng Thẩm định Nhà nước[2], Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng đã phê duyệt Luận chứng kinh tế - kỹ thuật "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức"[3], với nội dung chính như sau:

Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức, bao gồm:

- Công trình thu gom khí tại mỏ Bạch Hổ.

- Trạm nén khí đầu mối tại mỏ Bạch Hổ.

- Đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Thủ Đức.

- Trạm thu hồi condensat.

- Các công trình phụ trợ.

- Địa điểm xây dựng Hệ thống nói trên bao gồm: khu vực mỏ Bạch Hổ, tuyến ống dẫn khí từ mỏ Bạch Hổ đến mũi Kỳ Vân (điểm tiếp bờ) dài 127 km, tuyến ống dẫn khí Kỳ Vân - Bà Rịa - Thủ Đức dài 99 km.

- Công suất thiết kế của Hệ thống thu gom và vận chuyển là 1 tỷ m^3/năm (có dự phòng mở rộng lên 1,5 tỷ m^3/năm).

- Các hộ tiêu thụ chính: các nhà máy điện tuốcbin khí trên tuyến Bà Rịa - Phú Mỹ - Thủ Đức, nhà máy phân đạm, nhà máy tách khí hóa lỏng để xuất khẩu.

- Tổng vốn đầu tư tạm tính 162 triệu USD, trong đó ngoại tệ: 136 USD; tiền Việt Nam: 268 tỷ đồng (quy đổi 26,8 triệu USD). Trước mắt Bộ Tài chính ứng cho Tổng công ty Dầu khí 2 triệu USD để thuê thiết kế, đặt hàng thiết bị, thuê chuyên gia cố vấn và kiểm tra chất lượng ống hiện có của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Thiết kế và thi công:

- Thiết kế gồm 2 giai đoạn: thiết kế kỹ thuật và thiết kế thi công.

- Thi công: Bộ Công nghiệp nặng thống nhất với Bộ Xây dựng trên cơ sở đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam lựa chọn đơn vị thi công thích hợp. Thời hạn xây dựng công trình là 2 năm kể từ năm 1992.

1. Công văn số 2717/CNNg-XDCB ngày 5-9-1991 của Bộ Công nghiệp nặng.
2. Công văn số 1312/UBXDCB ngày 10-12-1991.
3. Quyết định số 07/CT ngày 7-1-1992 của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng.

- Tổ chức thực hiện: Cơ quan chủ đầu tư là Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chịu trách nhiệm đầu tư xây dựng để đưa công trình vào hoạt động đúng thời hạn, bảo đảm chất lượng cao, tận dụng tối đa vật tư, thiết bị và năng lực xây dựng trong nước.

Để nâng cao hiệu quả công trình, Bộ Công nghiệp nặng chỉ đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phối hợp với các bộ, ngành, các cơ quan hữu quan triển khai ngay việc lập Luận chứng kinh tế - kỹ thuật của các công trình khác sử dụng khí của công trình này (Nhà máy khí hóa lỏng, thu gom và đưa khí từ các mỏ Rồng, Đại Hùng vào hệ thống xây dựng, Nhà máy phân đạm sử dụng nguyên liệu khí, Nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu khí). Đây là công trình trọng điểm của Nhà nước, yêu cầu các bộ, ngành, địa phương liên quan có trách nhiệm giúp đỡ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam hoàn thành tốt công trình này.

Bản Luận chứng kinh tế - kỹ thuật ban đầu này là sơ bộ và chưa đầy đủ (mới chỉ đề cập đến việc thu hồi chất lỏng condensat, chưa nói tới việc tách khí hoá lỏng LPG). Sau này, trong quá trình thực hiện, bản Luận chứng kinh tế - kỹ thuật đã được bổ sung hoàn chỉnh nhiều lần. Mặc dù vậy, có thể thấy rằng đây là tài liệu hết sức quan trọng, là cơ sở để Chính phủ Việt Nam ra quyết định đầu tư Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức, là căn cứ để Tổng công ty Dầu khí Việt Nam triển khai thực hiện dự án, tạo tiền đề cho việc phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam.

2.4. Về Thiết kế tổng thể "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức"

Sau khi Luận chứng kinh tế - kỹ thuật được duyệt, bước triển khai tiếp theo quy định của Nhà nước Việt Nam là lập thiết kế kỹ thuật và tổng dự toán toàn bộ công trình.

Do đây là dự án khí đầu tiên, chưa có tiền lệ ở Việt Nam, các tổ chức thiết kế trong nước chưa có kinh nghiệm nên một công ty thiết kế của Canađa là SNC-Lavalin đã được mời đàm phán về việc lập thiết kế kỹ thuật và tổng dự toán.

Ngày 24-6-1992, Hợp đồng lập Thiết kế tổng thể công trình thu gom và vận chuyển khí đồng hành Bạch Hổ - Thủ Đức đã được ký kết giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Giám đốc Công ty Khí đốt Việt Nam Nguyễn Quang Hạp làm đại diện, theo ủy quyền của Tổng Giám đốc Hồ Sĩ Thoảng và Công ty SNC-Lavalin của Canađa do ông L.V. Bruneider làm đại diện.

Phạm vi công việc thiết kế tổng thể:

- Thu thập các số liệu cơ sở;

- Khảo sát và nghiên cứu thiết kế tuyến ống cho toàn bộ Dự án.

Thiết kế tổng thể:

- Đường ống;

- Máy nén ngoài biển;

- Nhà máy LPG;

- Kho chứa và thiết bị bơm chuyển sản phẩm.

Mục đích thiết kế tổng thể:

- Tối ưu hóa thiết kế các hệ thống;

- Triển khai đầy đủ công tác thiết kế để có thể xác định chi phí cho thực hiện Dự án và xác định phương pháp thực hiện Dự án.

- Triển khai đầy đủ công tác thiết kế để có thể làm cơ sở đấu thầu EPC xây dựng Dự án.

Giá trị Hợp đồng là 3.016.000 USD. Trong số tiền này có 542.003 USD trả cho Công ty Khí đốt Việt Nam về các công việc như thiết kế giàn chân đế ngoài biển, khảo sát biển và chọn tuyến, khảo sát địa chất công trình… do Phó Giám đốc Công ty Phạm Văn Kho, các chuyên viên Nguyễn Hùng, Nguyễn Đức Hoà, Nguyễn Thị Vân, Đoàn Thiện Tích, Trần Văn Thục, Lê Công Giáo… thực hiện.

Theo Thiết kế tổng thể của SNC-Lavalin, Dự án sử dụng khí Bạch Hổ gồm các hạng mục công trình sau:

- Giàn nén khí ngoài biển với 5 tổ nén khí, tổng công suất 8,1 tỷ m^3 khí/năm, tổng dự toán 140 triệu USD;

- Hệ thống đường ống với tổng chiều dài 195 km, trong đó có 115 km từ Bạch Hổ đến Dinh Cố và 84 km từ Dinh Cố về Thủ Đức;

- Nhà máy xử lý khí tại Dinh Cố với tổng dự toán 80 triệu USD;

- Hệ thống cảng xuất khí hóa lỏng và condensat tại Thị Vải, tổng dự toán 46 triệu USD.

Phải nói rằng, đây là lần đầu tiên khái niệm "Thiết kế tổng thể" (FEED – Front-End Engineering and Design) được sử dụng ở Việt Nam.

Ông Nguyễn Hiệp và Trưởng phòng Xây dựng cơ bản của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Vũ Đình Chiến đã gặp Bộ trưởng - Chủ nhiệm Ủy ban Kế hoạch Nhà nước Đỗ Quốc Sam để trình bày sự khác nhau và giống nhau giữa "Thiết kế tổng thể" và "Thiết kế kỹ thuật" của Liên Xô và Việt Nam cũng như chi phí thiết kế được tính theo tỷ lệ phần trăm của chi phí xây lắp và thiết bị toàn bộ công trình thay vì tính theo đơn giá thiết kế cho một đơn vị công suất như Quy định Đầu tư Xây dựng cơ bản hiện hành.

Về tiêu chuẩn kỹ thuật áp dụng cho FEED, do nhà thiết kế SNC-Lavalin (Canađa) và đối tác liên doanh không thể áp dụng tiêu chuẩn GOST-Liên Xô nên Phía Việt Nam đã đề xuất áp dụng tiêu chuẩn của hãng Shell-Hà Lan (hiện đang dùng ở Bắc Mỹ và châu Âu) và yêu cầu SNC-Lavalin cung cấp hầu như tất cả các tiêu chuẩn kỹ thuật liên quan đến công trình với trị giá khoảng 10.000 USD để cung cấp cho Bộ Xây dựng làm căn cứ thẩm định và phê duyệt.

Một chi tiết nhỏ cho thấy sự khác biệt rất lớn giữa hai hệ thống tiêu chuẩn Liên Xô và phương Tây: hành lang đường ống dẫn khí. Theo tiêu chuẩn Liên Xô, chiều rộng mỗi bên hành lang an toàn là 150 m; theo tiêu chuẩn Mỹ không có khái niệm hành lang an toàn (safety corridor), vì an toàn phải được tính ngay trên vật liệu và công nghệ chế tạo ống, hàn ống…

Đây cũng là cơ hội đầu tiên để Hội đồng Thẩm kế Nhà nước tiếp xúc với một cách làm việc mới… Như vậy, có thể nói rằng, lĩnh vực xây dựng dầu khí và ngành Xây dựng Việt Nam bắt đầu hội nhập với thế giới từ công trình này.

Để tư vấn cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và Hội đồng Thẩm kế Nhà nước tiến hành thẩm tra thiết kế tổng thể, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký hợp đồng với Công ty Sofre Gaz (Pháp).

"Trong thời gian từ ngày 12-7-1993 đến ngày 30-7-1993, Hội đồng Thẩm kế Nhà nước đã họp, nghe ông L.V. Bruneider - đại diện Công ty SNC-Lavalin trình bày báo cáo về nội dung Thiết kế tổng thể. Quả thật là có nhiều vấn đề mới và "lạ" đối với ta lúc bấy giờ! Ta đặt các câu hỏi có vẻ như kiểm tra, "quay" đối tác, nhưng thực chất là để tìm hiểu, để "học". Cũng phải đánh giá cao ông Bruneider rất kiên trì, nhẫn nại "giải trình"; có lúc ông ta phải trần tình "đây là vấn đề bí mật (know-how) của mỗi công ty, các ngài đã hỏi, tôi xin nói…". Ngày 2-8-1993, ông Bruneider tiếp tục làm việc với ông Hiệp và ông Chiến. Ngày 3-8-1993, Hội đồng Thẩm kế Nhà nước ra thông báo bằng Văn bản số 73/HĐTK-TT, kết luận việc xem xét "Dự thảo báo cáo Thiết kế tổng thể công trình thu gom và vận chuyển

khí Bạch Hổ - Thủ Đức". Hai tháng rưỡi, sau khi sửa chữa và bổ sung từ ngày 18-10-1993 đến ngày 27-10-1993, ông Bruneider trình bày Báo cáo cuối cùng của Thiết kế tổng thể công trình "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức" trước Hội đồng Thẩm kế Nhà nước do Thứ trưởng Bộ Xây dựng - Chủ tịch Hội đồng Nguyễn Mạnh Kiểm chủ trì".

Sau khi có Tờ trình của Chủ tịch Hội đồng Thẩm kế Nhà nước[1], Thiết kế tổng thể "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức" đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong Quyết định số 05/TTg ngày 4-1-1994. Những nội dung chính yếu của Thiết kế tổng thể gồm: Chủ đầu tư công trình là Tổng công ty Dầu khí Việt Nam; Tổng vốn đầu tư là 456,200 triệu USD (kể cả cho công trình sớm đưa khí vào bờ, fast track, và phần chung cho gaslift của Xí nghiệp Liên doanh dầu khí Việt - Xô); Nguồn vốn, giai đoạn I - Công trình fast track đầu tư bằng vốn vay của các tổ chức trong nước và ngoài nước, giai đoạn II - Toàn bộ tổng thể hệ thống sẽ gọi vốn đầu tư nước ngoài theo hình thức liên doanh đầu tư, hoặc trả vốn bằng sản phẩm dầu khí.

Trong quá trình triển khai Thiết kế tổng thể, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tiến hành song song việc đàm phán tìm đối tác hợp tác đầu tư thực hiện toàn bộ Dự án, vì đây là Dự án lớn về vốn, phức tạp về công nghệ, lần đầu tiên thực hiện ở Việt Nam.

Ông Nguyễn Hiệp, nguyên Phó Tổng Giám đốc Petrovietnam, kể lại:

"Ngày 5-5-1994, tại Văn phòng Chính phủ, các Phó Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải và Trần Đức Lương đã chủ trì cuộc họp; tham dự cuộc họp có các ông Bộ trưởng - Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh, Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Trần Xuân Giá, Thứ trưởng Bộ Năng lượng Nguyễn Ngọc Phan, Thứ trưởng Bộ Tài chính Nguyễn Sinh Hùng…

Sau khi Tổng Giám đốc Hồ Sĩ Thoảng trình bày Đề án thu gom, vận chuyển và xử lý khí đồng hành mỏ Bạch Hổ, Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương nêu rõ thêm một số vấn đề cần thảo luận. Nhiều ý kiến đã được đưa ra bàn thảo. Cuối cùng, Phó Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải kết luận:

- Chủ trương về xây dựng đường ống dẫn khí từ Bạch Hổ đi Bà Rịa, Thủ Đức: chung vốn để làm.

- Giàn nén khí: làm chung với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, để tiết kiệm được vốn của Nhà nước và chia sẻ trách nhiệm quản lý.

- Phải làm sớm Nhà máy khí hoá lỏng.

1. Tờ trình số 1449/HĐTKNN ngày 9-11-1993 của Chủ tịch Hội đồng Thẩm kế Nhà nước.

- Phải làm đồng bộ đưa khí vào bờ và hoá lỏng khí.

- Giá bán khí cho điện tăng từng bước, nhưng bán cho Nhà máy đạm thì phải khác.

- Toàn bộ vốn đầu tư cho Đề án là 500 triệu USD, ta tự làm thì không nổi. Do đó quyết định phải liên doanh.

- Trong hợp đồng phải chặt chẽ để khỏi bị ép. Ta có thể thay thế Chủ tịch Hội đồng Quản trị, Tổng Giám đốc để nâng cao trình độ anh em.

- Phải đấu thầu, chọn thầu chặt chẽ.

- Tổng công ty Dầu khí phải chạy vốn.

- Ngân hàng phải thu xếp vốn.

- Bộ Tài chính phải giúp Petrovietnam để tính phần góp vốn bằng đất đai, chi phí tại Việt Nam…

Nhiều tổ hợp các công ty nước ngoài đã tham gia đàm phán, trong đó nổi bật nhất là tổ hợp hai công ty British Gas của Anh và TransCanada Pipeline của Canađa, và kể cả các công ty BP, Enron (Mỹ). Do là Dự án đầu tiên, chưa có tiền lệ, việc đàm phán diễn ra gay go, phức tạp và có khả năng kéo dài. Trong nội bộ lãnh đạo Petrovietnam cũng chia thành hai nhóm quan điểm: liên doanh và tự làm, không liên doanh. Nhóm liên doanh dựa trên lập luận: vốn lớn, công nghệ và quản lý phức tạp, ta chưa có kinh nghiệm, kể cả việc bao tiêu sản phẩm (chủ yếu là xuất khẩu LPG, vì lúc đó thị trường tiêu thụ LPG rất nhỏ, chỉ vài nghìn tấn/năm). Nhóm tự làm, không liên doanh, cho rằng "miếng ngon nhất" trong Đề án khí (là các công trình trên bờ như Nhà máy khí hoá lỏng và đường ống, kho cảng) lại đem liên doanh là để cho "người ngoài xơi"! Trong bối cảnh đó, ý tưởng chia dự án ra thực hiện từng phần đã xuất hiện mặc dù gây rất nhiều tranh cãi.

Để sớm đưa khí vào bờ và được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định thực hiện dự án "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức" theo giai đoạn và đưa vào sử dụng từng phần, mặc dù đây là một hệ thống. Căn cứ vào nguyên tắc thực hiện đó, Dự án đã được chia thành các dự án thành phần sau đây:

- Đường ống Bạch Hổ - Bà Rịa hay công trình sớm đưa khí vào bờ (fast track);

- Đường ống Bà Rịa - Phú Mỹ hay công trình 2-3 triệu m^3 khí/ngày đêm;

- Đường ống Phú Mỹ - Thủ Đức (sau đổi thành đường ống Phú Mỹ - Thành phố Hồ Chí Minh);

- Giàn nén khí trung tâm mỏ Bạch Hổ;

- Nhà máy xử lý khí Dinh Cố;

- Kho cảng Thị Vải.

Có thể nói rằng việc đàm phán lựa chọn đối tác cho toàn bộ dự án không thành công, nhưng cũng mang lại cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam những lợi ích thiết thực. Trong quá trình đàm phán, để giảm thiểu rủi ro và bảo vệ lợi ích của mình, các đối tác đã yêu cầu tổ chức thực hiện dự án theo thông lệ quốc tế, bao gồm từ cách thức thu xếp vốn, lựa chọn nhà thầu thông qua đấu thầu quốc tế, thuê tư vấn chuyên nghiệp quản lý dự án, đến thuê giám định độc lập cấp chứng chỉ phù hợp. Đó là điều mới lạ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã sớm nhận ra lợi ích, nhanh chóng tiếp thu và vận dụng linh hoạt vào việc thực hiện dự án.

2.5. Về công trình sớm đưa khí vào bờ (fast track)

Công trình sớm đưa khí vào bờ dựa trên nguyên lý sử dụng áp suất vỉa đưa 1 triệu m^3 khí/ngày vào bờ, khi chưa có giàn nén khí ngoài mỏ, để cung cấp cho nhà máy điện tuốcbin khí Bà Rịa. Công trình bao gồm hệ thống thu gom và tách condensat ngoài biển, đường ống Bạch Hổ - Bà Rịa, trạm xử lý khí Dinh Cố và trạm phân phối khí Bà Rịa.

Thiết kế tổng thể và dự toán tạm tính của công trình sớm đưa khí vào bờ đã được Hội đồng Thẩm tra thiết kế Nhà nước thẩm định và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong Quyết định số 209/TTg ngày 5-5-1993, với giá trị 116,6 triệu USD và 10,2 tỷ đồng. Ban Quản lý công trình "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức" là đại diện Chủ đầu tư được thành lập theo quyết định của Thủ tướng Chính phủ[1]. Ông Bùi Hải Ninh, nguyên Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được Thủ tướng Chính phủ cử làm Trưởng ban Quản lý Công trình khí.

Song song với quá trình thẩm định, xét duyệt Thiết kế tổng thể công trình "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức", kể cả Thiết kế tổng thể công trình sớm đưa khí vào bờ (fast track), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã khẩn trương tiến hành chọn nhà thầu tư vấn quản lý hợp đồng thiết kế - mua sắm - xây dựng (EPCM) vì ý thức rằng đây là công trình lần đầu tiên được xây dựng ở Việt Nam với dạng hợp đồng cũng lần đầu tiên thực hiện tại Việt Nam.

1. Quyết định số 35/TTg ngày 6-2-1993 của Thủ tướng Chính phủ do Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương ký thay, về việc thành lập Ban Quản lý công trình "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức".

Ngày 30-7-1993, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Nguyễn Hiệp cùng Trưởng ban Quản lý công trình khí Bùi Hải Ninh, Trưởng phòng Xây dựng cơ bản Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Vũ Đình Chiến cùng với Vụ trưởng Vụ Chính sách xây dựng Phan Đình Đại của Bộ Xây dựng và các chuyên viên họp bàn thống nhất cách triển khai chọn thầu tư vấn quản lý đề án. Ngày 3-8-1993, ông Hiệp trực tiếp làm việc với Bộ trưởng - Trưởng ban Chỉ đạo Ngô Xuân Lộc, có ông Chiến tham gia. Bộ trưởng Ngô Xuân Lộc yêu cầu chọn nhanh tư vấn quản lý trong số 3 công ty British Gas, Sofre Gaz và John Brown. Từ ngày 14-8-1993 đến ngày 23-8-1993, Ban chọn thầu khẩn trương làm việc chọn nhà thầu tư vấn quản lý hợp đồng thiết kế - mua sắm - xây dựng (EPCM). Ngày 18-8-1993, Ban Chỉ đạo công trình khí nhà nước báo cáo Chính phủ đã chọn Công ty John Brown đạt các yêu cầu đề ra với giá chi phí thấp nhất.

Ngay sau khi chọn được nhà thầu tư vấn quản lý công trình, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã triển khai ngay việc chọn thầu công trình sớm đưa khí vào bờ theo dạng Hợp đồng thiết kế - mua sắm - xây dựng (EPCC - Engineering-Procurement-Construction Contract).

Ngày 1-9-1993 họp Ban chọn thầu, tham dự có Vụ trưởng Vụ Chính sách Bộ Xây dựng Phan Đình Đại và các ông Chính, Sâm, Chiến, Hiển, Trường, Chương. Ngày 29-9-1993 họp các nhà thầu Nisso Iwai, Mc Demott, Saipem, Bouygues Offshore, Hyundai Heavy Industries, có ông Finnay của Công ty tư vấn John Brown tham dự. Ngày 23-10-1993 họp Ban chọn thầu. Ngày 3-11-1993, hội ý Tổ đàm phán. Ngày 11-11-1993, họp lại Ban chọn thầu để đánh giá tình hình và chỉ đạo Tổ đàm phán. Ngày 2-12-1993, Bộ trưởng Bộ Xây dựng - Trưởng ban Quản lý công trình khí nhà nước làm việc tại Chi nhánh Công ty Petechim tại Vũng Tàu, Giám đốc Công ty Petechim Trần Hữu Lạc báo cáo đã chuẩn bị sẵn sàng để ký hợp đồng EPC. Ngày 15-12-1993, Ban Chỉ đạo công trình khí nhà nước họp tại Công ty Petechim ở Thành phố Hồ Chí Minh. Bộ trưởng - Trưởng ban Ngô Xuân Lộc chỉ đạo khẩn trương đàm phán. Cuối cùng đã chọn được Công ty Hyundai Heavy Industries (Hàn Quốc) đảm nhiệm xây dựng công trình sớm đưa khí vào bờ. Ngày 20-12-1993, tại Hà Nội, Công ty Petechim đã ký Hợp đồng EPC với Công ty Hyundai Heavy Industries có trị giá 54.950.000 USD.

Công trình sớm đưa khí vào bờ đã được tổ chức thực hiện theo đúng thông lệ quốc tế với việc sử dụng Công ty John Brown (Vương quốc Anh) làm tư vấn, Công ty Lloyd's Register (Anh) làm giám định độc lập và Huyndai Heavy Industries (Hàn Quốc) làm nhà thầu EPC thông qua đấu thầu quốc tế. Xí nghiệp liên hiệp Xây lắp dầu khí (Việt Nam) được Hyundai chọn là nhà thầu phụ. Việc quản lý thực hiện Dự án được tổ chức phù hợp với các quy định của Việt Nam, cụ thể: Chính phủ thành lập Ban Chỉ đạo Nhà nước (Trưởng ban là Bộ trưởng Bộ

Xây dựng Ngô Xuân Lộc, Phó Trưởng ban là Tổng Giám đốc Petrovietnam Hồ Sĩ Thoảng, Uỷ viên Thường trực là Phó Tổng Giám đốc Petrovietnam Nguyễn Hiệp) để thực hiện một số chức năng chủ quản đầu tư, Hội đồng Nghiệm thu Nhà nước (Chủ tịch Hội đồng là Thứ trưởng Bộ Xây dựng Nguyễn Mạnh Kiểm) để nghiệm thu công trình, Ban Quản lý Dự án khí thay mặt Chủ đầu tư là Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trực tiếp quản lý Dự án, hợp đồng EPC được ký qua đầu mối ngoại thương là Công ty Petechim.

Chi phí công trình sớm đưa khí vào bờ bao gồm hợp đồng EPC ký với Công ty Hyundai và các hợp đồng ký với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro vào khoảng 94 triệu USD.

Đuốc đốt khí tại Trạm tiếp nhận đầu vào Dinh Cố (ngày 17-4-1995)

Ngày 9-4-1994, Lễ động thổ khởi công công trình fast track được thực hiện tại Long Hải, nơi tiếp giáp đường ống giữa biển và bờ dưới sự chứng kiến của Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương cùng đại diện các bộ, ngành trung ương và địa phương. Sau hơn một năm xây dựng, ngày 17-4-1995 khí đồng hành thu gom từ mỏ Bạch Hổ đã vận chuyển vào bờ, đưa đến trạm phân phối khí Bà Rịa, sẵn sàng cung cấp khí cho Nhà máy điện Bà Rịa.

Nhà máy điện Bà Rịa phát ra dòng điện bằng khí đầu tiên hòa vào lưới điện quốc gia vào lúc 14:00 giờ ngày 26-4-1995.

Lễ đón nhận dòng khí đầu tiên vào bờ được tổ

chức chiều ngày 1-5-1995 tại Bà Rịa. Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt đã cắt băng chào mừng dòng khí đầu tiên vào bờ; tham dự còn có Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Bình, Chủ tịch Tổng Liên đoàn Lao động Việt Nam Nguyễn Văn Tư, cùng nhiều đại diện của các bộ, ngành trung ương, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Điện lực Việt Nam, Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và các tỉnh, thành phố lân cận.

Lễ đón nhận dòng khí đầu tiên vào bờ tại Trạm phân khối khí Bà Rịa, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu (ngày 1-5-1995)

Hội đồng Nghiệm thu Nhà nước công trình khí đã nghiệm thu công trình sớm đưa khí vào bờ vào ngày 30-12-1995. Năng lực của công trình theo thiết kế được duyệt: công suất 330 triệu m^3 khí/năm, áp suất đầu vào 34 bar và nhiệt độ là 60^0C; áp suất đầu ra là 22 bar và nhiệt độ là 22^0C. Tuyến ống dưới biển, từ mỏ Bạch Hổ đến bờ biển Long Hải, dài 106,5 km, dày 11,9 mm và 14,3 mm, toàn tuyến được chôn sâu 0,9 - 3 m. Điểm tiếp bờ là Long Hải (thay vì là Mũi Kỳ Vân theo Luận chứng kinh tế - kỹ thuật "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức" được duyệt ban đầu như đã trình bày ở trên). Tuyến ống Long Hải - Bà Rịa dài 16,722 km dày 9,5 mm.

Trong quá trình lắp đặt đường ống ở ngoài biển Dự án sớm đưa khí vào bờ đã xảy ra sự cố đường ống bị gãy do bị va đập vào một vật nào đó (khoảng cuối

Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt và lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Trạm phân phối khí Bà Rịa, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

tháng 10-1994). Phía nhà thầu Hyundai cho là tàu cẩu của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro gây ra, kiện đòi bồi thường. Phía Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng đưa ra những chứng lý để bác bỏ chuyện đó và cho là chính Hyundai gây ra. Tranh cãi khá căng thẳng và mất nhiều thời gian (ngày 18-11-1994 họp Ban Quản lý Công trình khí Nhà nước, ngày 23-11-1994 Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương chủ trì họp chỉ đạo xử lý; Cơ quan An ninh lúc đó là của Bộ Nội vụ cũng đã tham gia điều tra). Cuối cùng, vào khoảng tháng 1-1995, Nhà thầu Hyundai phải bỏ tiền để sửa chữa đến giữa tháng 2-1995 thì xong, không ảnh hưởng nhiều tới tiến độ đề án. Nhưng phải đến tháng 4-1996 Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và Hyundai mới đi đến hoà giải, công ty bảo hiểm mà Hyundai mua bảo hiểm phải trả tiền sửa chữa.

Trong quá trình triển khai Đề án, lần đầu tiên Phía Việt Nam tiếp cận với việc nhà thầu đòi trả tiền "phát sinh" (Variation Orders - VO) tới 21 triệu USD (gần bằng 1/4 tổng chi phí Đề án!). Phía ta kiên trì đàm phán (phải có đầy đủ lý lẽ và chứng cứ) ròng rã gần 3 năm trời (sau khi công trình đã được nghiệm thu và vận hành), nhà thầu phải chấp nhận ta chỉ thanh toán khoảng 5 triệu USD.

Đề án sớm đưa khí vào bờ là đề án đầu tiên được thực hiện ở Việt Nam dưới dạng Hợp đồng thiết kế - mua sắm - xây dựng (EPCC). Một phần vốn của Đề án

do nhà thầu thu xếp (được gọi là tín dụng cho người mua - buyer credit). Nhà thầu Hyundai đã được Ngân hàng Xuất nhập khẩu (EXIMBANK) Hàn Quốc tài trợ. Đó là nguồn vốn chính để Phía Việt Nam có thể triển khai được Đề án vào năm 1993 - giai đoạn rất khó khăn của nền kinh tế Việt Nam.

Có thể nói rằng, đây là công trình đầu tiên ở Việt Nam được thực hiện theo thông lệ quốc tế: Sơ đồ quản lý dự án có sự tham gia của tư vấn và giám định nước ngoài đã giúp chủ đầu tư kiểm soát các khâu trong quá trình thực hiện, bảo đảm sự thống nhất về kỹ thuật và chất lượng các giải pháp thiết kế, để sau khi hoàn thành thì công trình có chứng chỉ quốc tế, dễ dàng thu xếp bảo hiểm với chi phí hợp lý; việc lựa chọn tư vấn, giám định và nhà thầu EPC được thực hiện thông qua đấu thầu quốc tế, trên cơ sở vận dụng các quy định về mua sắm hàng hóa của Ngân hàng Thế giới và hợp đồng EPC của Hiệp hội Tư vấn Quốc tế (FIDIC), trong khi Việt Nam chưa có quy định về đấu thầu và hình thức hợp đồng EPC. Các chuyên gia của Bộ Xây dựng (Vụ Chính sách xây dựng, Cục Giám định chất lượng) và các chuyên gia của Hội đồng Nghiệm thu Nhà nước đã tham gia và giám sát việc thực hiện dự án từ đầu; những kinh nghiệm thực tế từ Dự án này đã góp phần to lớn vào việc hình thành phương thức quản lý các dự án tiếp theo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nói riêng, cũng như việc xây dựng các Quy chế, Quy định và Luật về xây dựng và đấu thầu của Việt Nam nói chung.

> Mặc dầu cái gì cũng mới mẻ khi thực thi đề án này, song Bộ trưởng Bộ Xây dựng, Trưởng ban Chỉ đạo Nhà nước công trình khí Ngô Xuân Lộc đã nhận xét: "Đây là công trình đạt tiêu chuẩn quốc tế, lần đầu tiên có bảo hành quốc tế, đúng tiến độ, không vượt dự toán và được quyết toán sớm".

2.6. Về công trình 2-3 triệu m³ khí/ngày đêm

Từ tháng 5-1995, sau khi công trình sớm đưa khí vào bờ hoàn thành, bảo đảm cung cấp 1 triệu m³ khí/ngày đêm cho Nhà máy điện Bà Rịa, nhu cầu cấp khí cho sản xuất điện tiếp tục gia tăng. Thủ tướng Chính phủ giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tổ chức thực hiện dự án cung cấp 2 triệu m³ khí/ngày đêm vào đầu năm 1997 cho Nhà máy điện Phú Mỹ 2.1. Công trình 2-3 triệu m³ khí/ngày đêm bao gồm: việc lắp đặt hệ thống thu gom khí và giàn nén khí nhỏ ở ngoài khơi, bộ phận trộn khí (jet compressor) trên giàn ống đứng; xây dựng đường ống trên bờ Bà Rịa - Phú Mỹ; và trạm phân phối khí Phú Mỹ.

Để bảo đảm công trình đạt chất lượng quốc tế, hoàn thành với tiến độ nhanh, kịp cung cấp 2 triệu m³ khí/ngày đêm cho các nhà máy điện Bà Rịa, Phú Mỹ vào

đầu năm 1997, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được Chính phủ cho áp dụng một số cơ chế đặc biệt về mặt chỉ đạo, điều hành và tài chính. Về nhà thầu xây dựng công trình, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được chỉ định: Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là nhà thầu xây dựng hệ thống thu gom, xử lý, nén khí bổ sung nhằm bảo đảm lưu lượng của hệ thống lên 2 triệu m^3 khí/ngày đêm; Công ty Thiết kế và Xây dựng dầu khí cùng với đơn vị xây dựng của Bộ Xây dựng là nhà thầu lắp đặt đường ống khí Bà Rịa - Phú Mỹ và trạm phân phối khí tại Phú Mỹ; Ban Quản lý Công trình Khí được đổi tên thành Ban Quản lý Dự án "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức". Ông Trần Văn Thục được bổ nhiệm là Trưởng ban để tiếp tục việc lãnh đạo thực hiện Dự án.

Mặc dù đã có ít nhiều kinh nghiệm khi triển khai Đề án sớm đưa khí vào bờ, nhưng khi tự lực thực hiện Dự án 2-3 triệu m^3 khí/ngày đêm, các đơn vị cũng gặp rất nhiều khó khăn từ khâu thiết kế, gọi thầu cung cấp thiết bị, vật tư, thi công… Việc đấu thầu thiết kế giàn nén khí nhỏ cũng diễn ra rất quyết liệt giữa các công ty chào thầu.

Khi xây dựng Trạm xử lý và phân phối khí ở Phú Mỹ, do thiết bị lọc (Filter) và đốt nóng (Heater) đặt mua tại nước ngoài về chậm, trong khi Nhà máy điện Phú Mỹ 2.1 sắp cần khí để chạy thử. Tình thế cấp bách đòi hỏi phải làm by-pass. Sau khi khẩn trương tìm kiếm, đã thuê được Filter và Heater cũ của Công ty Technic Offshore tại Xingapo, chuyển gấp về Phú Mỹ và lắp vào đoạn ống phụ đó. Thế là sẵn sàng cung cấp khí cho Nhà máy điện Phú Mỹ 2.1! Đây cũng là lần đầu tiên thuật ngữ "by-pass" được dùng trong xây dựng dầu khí Việt Nam. Sau đó, các thiết bị này cũng được đặt mua luôn. Khi thiết bị đặt mua đã về và được lắp, các Filter và Heater cũ được tháo ra, sau này lại được lắp by-pass ở hệ thống khí - điện Cà Mau và hệ thống khí - điện Nhơn Trạch.

Ông Nguyễn Hiệp, nguyên Phó Tổng Giám đốc Petrovietnam và là người được phân công đặc trách về khí kể lại hai câu chuyện vui. *Chuyện thứ nhất,* vào những ngày sắp đưa khí về để Nhà máy điện Phú Mỹ chạy thử, tình hình tranh cãi giữa Petrovietnam và EVN về những nguyên nhân từ hai phía có thể gây chậm trễ xảy ra rất căng thẳng ở cấp điều hành trực tiếp (đến nỗi Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Chủ tịch Hội đồng Quản trị của cả hai Tổng công ty phải vào tận nơi để thảo luận tìm giải pháp tháo gỡ những khó khăn, trở ngại cụ thể). Trong quá trình tranh cãi, phía EVN có cán bộ nói rằng, trong đường ống có cả "găng tay và giầy ủng" (!). Thật ra, sau khi lắp đặt xong, đường ống đã được thử thuỷ lực, thổi khí, phóng pig (thoi trượt)… thì làm sao còn có các thứ găng tay, giày ủng trong ống! Thứ trưởng Bộ Xây dựng kiêm Chủ tịch Hội đồng Nghiệm thu Nhà nước đã phải đến tận nơi kiểm tra. Phải chăng đó là "cách kéo dài thời gian" do phía nhà máy

điện chưa chuẩn bị kịp việc chạy thử? *Chuyện thứ hai* thì vui thật. Để khẳng định khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ đã đến Phú Mỹ, thì phải đốt khí cháy ở tháp đuốc đặt tại Phú Mỹ. Nhà thiết kế đã lắp đặt hệ thống đánh lửa ở miệng đuốc. Khí đã có ở đuốc nhưng lửa thì không! Ông Nguyễn Trọng Nhưng, Giám đốc Công ty Thiết kế và Xây lắp dầu khí đã ra lệnh cho một xe cần cẩu, cẩu một thanh mà ở đầu có tẩm dầu đốt cháy, điều khiển ngọn lửa châm vào miệng đuốc như thể châm bếp dầu! Mọi người đều hồi hộp, rất lo vì cần cẩu có thể va vào đuốc! May thay, lửa đã bùng cháy ở miệng đuốc. Mọi người thở phào. Lúc đó một chuyên gia tư vấn của hãng John Brown nói với tôi rằng: "bây giờ tôi mới hiểu tại sao Việt Nam các ông thắng Mỹ!".

Cuối tháng 3-1997 dự án cung cấp 2 triệu m^3 khí/ngày đêm hoàn thành và khí đã được cung cấp cho Nhà máy điện Phú Mỹ 2.1. Mặc dù việc tự lực triển khai công trình còn có những bước đi chập chững, nhưng các công trình này đều thực hiện với tổng chi phí đều ít hơn tổng dự toán được duyệt như công trình 2 triệu m^3 khí/ngày đêm (tổng chi phí 252.540.643.377 đồng so với tổng dự toán: 258.729.004.109 đồng); công trình 3 triệu m^3 khí/ngày đêm (tổng chi phí 49.784.451.361 đồng so với tổng dự toán 58.832.742.301 đồng)[1]. Và điều quan trọng nhất là đã cung cấp khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ đầy đủ và kịp thời cho các nhà máy điện Bà Rịa và Phú Mỹ 2.1 với tổng công suất gần 900 MW.

2.7. Về giàn nén khí trung tâm, mỏ Bạch Hổ

Giải pháp dùng áp suất vỉa và sử dụng giàn nén nhỏ đưa khí vào bờ là các giải pháp tạm thời với sản lượng khí cung cấp có hạn. Giải pháp chính theo thiết kế tổng thể là xây dựng giàn nén khí trung tâm tại mỏ Bạch Hổ, vừa nén khí để vận chuyển vào bờ, vừa nén khí cho khai thác dầu theo phương pháp gaslift.

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã giao cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trực tiếp quản lý thực hiện Dự án và vận hành (sau này) trên cơ sở thiết kế tổng thể của SNC-Lavalin. Giàn nén khí trung tâm có 5 tổ máy nén khí với tổng công suất 8,1 tỷ m^3 khí/năm, tổng dự toán công trình là 152 triệu USD.

Công trình được thực hiện theo hình thức đấu thầu EPC quốc tế; trúng thầu EPC là Tổ hợp nhà thầu Bouygues Offshore (Pháp) và Samsung Heavy Industries (Hàn Quốc), Nhà thầu tư vấn Fluor Daniel (Mỹ) và nhà giám định Lloyd's Register (Anh). Sau 2 năm xây dựng, tháng 8-1997 công trình giàn nén khí trung tâm tại mỏ Bạch Hổ đã chính thức đi vào hoạt động góp phần đưa hệ thống khí Bạch Hổ đạt công suất thiết kế 4,2 triệu m^3 khí/ngày đêm.

1. Các quyết định số 7060/QĐ-DKVN và 7062/QĐ-DKVN ngày 22-11-2007 của Hội đồng Quản trị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Mặc dù Dresser Rand (Mỹ) là công ty chế tạo máy nén hàng đầu thế giới, nhưng khi xây dựng giàn nén khí trung tâm đã xảy ra sự cố là trục của một máy nén khí bị rạn nứt. Phía Việt Nam đã cử một đoàn chuyên gia bao gồm đại diện Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Bộ Khoa học và Công nghệ, Bộ Xây dựng... sang làm việc tại nhà máy, cùng với Tư vấn Flour Daniel, Giám định Lloyd's Register giám sát việc chế tạo, yêu cầu phải dùng Phòng thí nghiệm độc lập để giám định chất lượng vật liệu chế tạo trục máy nén. Kết quả đã xác định có sai sót trong khâu chế tạo trục máy nén ở nhà máy và nhà thầu có trách nhiệm khắc phục hậu quả.

Khi giàn nén khí trung tâm với công suất đẩy 4 triệu m^3 khí/ngày đêm vào bờ hoạt động, để tránh dòng khí từ bờ quay trở lại có thể phá huỷ các giàn nén khí và khai thác dầu khí tại mỏ Bạch Hổ (đây chính là nguyên nhân đã phá huỷ giàn khai thác Alpha của Anh tại Biển Bắc) thì vấn đề lắp đặt van một chiều ở đầu đường ống gần giàn nâng (riser platform) là rất cần thiết. Tuy nhiên, việc đặt van một chiều là rất phức tạp. Trong thiết kế tổng thể của SNC-Lavalin không có van một chiều (yêu cầu này chỉ được đặt ra sau khi xảy ra sự cố Alpha ở Biển Bắc). Thiết bị phải đặt mua tại Mỹ, do bảo quản chưa tốt nên phải sửa chữa. Thời gian lắp đặt bị thúc ép, phụ thuộc vào thời tiết (phải tránh mùa biển động), nhà thầu lắp đặt Haliburton (Mỹ) đòi giá cao (3 triệu USD) và phải vào tháng 3-1999 mới thi công. Tháng 9-1998, nếu không có van một chiều, Lloyd's Register không cấp chứng chỉ, sẽ không mua được bảo hiểm quốc tế. Lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã giao trách nhiệm cho ông Bùi Thọ Mạnh, Phó Giám đốc Công ty Petechim, tìm kiếm nhà thầu lắp đặt khác, đó là Công ty Gulmar (Pháp). Công ty này đặt giá rẻ hơn, nhưng điều quan trọng hơn là họ đồng ý lắp đặt trước tháng 9-1998. Rất nhiều tranh cãi, người phản đối, người tán thành. Không thể chậm trễ được nữa, lãnh đạo Tổng công ty quyết định: ai phản đối thì đứng ra ngoài, Tổng công ty giao cho ông Mạnh cùng với Công ty Gulmar và ông Nguyễn Trọng Nhưng, Giám đốc Công ty Thiết kế và Xây dựng dầu khí, phối hợp với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành lắp đặt vào tháng 7, tháng 8-1998. Mặc dù có gặp nhiều khó khăn (chế tạo skid, v.v.), nhưng việc lắp đặt van một chiều đã hoàn thành trước tháng 9-1998.

Sau hơn 10 năm hoạt động (1998-2010), giàn nén khí trung tâm vẫn được ghi nhận là một giàn có kết cấu gọn, đẹp; dùng tàu cẩu Herremac chỉ bằng một lần nâng (single lift) đưa được phần trên của giàn đặt chính xác lên chân đế giàn; vận hành an toàn, đúng công suất thiết kế. Giá trị quyết toán là 140 triệu USD.

2.8. Về Dự án xây dựng Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

Nhà máy khí hóa lỏng (LPG) đầu tiên của Việt Nam được khởi công xây dựng vào ngày 4-10-1997. Trưởng ban Quản lý dự án khí là ông Trần Văn Thục, hai Phó Trưởng ban là ông Đỗ Khang Ninh và ông Nguyễn Tấn Yên. Hợp đồng ký ngày 4-9-1997 với đơn vị thắng thầu là Tổ hợp Samsung Engineering Company Ltd. (Hàn Quốc) cùng với Công ty NKK (Nhật Bản) và tư vấn là Công ty Brown and Roots, theo phương thức trọn gói EPCC bao gồm: thiết kế, mua sắm, thi công, lắp đặt và chạy thử, nghiệm thu theo đúng tiêu chuẩn quốc tế và các quy định của Nhà nước Việt Nam về xây dựng, an toàn môi sinh, môi trường, an toàn phòng cháy, chữa cháy.

Toàn bộ Nhà máy LPG và hệ thống thu truyền dữ liệu được điều khiển tự động với tổng số vốn đầu tư là 79 triệu USD, xây dựng tại Dinh Cố, xã An Ngãi, huyện Long Điền, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu với diện tích 89.600 m^2. Nhà máy được thiết kế với công suất 1,5 tỷ m^3 khí/năm và có 3 giai đoạn vận hành theo chế độ nhằm đáp ứng tiến độ cung cấp sản phẩm:

Lễ ký hợp đồng EPCC Nhà máy xử lý khí Dinh Cố giữa Công ty Petechim và Tổ hợp Samsung Engineering Company Ltd. (Hàn Quốc) và NKK (Nhật Bản) tại Hà Nội (ngày 4-9-1997)

- Giai đoạn thiết bị cực tối thiểu (AMF), chỉ sản xuất condensat ổn định với công suất 342 tấn/ngày và 3,8 triệu m^3 khí/ngày; đi vào hoạt động trong tháng 10-1998.

- Giai đoạn thiết bị tối thiểu (MF), sản xuất condensat ổn định với công suất 380 tấn/ngày, hỗn hợp butan-propan với công suất 629 tấn/ngày và 3,5 triệu m^3 khí khô/ngày; đi vào hoạt động trong tháng 12-1998.

- Giai đoạn nhà máy hoàn chỉnh (GPP), sản xuất condensat ổn định, butan và propan được tách độc lập và khí khô. Giai đoạn hoàn chỉnh với công suất khí đầu vào là 1,5 tỷ m^3 khí/năm, thu hồi propan: 537 tấn/ngày; butan: 417 tấn/ngày; condensat: 402 tấn/ngày và khí khô: 3,34 triệu m^3 khí/ngày. Giai đoạn này sử dụng công nghệ Turbo-Expander với khả năng thu hồi sản phẩm lỏng cao.

Ngày 12-12-1998, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố cung cấp 200 tấn khí hóa lỏng đầu tiên cho hai khách hàng là VT Gas và Saigonpetro. Ngày 8-5-1999, 1.750 tấn LPG của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố đã có mặt trên thị trường nước ngoài.

Ngày 9-7-1999, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố đã được khánh thành dưới sự chứng kiến của Phó Thủ tướng Chính phủ Ngô Xuân Lộc và Đại sứ Hàn Quốc tại Việt Nam, cùng đại diện các bộ, ban, ngành trung ương và địa phương, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam… Trước đó, ngày 3-7-1999, Hội đồng Nghiệm thu Nhà nước đã nghiệm thu, cho phép đưa nhà máy vào sử dụng. Giá trị quyết toán là 79 triệu USD, thấp hơn dự toán trong Luận chứng khả thi.

Nhìn lại quá trình thực hiện Dự án có thể thấy, có lẽ trên thế giới không có nước nào xây dựng Nhà máy xử lý khí lại chia thành 3 giai đoạn: AMF, MF, GPP như ở Việt Nam, mà vẫn đem lại hiệu quả tốt. Khi đó, do không chọn được nhà thầu xây dựng công trình trên bờ (bao gồm nhà máy xử lý khí cả trong và ngoài hàng rào) đúng tiến độ như Tổng công ty đặt ra, nên công trình trên bờ đã được chia thành hai gói: gói 1- Nhà máy xử lý khí Dinh Cố và gói 2- Đường ống, kho chứa, cảng Thị Vải. Khi triển khai gói 1, Tổng công ty đã giao cho Trưởng phòng Vận chuyển, xử lý và phân phối khí Nguyễn Trọng Hạnh làm việc với các chuyên gia của Công ty Enron[1] đề ra mục tiêu phải khai thác được ngay các sản phẩm tách từ khí đồng hành theo các bước xây dựng công trình, tức là đầu tiên thu hồi ngay condensat (AMF), sau đó là condensat cùng với butan-propan; khi hoàn chỉnh nhà máy các sản phẩm sẽ là condensat, propan và butan.

1. Công ty Enron (Mỹ) khi đó rất muốn liên doanh với Petrovietnam đầu tư xây dựng Nhà máy xử lý khí Dinh Cố.

Toàn cảnh Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

2.9. Về Dự án xây dựng đường ống, kho chứa và cảng Thị Vải

Hệ thống kho cảng Thị Vải gồm 3 đường ống sản phẩm từ Dinh Cố đến Thị Vải, kho chứa LPG 33 bồn, 2 bể chứa condensat và hai cầu cảng: số 1 (20.000 tấn) và số 2 (2.000 tấn), và được xây dựng theo 3 bước để đáp ứng tiến độ xây dựng của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố:

- Giai đoạn I (AMF): hoàn thành bể chứa condensat, sức chứa 5.000-7.000 tấn.

- Giai đoạn II (MF): hoàn thành 16 bồn chứa LPG với sức chứa 463 m^3/bồn (250 tấn/bồn) và cầu cảng xuất số 1.

- Giai đoạn III (GPP): hoàn thành 17 bồn chứa LPG còn lại và cầu cảng số 2.

Chủ đầu tư công trình là Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, đại diện Chủ đầu tư là Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí (PVGC). Trưởng ban Quản lý công trình là Giám đốc Công ty PVGC (lúc đầu là ông Nguyễn Quang Hạp, từ năm 1998 là ông Vũ Đình Chiến). Phó Trưởng ban Thường trực Ban Quản lý công trình là ông Bỳ Văn Tứ, Phó Giám đốc Công ty PVGC. Tổng thầu được chỉ định

là Công ty Thiết kế và Xây dựng dầu khí (PVECC) đồng thời là Nhà thầu thiết kế; các nhà thầu phụ là Triune Project Private Limited (Ấn Độ) và Công ty Tư vấn Đầu tư và Xây dựng dầu khí - PVICCC (Việt Nam). Tư vấn giám sát toàn bộ công trình là Brown & Roots Energy Service (Mỹ). Giám sát hệ thống phòng cháy, chữa cháy công trình là Trung tâm Nghiên cứu sản xuất ứng dụng khoa học kỹ thuật phòng cháy, chữa cháy. Cơ quan đăng kiểm và kiểm định quốc tế là Lloyd's Register (Anh).

Tháng 9-1997, hợp đồng EPC gói 2 đã được ký giữa đại diện Chủ đầu tư là Công ty PVGC và Tổng thầu là Công ty PVECC với thời hạn hoàn thành toàn bộ công trình cũng vào tháng 5-1999 để phù hợp với tiến độ gói 1.

Công trình được khởi công ngày 4-10-1997 và hoàn thành ngày 15-4-2001. Các hạng mục công trình chủ yếu như các bồn chứa LPG, condensat, nước cứu hỏa, móng cầu cảng và tường nhà, v.v. được thực hiện theo đúng thiết kế và đạt chất lượng tốt. Trong quá trình thi công đã phát hiện có hiện tượng lún nền tại một số hạng mục công trình phụ trợ, như máng công nghệ, nền nhà phòng điều khiển, v.v.. Mặc dù chủ đầu tư và các đơn vị thi công đã bổ sung thiết kế và thực hiện các công tác xử lý theo thiết kế được duyệt, nhưng đã kéo dài thời gian thi công và làm chậm tiến độ công trình so với kế hoạch được duyệt. Hiện tượng lún nền tại công trình được Bộ Xây dựng xác định, khách quan là do điều kiện địa chất công trình và thủy văn quá phức tạp; chủ quan là do cả Chủ đầu tư và Nhà thầu EPC chưa có kinh nghiệm trong việc áp dụng giải pháp móng nông trước áp lực quá lớn về tiến độ và vốn đầu tư cho công trình. Đây cũng là một trong những lý do dẫn đến sự can thiệp của Thanh tra Nhà nước và Cơ quan điều tra Bộ Công an[1] vào những năm 2003-2006.

> Bộ Xây dựng kết luận ngày 20-10-2002[2], về nguyên nhân gây lún và các sự cố khác làm ảnh hưởng tới chất lượng công trình như sau: a) *Nguyên nhân khách quan*: Công trình kho - cảng Thị Vải nằm trên khu vực có địa chất phức tạp, nền đất yếu và chưa ổn định. Mặt khác, lần đầu tiên chúng ta tự thực hiện thiết kế và tổ chức thi công xây lắp một công trình có công nghệ hết sức phức tạp với nhiều hạng mục công trình của dây chuyền công nghệ liên hoàn, lại dùng các giải pháp móng khác nhau để có giá thành thấp dẫn đến việc lựa chọn giải pháp thiết kế, thi công xử lý nền, móng không phù hợp. b) *Nguyên nhân chủ quan*: Nguyên nhân

1. Sau khi có quyết định khởi tố Vụ án và khởi tố bị can, một số cán bộ quản lý chủ chốt tham gia dự án đã bị giam giữ nhiều ngày.
2. Công văn số 1725/BXD-GĐ ngày 20-10-2002 của Bộ Xây dựng do Thứ trưởng, Phó Giáo sư - Tiến sĩ khoa học Nguyễn Văn Liên ký gửi đồng chí Chủ nhiệm Uỷ ban Kiểm tra Trung ương báo cáo về nguyên nhân gây lún tại công trình đường ống - kho - cảng Thị Vải (Dầu khí).

chủ quan đầu tiên phải kể đến là năng lực của đơn vị thiết kế cơ sở nước ngoài yếu, chưa có kinh nghiệm thực tế Việt Nam, còn đơn vị thiết kế chi tiết, tổng thầu xây lắp cùng các nhà thầu khác trong nước năng lực chuyên môn và năng lực tổ chức thực hiện dự án không tương xứng với nhiệm vụ được giao. Sai sót thể hiện rõ nhất là việc chọn giải pháp thiết kế móng nông cho các hạng mục phụ trợ và gối đỡ hệ thống ống công nghệ nằm trên nền đất đắp chưa ổn định là chưa hợp lý. Trong khi đó, việc thi công chạy theo tiến độ nên nhiều phần nền xử lý chưa đủ điều kiện cố kết đã thi công các hạng mục công trình nên đã gây những sự cố cho các bộ phận công trình như nứt tường, lún nền, ống đỡ bị treo ngay trong quá trình thi công.

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tự nhận xét, đánh giá về chất lượng Công trình đường ống - kho - cảng LPG Thị Vải (sau 5 năm vận hành) ngày 10-8-2006[1], như sau: Từ ngày Hội đồng Nghiệm thu Nhà nước ký văn bản nghiệm thu (ngày 7-8-2001) cho phép đưa công trình vào hoạt động đến nay, công trình vẫn hoạt động an toàn, chưa có sự cố lớn nào gây gián đoạn sản xuất vì lý do chất lượng công trình. Sau khi thay thế một số van không bảo đảm, hệ thống van đã hoạt động tương đối ổn định. Một vài lỗi như van đóng mở không kín, một số lỗi nhỏ trong hệ thống điều khiển, hệ thống báo khí và báo nhiệt đã được khắc phục và không ảnh hưởng đến công tác vận hành cũng như an toàn của cả hệ thống. Các thiết bị chính như máy bơm sản phẩm, máy nén LPG hoạt động ổn định bảo đảm thời gian và lưu lượng sản phẩm theo yêu cầu. Các biện pháp sửa đổi thiết kế đối với các tồn tại, thiếu sót đang được PV Gas nghiên cứu, cải tiến để hoàn thiện hơn. Việc xử lý lún đã hoàn tất cho hai hạng mục quan trọng là nhà điều khiển và nhà thiết bị điện (chi phí xử lý lún mất khoảng 6 tỷ đồng so với kinh phí dự kiến cho việc xử lý lún khoảng 60 tỷ đồng). Quan trắc lún đã và đang tiến hành cho thấy mức độ lún hiện tại của công trình là nhỏ và nằm trong giới hạn cho phép. Tốc độ lún hiện nay tiếp tục có chiều hướng giảm.

Bộ trưởng Bộ Công nghiệp, thừa ủy quyền Thủ tướng Chính phủ, đã báo cáo Quốc hội khóa XI, kỳ họp thứ 11 (năm 2007), như sau: Dự án kho cảng Thị Vải với tổng vốn đầu tư là 64 triệu USD cơ bản đã hoàn vốn và mang lại lợi nhuận sau thuế trung bình là 330-400 tỷ đồng/năm, nộp ngân sách nhà nước khoảng 320 tỷ đồng/năm... Thông qua việc thực hiện dự án này, mục tiêu tận thu nguồn khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ phục vụ cho việc phát triển nguồn điện, phân bón, hóa chất đã đạt được... Bên cạnh các lợi ích về kinh tế nêu trên, dự án Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức nói chung và công trình kho cảng Thị Vải nói riêng đã góp phần giảm bớt một phần ngoại tệ đáng kể cho việc nhập khẩu dầu DO, xăng, phân bón và LPG hàng năm.

Ngày 13-12-2010, Cơ quan An ninh - điều tra, Bộ Công an đã ra quyết định đình chỉ điều tra.

1. Công văn số 4181/DKVN-TTBV ngày 10-8-2006 về việc Giải trình và đề nghị đối với vụ án đường ống - kho - cảng LPG Thị Vải.

Tuy Hệ thống đường ống, kho chứa và cảng Thị Vải bị chậm tiến độ nhưng sự chậm trễ đó không ảnh hưởng đến hoạt động của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố vì việc tiếp nhận, tàng trữ và xuất bán sản phẩm lỏng được thực hiện bằng phương án tạm thời thay thế cho kho chứa và cảng Thị Vải.

Cấu hình của phương án tạm và quá trình thực hiện

Trong quá trình triển khai hợp đồng EPC gói 2 Tổng thầu không kiểm soát được tiến độ từng hạng mục; vào tháng 7-1998 mới hoàn thành công tác san lấp và đang thi công đào hào và rải ống cho tuyến ống 24 km Dinh Cố - Thị Vải; các công việc khác như thiết kế, mua sắm vật tư, thiết bị… đã bị chậm; khả năng hoàn thành toàn bộ công trình vào tháng 5-1999 là không hiện thực.

Nếu gói 2 chậm so với gói 1 thì Nhà máy xử lý khí Dinh Cố không chạy thử được vì không có chỗ chứa LPG sản xuất ra trong quá trình chạy thử. Do đó, chỉ còn một cách là tìm phương án tạm để chứa và xuất LPG thay thế cho gói 2, bảo đảm cho gói 1 chạy thử đúng tiến độ vào tháng 5-1999.

Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí đã bắt đầu nghiên cứu 4 phương án tạm từ tháng 8-1998 khi dấu hiệu chậm trễ của gói 2 đã rõ ràng; mỗi phương án có mức độ đầu tư, rủi ro và hiệu quả khác nhau. Sau khi cân nhắc mọi khía cạnh, phương án có hiệu quả cao nhất đã được lựa chọn với nội dung tóm tắt như sau:

• Thuê một tàu vận chuyển LPG có dung tích đủ lớn, neo trên sông Thị Vải, vừa làm kho chứa nổi, vừa làm cảng xuất theo hình thức cặp mạn, thay cho kho và cảng Thị Vải;

• Thuê các tàu vận chuyển LPG cỡ nhỏ cặp mạn tàu lớn, nhận LPG và vận chuyển đến kho của khách hàng; số lượng tàu vận chuyển phải đủ lớn để kịp thời giải phóng LPG sản xuất ra tại Nhà máy Dinh Cố.

Phương án được lựa chọn bao gồm những hạng mục chính sau đây:

• Lắp đặt đường ống thép tạm 6” dài 700 m, bắt đầu từ cuối tuyến 3 đường ống Dinh Cố - Thị Vải có sẵn, vòng qua kho cảng chạy tới mép sông Thị Vải;

• Lắp đặt đường ống mềm 6” nối từ cuối đường ống thép nói trên ra tàu kho nổi và đường ống mềm 3” cho hơi hồi từ tàu kho nổi về hệ thống đuốc tạm thời trên bờ;

• Lắp đặt hệ thống đuốc tạm thời trên bờ để xử lý lượng hơi không ngưng tụ được trong quá trình bơm LPG xuống tàu kho nổi;

• Lắp đặt các hệ thống phụ trợ tạm thời: đệm va, điện, phòng cháy, chữa cháy và phao tiêu báo hiệu hàng hải…;

• Thuê tàu kho nổi sức chứa 6.500 m^3, đệm va và các ống mềm, vừa làm kho chứa vừa làm cảng xuất LPG xuống các tàu vận chuyển;

• Thuê các tàu vận chuyển LPG.

Ngày 16-1-1999, Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí đã trình Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phương án tạm nói trên. Tại cuộc họp ngày 26-1-1999, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chấp thuận phương án tạm và đồng ý phương thức giao thầu trọn gói, theo đề nghị của Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí, cho Công ty Dịch vụ kỹ thuật dầu khí (PTSC) cung cấp dịch vụ trong thời gian 5 tháng, từ tháng 5-1999 đến hết tháng 9-1999.

Sau 2 tháng xây dựng, phương án tạm đã được hoàn thành và đưa vào chạy thử, nghiệm thu ngày 1-5-1999, kịp thời phục vụ Nhà máy xử lý khí Dinh Cố chạy thử đúng hạn và đưa vào vận hành đúng công suất.

Theo dự kiến ban đầu phương án tạm sẽ hoạt động trong vòng 5 tháng, nhưng thực tế phương án đã hoạt động liên tục trong 2 năm vì kho chứa và cảng Thị Vải tiếp tục bị chậm. Sự ra đời của phương án tạm đã khắc phục được sự chậm tiến độ của kho chứa và cảng Thị Vải. Trong hai năm hoạt động từ tháng 5-1999 đến tháng 5-2001 phương án tạm đã tiếp nhận và xuất 332.000 tấn LPG, tương ứng với doanh thu 111 triệu đôla Mỹ, đáp ứng được các yêu cầu về sức chứa, cảng xuất thay thế cho kho chứa và cảng Thị Vải, bảo đảm tiêu thụ hết sản lượng LPG do Nhà máy xử lý khí Dinh Cố sản xuất và mang lại hiệu quả kinh tế cao.

Hội đồng Nghiệm thu Nhà nước công trình khí[1], đã họp phiên toàn thể ngày 4-8-2001, văn bản nghiệm thu và cho phép đưa công trình đường ống, kho chứa và cảng LPG Thị Vải vào hoạt động đã được ký ngày 7-8-2001. Công trình có chi phí đầu tư được quyết toán[2] là 834.816.499.327 đồng, thấp hơn dự toán được duyệt là 990.741.484.898 đồng.

Đến năm 2010, sau gần 10 năm vận hành sản xuất, đã thu hồi hết toàn bộ chi phí đầu tư công trình. Đặc biệt là trong quá trình vận hành chưa xảy ra bất kỳ sự cố nghiêm trọng nào làm đình trệ sản xuất.

2.10. Về Dự án xây dựng đường ống dẫn khí Rạng Đông - Bạch Hổ

Năm 2000, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã giao cho Công ty Khí thực hiện nhiệm vụ thu gom và vận chuyển vào bờ khí đồng hành khai thác từ mỏ Rạng Đông. Công ty Khí đã lập và phối hợp với Nhà thầu JVPC, Xí nghiệp Liên doanh

1. Được thành lập theo Quyết định số 342/TTg ngày 4-7-1994 của Thủ tướng Chính phủ.
2. Quyết định số 9851/QĐ-DKVN ngày 31-12-2008 của Hội đồng Quản trị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về việc Phê duyệt quyết toán vốn đầu tư công trình hoàn thành "Đường ống, kho chứa và cảng xuất LPG".

Vietsovpetro và Công ty PTSC thực hiện thành công các dự án "Đường ống Rạng Đông - Bạch Hổ" và "Trạm nén tăng áp tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố". Hai dự án trên được hoàn thành vào năm 2001, đã tạo điều kiện bổ sung thêm 1 triệu m^3/ngày khí đồng hành cho "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức"; nâng khả năng cấp khí của Hệ thống này lên 5,7 triệu m^3/ngày, mang lại hiệu quả kinh tế cao.

3. Hoạt động thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí Nam Côn Sơn

3.1. Dự án khí Nam Côn Sơn - Dự án trọng điểm nhà nước

Cụm mỏ khí Lan Tây - Lan Đỏ do Tổ hợp nhà thầu BP-Statoil-ONGC phát hiện năm 1993 và tuyên bố thương mại vào ngày 16-3-1998.

Phù hợp với chủ trương của Chính phủ, khí khai thác từ mỏ Lan Tây và Lan Đỏ lô 06-1 được sử dụng cho tiêu thụ nội địa. Tuy nhiên, khác với các dự án khai thác dầu thô, dự án khai thác khí chỉ được triển khai khi đã có cam kết bao tiêu của khách hàng, với giá khí hợp lý và đã có đủ cơ sở hạ tầng tương ứng. Trong khi đó, vào năm 1996-1997 do thị trường tiêu thụ khí ở Việt Nam chưa phát triển, đường ống dẫn khí và cơ sở hạ tầng cần thiết cho phát triển cụm mỏ khí Lan Tây - Lan Đỏ chưa được xây dựng, nên để có thể khai thác, vận chuyển vào bờ và tiêu thụ được nguồn khí ở các mỏ thuộc lô 06-1, bể Nam Côn Sơn, các bên liên quan phải giải quyết đồng bộ các dự án thành phần, gồm:

a) Phát triển mỏ Lan Tây và Lan Đỏ. Việc phát triển mỏ sẽ do Tổ hợp nhà thầu PSC lô 06-1 thực hiện bắt đầu đối với mỏ Lan Tây, sử dụng các giếng khai thác ngầm dưới biển nối với giàn nén và xử lý khí thông qua mạng đường ống trước khi được đưa vào hệ thống đường ống khí Nam Côn Sơn.

b) Xây dựng hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn, bao gồm đường ống ngoài biển từ mỏ Lan Tây vào bờ, nhà máy tách condensat và đường ống khí trên đất liền đến Khu công nghiệp Phú Mỹ. Dự án này sẽ do các đối tác tham gia liên doanh đầu tư đường ống khí Nam Côn Sơn thực hiện.

c) Trạm phân phối khí Phú Mỹ. Dự án này do Petrovietnam/PVGC thực hiện.

d) Xây dựng các nhà máy điện chạy khí ở Khu công nghiệp Phú Mỹ. Các nhà máy điện này sẽ do EVN và các nhà đầu tư trong lĩnh vực sản xuất điện thực hiện.

Trừ vốn đầu tư cho việc xây dựng các nhà máy điện chạy khí, tổng số vốn đầu tư ban đầu (giai đoạn I) cho toàn bộ Dự án khí Nam Côn Sơn (NCS), gồm phát triển mỏ Lan Tây, xây dựng hệ thống đường ống khí Nam Côn Sơn khoảng 1 tỷ USD. Đây là một trong những dự án có vốn đầu tư nước ngoài lớn nhất ở Việt Nam cho đến đầu thế kỷ XXI; đồng thời là Dự án then chốt của cụm dự án trọng điểm quốc gia khí - điện - đạm Bà Rịa - Vũng Tàu đã được Quốc hội nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩaViệt Nam, khóa X, thông qua tháng 10-1997.

3.2. Quá trình đàm phán và ký kết các văn bản thỏa thuận liên quan đến Dự án khí Nam Côn Sơn

Để triển khai Dự án khí Nam Côn Sơn, tiến hành phát triển cụm mỏ khí Lan Tây và Lan Đỏ, bên cạnh việc đàm phán ký kết Thỏa thuận bổ sung (SA) hợp đồng PSC lô 06-1, các bên đã tiến hành đàm phán các văn bản pháp lý có liên quan, như:

a) Ý định thư (Letter of Intent-LOI), ghi nhận cam kết ban đầu của các bên liên quan (Nhà thầu, Petrovietnam, EVN) cùng nhau nghiên cứu thị trường tiêu thụ khí và xây dựng tiến độ phát triển Dự án khí mỏ Lan Tây, Lan Đỏ.

b) Hợp đồng mua bán khí (GSPA) giữa các bên Nhà thầu PSC lô 06-1 (chủ khí) và Tổng thầu mua khí Nam Côn Sơn (Petrovietnam).

c) Hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC) đầu tư xây dựng và vận hành đường ống khí Nam Côn Sơn; và Hợp đồng EPC xây dựng đường ống dẫn khí Lan Tây và Lan Đỏ vào bờ.

d) Hợp đồng vận chuyển khí (TA) giữa Tổ hợp đầu tư đường ống và Tổ hợp nhà thầu PSC lô 06-1 (chủ khí).

đ) Hợp đồng bán khí cho các hộ tiêu thụ chính (GSA) giữa Petrovietnam và EVN và các chủ đầu tư Nhà máy điện Phú Mỹ 3 (BP-Anh) và Nhà máy điện Phú Mỹ 2.2 (EDF-Pháp). Giá khí bán cho hộ tiêu thụ trừ đi phí vận chuyển sẽ là giá khí đầu giếng.

e) Thỏa thuận về Bảo lãnh của Chính phủ (GGU). Những nội dung cơ bản của GGU là quy định việc chuyển đổi ngoại tệ, việc thanh toán đúng hạn, điều khoản trả tiền, lấy khí theo khối lượng cam kết (Take or Pay), việc mở tài khoản ở nước ngoài của các đối tác, v.v. là những vấn đề vượt ra ngoài quy định hiện hành.

Sau khi Ý định thư được Petrovietnam ký gửi các bên đối tác ký ngày 2-5-1997, các vòng đàm phán liên quan đến những văn bản thỏa thuận khác đã được các bên tích cực triển khai.

> Chuyên viên Ban Khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Dương Thị Nga kể rằng: Ý định thư (LOI) chỉ do Petrovietnam (ông Hiệp) ký gửi các đối tác, vì khi đó Petrovietnam muốn đăng ký mua khí cho sản xuất đạm, tính ra công suất tối đa/ngày (MDCQ) là 10,078 triệu m^3, nhưng các đối tác muốn giảm swing và MDCQ chỉ còn 8,5 triệu m^3/ngày, nên họ không chịu ký vào LOI.... Ngày 25-4-1998, BP thuyết phục Petrovietnam và EVN ký Biên bản chấp nhận MDCQ là 8,5 triệu m^3/ngày, swing 15%... Với sự tích cực đấu tranh của Petrovietnam và EVN cùng với sự hỗ trợ của tư vấn Petroleum Development Consultant (PDC) do Ngân hàng Thế giới (WB) chi tiền cho Petrovietnam thuê, mãi đến ngày 17-8-1999 trong Record Note, BP mới chịu chấp nhận tăng MDCQ lên 10,078 triệu m^3/ngày... và swing 33,6%.

3.2.1. Thỏa thuận bổ sung (SA) hợp đồng PSC lô 06-1

Hợp đồng PSC lô 06-1 tuy chưa quy định cụ thể cho việc phát triển mỏ khí nhưng đã được xác định, tại Điều XV.5: "Nếu phát hiện được mỏ khí thiên nhiên không đồng hành có thể phát triển và khai thác thương mại thì trước khi tiến hành mọi công việc thẩm lượng tiếp theo, Nhà thầu trình một đề án cho Petrovietnam để thảo luận và cùng thỏa thuận trên tinh thần trung thực và thiện chí những điểm sau đây: thời hạn của "Hợp đồng"; sự tham gia của Petrovietnam; phần khí được dành để thu hồi chi phí; phần khí còn lại để chia giữa Nhà thầu và Petrovietnam; xác định giá đối với khí tại đầu giếng; và các điều kiện và quy định tương ứng khác".

Các Bên liên quan đã thỏa thuận sẽ giải quyết các vấn đề trên đây thông qua việc ký kết Thỏa thuận bổ sung của hợp đồng PSC lô 06-1. Tuy nhiên, việc đàm phán Thỏa thuận bổ sung không hề đơn giản. Trước tiên các bên: Petrovietnam, ONGC, BP/Statoil đã thống nhất thời hạn hợp đồng là 30 năm, có thể gia hạn 5 năm và có thể xem xét gia hạn tiếp nếu vẫn còn khả năng sản xuất thương mại.

Về tỷ lệ thu hồi chi phí được thống nhất tối đa là 50% sản lượng khai thác hàng năm. Việc xác định tỷ lệ chia khí lãi giữa Petrovietnam/Nhà thầu phụ thuộc vào sản lượng và giá khí quy đổi về ngày 1-1-1996. Khí lãi là phần khí còn lại của sản lượng khí tự nhiên trong mỗi năm tài chính sau khi trừ đi phần khí thu hồi chi phí. Khí lãi được chia giữa Petrovietnam và Nhà thầu (bao gồm BP/Statoil, ONGC và Petrovietnam tham gia với tư cách là Bên nhà thầu) dựa trên cơ sở tổng sản

lượng khí tại điểm giao khí (là đầu vào của đường ống ngoài biển từ lô 06-1), theo thang ăn chia lũy tiến từng phần. Tùy thuộc vào lượng khí giao nhận thực tế hàng năm (theo các mức từ 1,3 tỷ đến trên 3 tỷ m^3), phần khí lãi chia cho Petrovietnam hàng năm thay đổi tương ứng (theo các mức từ 50% đến 70%).

Ngày 17-12-1996, các ông Phó Tổng Giám đốc Trần Ngọc Cảnh thay mặt Petrovietnam; Giám đốc G.S. Pundeer thay mặt ONGC Videsh; Phó Tổng Giám đốc Tore Sund thay mặt Statoil; và Giám đốc hỗ trợ kinh doanh I.C. Dawson thay mặt BP Exploration Operating Company Ltd. đã ký "Thỏa thuận các điều khoản thương mại cơ bản lô 06-1: Các điều khoản PSC theo Điều XV.5".

Do tỷ lệ tham gia hợp đồng của Petrovietnam với tư cách là Nhà đầu tư (Partner), chưa được quy định trong Hợp đồng PSC ký với ONGC ngày 19-5-1988. Thực hiện chủ trương của Chính phủ, ngay từ năm 1992 khi ONGC chuyển nhượng 45% cho BP/Statoil, Petrovietnam đã yêu cầu BP/Statoil để lại cho Petrovietnam 5% cổ phần tham gia vào dự án với lý do Hợp đồng PSC ký với ONGC là ưu đãi đặc biệt, không dành cho BP/Statoil. Sau này, suốt thời gian đàm phán Thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC lô 06-1, Petrovietnam luôn yêu cầu ONGC, BP/Statoil chuyển nhượng thêm 15% cho Petrovietnam nhưng rất khó khăn. Petrovietnam đã phải nhờ Bộ Ngoại giao Việt Nam tác động với Chính phủ Ấn Độ, cuối cùng ONGC chuyển nhượng 10% cổ phần của dự án cho Petrovietnam. Kết quả là trong PSC lô 06-1, lần đầu tiên Petrovietnam có 15% tham gia, ONGC (Ấn Độ) 45% và BP/Statoil 40%.

Tuy Petrovietnam đạt được thỏa thuận với BP/Statoil, ONGC trong một số vấn đề nêu trên, song giá khí, cước phí và các yêu sách của Tổ hợp nhà thầu về bảo lãnh của Chính phủ chưa xử lý được.

Thực hiện chỉ đạo của Chính phủ, ngày 15-7-1996 Thứ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư Trần Xuân Giá đã gặp nhóm đối tác BP/Statoil thông báo ý kiến của Chính phủ Việt Nam rằng ta thay đổi điều kiện chia phần "khí lãi" và Chính phủ giao cho Petrovietnam quyền mua và bán khí. Sau đó, ngày 23-7-1996 Phó Tổng Giám đốc Trần Ngọc Cảnh thay mặt lãnh đạo Petrovietnam đã gặp lãnh đạo BP/Statoil để làm rõ thêm lập trường của Phía Việt Nam và nhấn mạnh phải tìm giải pháp để bảo đảm mục tiêu cuối năm 1998 có khí vào bờ phục vụ cho Nhà máy điện Phú Mỹ. Những thông tin này làm cho Tổ hợp nhà thầu bất ngờ và họ cho rằng cần có thời gian suy nghĩ. Tuy nhiên, nhà thầu cũng cảnh báo rằng việc xem xét những đề xuất mới của Phía Việt Nam có thể ảnh hưởng đến mục tiêu đưa khí vào bờ vào cuối năm 1998.

Sau 3 năm tích cực đàm phán (1996-1998), các vấn đề liên quan trong hợp đồng mua bán khí của mỏ vẫn chưa kết thúc, đặc biệt là vấn đề về giá khí. Theo quy định của PSC sau 10 năm thực hiện hợp đồng mà không có tuyên bố thương mại thì hợp đồng sẽ chấm dứt. Với tinh thần này, nhà thầu và Petrovietnam đều ở tình huống lưỡng nan.

Ngày 16-3-1998, nhà thầu đã tuyên bố thương mại phát hiện khí Lan Tây, Lan Đỏ phù hợp với Điều IX.1 và IX.2 của hợp đồng PSC lô 06-1.

Tuy nhiên, định nghĩa về phát hiện thương mại trong hợp đồng cũng chỉ là khái niệm chung chung, định tính: "Trữ lượng dầu khí được phát hiện trên một hoặc nhiều cấu tạo có triển vọng bởi các hoạt động tìm kiếm, thăm dò mà khi được khai thác, phần dầu khí chia cho nhà thầu đủ để hoàn trả vốn tìm kiếm, thăm dò, phát triển và khai thác cộng thêm một số lãi hợp lý trên số vốn do nhà thầu đã đầu tư vào đề án".

Điều IV.4 của PSC quy định "vào cuối năm thứ 10 của hợp đồng kể từ ngày hiệu lực, nhà thầu chỉ được giữ lại những diện tích khai thác". Mặt khác, diện tích khai thác là một phần của diện tích hợp đồng mà từ đó dầu khí được khai thác với những khối lượng thương mại và những diện tích đã được xác định khi phê chuẩn kế hoạch phát triển mỏ.

Đây là lần đầu tiên Petrovietnam gặp phải tình huống "quả trứng, con gà" như thế này. Vì đã nói tới mỏ thương mại tức là phải đánh giá được hiệu quả đầu tư và để làm việc này thì phải có yếu tố đầu vào và đầu ra, ở đây chính là giá mua bán và vận chuyển khí. Vì không có yếu tố cạnh tranh để so sánh như dầu thô, khí được tiêu thụ gần như 100% (trừ condensat có thể xuất khẩu) ở thị trường nội địa. Vì vậy, nhà thầu lo ngại nhất chính là sự can thiệp qua chính sách về thuế và giá của Chính phủ.

Cho đến ngày 15-5-1998 các Bên vẫn chưa thỏa thuận được các điều khoản về giá khí theo Điều XV.5 (e), (f) của Hợp đồng. Vì vậy, mặc dù nhà thầu đã nộp Kế hoạch phát triển mỏ ngày 16-3-1998 cho Ủy ban Quản lý, nhưng chưa đủ điều kiện để Ủy ban Quản lý xem xét phê duyệt. Ngược lại, hợp đồng PSC lô 06-1 cũng không quy định là nhà thầu không có quyền lập và trình Kế hoạch phát triển mỏ trước khi đàm phán xong Điều XV.5.

Petrovietnam nêu ý kiến, cho rằng: đến ngày 18-5-1998 là tròn 10 năm hợp đồng, nếu Petrovietnam và nhà thầu không thể thống nhất được giá khí cũng như các điều kiện liên quan làm cơ sở cho việc xem xét và phê duyệt Kế hoạch phát triển mỏ thì sẽ không xác định được cái gọi là "Diện tích khai thác"; PSC sẽ không

có khu vực hoạt động và hợp đồng sẽ chấm dứt theo Điều IV.4. Về phía nhà thầu, họ cho rằng đã trình Kế hoạch phát triển mỏ vào ngày 16-3-1998 và theo quy định của hợp đồng, sau 60 ngày (đến ngày 16-5-1998) dù Petrovietnam có phản đối kế hoạch đó thì vẫn coi như là được phê duyệt. Kết quả là có diện tích khai thác và PSC vẫn được tiếp tục.

Ngày 4-6-1998, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Trần Ngọc Cảnh, đã chủ động gặp BP nêu rõ quan điểm: "Petrovietnam vẫn giữ quan điểm là Tuyên bố thương mại của nhà thầu không đúng thủ tục quy định bởi PSC, vì vậy Kế hoạch phát triển mỏ (FDP) vẫn chưa được duyệt. Song, Petrovietnam tạm thời treo vấn đề này để hỗ trợ nhà thầu tiếp tục triển khai dự án. Petrovietnam đồng ý tiếp tục đàm phán ký sớm Thỏa thuận bổ sung để nhà thầu có cơ sở thực hiện kế hoạch phát triển mỏ. Petrovietnam đồng ý cùng nhà thầu bàn gấp thỏa thuận bán khí và tìm nguồn tài chính cho phần tham gia của Petrovietnam trong đề án. Petrovietnam đồng ý tham gia 15% vào đề án từ thời điểm FDP được cơ quan có thẩm quyền của Việt Nam phê duyệt. Đề nghị nhà thầu thông báo sớm % tham gia từ các thành viên nhà thầu và chuẩn bị đàm phán với Petrovietnam thỏa thuận điều hành chung (JOA). Nếu nhà thầu cho rằng các điều kiện thương mại và điều khoản bảo lãnh của Chính phủ chưa được thỏa mãn thì làm việc với Bộ Kế hoạch và Đầu tư, song không làm chậm trễ Kế hoạch phát triển mỏ Lan Tây, Lan Đỏ để Petrovietnam có thể mua khí vào quý IV-2000".

Sau gần 2 năm tiếp tục đàm phán, cuối cùng các Bên cũng đã đạt được thỏa thuận chung và Dự thảo Thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC lô 06-1 đã được trình lên Thủ tướng Chính phủ.

Ngày 6-4-2000, Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý với nội dung cơ bản của Thỏa thuận bổ sung và các điều khoản chia khí lãi, tỷ lệ thu hồi chi phí, thời hạn hợp đồng và tỷ lệ tham gia của Petrovietnam[1].

Ngày 11-10-2000, Thỏa thuận bổ sung hợp đồng PSC lô 06-1 giữa Petrovietnam và Tổ hợp công ty ONGC Videsh Ltd., BP Exploration Operating Company Ltd. và Den Norske Stats Oljeselskap A.S. được ký kết sau khi đã được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ: "cho phép Petrovietnam ký Thỏa thuận bổ sung Hợp đồng PSC lô 06-1 với Tổ hợp các nhà thầu BP/Statoil/ONGC như nội dung đã chỉ đạo tại mục 1 Công văn số 1262/VPCP-DK, ngày 6-4-2000 và các điều kiện đã sửa đổi như đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại Công văn số 2398/DK-HĐQT, ngày 27-7-2000[2].

1. Công văn số 1262/VPCP-DK ngày 6-4-2000 của Văn phòng Chính phủ.
2. Công văn số 4176/VPCP-DK ngày 2-10-2000 của Văn phòng Chính phủ.

3.2.2. Hợp đồng mua bán khí lô 06-1 (GSPA)

Trong việc đàm phán hợp đồng GSPA, những vướng mắc lớn nhất cần phải giải quyết chính là giá khí và khối lượng khí cam kết bao tiêu (take or pay).

Về giá khí: Việc xây dựng công thức tính và xác định giá khí cho cả đời dự án (20 năm) là việc hết sức phức tạp. Giá khí xác định như thế nào để hiệu quả của dự án phát triển mỏ được bảo đảm, là nhân tố quan trọng cho các quyết định đầu tư của các nhà thầu lô 06-1; đồng thời giá khí cũng là nhân tố đầu vào cho sản xuất điện, làm sao để có được mức giá hợp lý không gây biến động lớn cho giá điện trên cơ sở so sánh với các loại nhiên liệu thay thế khác như thủy điện, than, dầu DO, dầu FO… Đây thật sự là bài toán hóc búa đối với tất cả các bên, đặc biệt là Petrovietnam trong vai trò là người đại diện cho quyền lợi của nước chủ nhà.

Trong bối cảnh thị trường dầu thô thế giới suy giảm, giá dầu năm 1998 có lúc xuống đến dưới 10 USD/thùng, để lựa chọn phương án tối ưu Petrovietnam đã nghiên cứu các phương án khác nhau về giá khí như biến động theo giá dầu FO, DO, theo chỉ số giá tiêu dùng CPI… Sau nhiều vòng đàm phán 3 bên gồm nhà thầu lô 06-1, Petrovietnam và EVN cùng với sự tham gia thẩm định, đánh giá của các bộ, ngành như Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Công nghiệp, Bộ Tài chính…, giá khí lô 06-1 (1,88 USD/MMBTU) và cước phí vận chuyển (0,85 USD/MMBTU) cùng công thức giá khí trượt theo tỷ lệ tăng 2%/năm đã được xác định và được các bên liên quan thống nhất trong Biên bản ghi nhớ (Minute of Understanding-MOU) ký ngày 29-4-1999. Theo Biên bản ghi nhớ, giá khí 1,88 USD/MMBTU và tỷ lệ tăng 2%/năm được xác định có hiệu lực từ ngày 1-4-1999. Mặc dù thị trường dầu khí trong thập kỷ đầu của thế kỷ XXI biến động mạnh, giá dầu thô thế giới có lúc lên xấp xỉ 150 USD/thùng (tương ứng với giá khí là khoảng 8 USD/MMBTU), giá khí mà các hộ tiêu thụ ở Khu công nghiệp khí - điện - đạm Phú Mỹ mua từ lô 06-1 vẫn được bảo đảm ở mức hơn 3 USD/MMBTU.

Khối lượng khí cam kết bao tiêu (take or pay): là vấn đề phức tạp thứ hai. Hợp đồng mua bán khí từ lô 06-1 (GSPA) là hợp đồng mua khí từ mỏ Lan Tây và Lan Đỏ với thời gian cung cấp 20 năm gồm 3 giai đoạn: tăng trưởng (buil-up), ổn định (plateau) và suy giảm (decline). Việc cam kết cung cấp khí ổn định phụ thuộc rất nhiều vào trữ lượng, điều kiện địa chất và công nghệ khai thác của từng mỏ. Nhà thầu lô 06-1 chỉ cam kết cung cấp ổn định trong 11 năm và yêu cầu Petrovietnam cam kết tiêu thụ tối thiểu là 2,7 tỷ m^3 khí/năm trong giai đoạn cung cấp ổn định,

tức là khối lượng khí Petrovietnam phải thanh toán cho dù có nhận khí hay không. Trong khi đó, với các hợp đồng bán khí (GSA), EVN và các hộ tiêu thụ BOT gồm các nhà máy điện Phú Mỹ 3 và Phú Mỹ 2.2 đều yêu cầu Petrovietnam cung cấp ổn định khí trong 20 năm. Ngoài ra, tại thời điểm đàm phán năm 1999, do EVN không xác định được chắc chắn tiến độ triển khai các nhà máy điện của mình (như Phú Mỹ 2.1, Phú Mỹ 4...), nên cũng không xác định được lượng khí được EVN bao tiêu. Sự khác biệt cơ bản giữa GSPA và GSA dẫn đến việc đàm phán song song rất phức tạp, kéo dài, vì chứa đựng nhiều rủi ro cho Petrovietnam. Trước tình cảnh đó, nếu không có quyết tâm của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, sự ủng hộ của các bộ, ngành và quyết định kịp thời của Thủ tướng Chính phủ thì có lẽ Dự án khí Nam Côn Sơn đã không được triển khai.

Sau khi MOU được ký kết ngày 29-4-1999, với sự làm việc tích cực của Tổ đàm phán, được sự chỉ đạo kịp thời và tham gia trực tiếp đàm phán khi cần thiết của lãnh đạo Tổng công ty và các phòng chức năng (khi đó là ông Trần Ngọc Cảnh, ông Nguyễn Trọng Hạnh, ông Đỗ Văn Hà, bà Nguyễn Hồng Nga, bà Vũ Thị Bích Ngọc, bà Vũ Thị Chọn…), các vướng mắc trong các hợp đồng mua bán khí dần dần được tháo gỡ và giải quyết.

> Ngày 4-12-2000, ông Nguyễn Trọng Hạnh, được ủy quyền của Phó Tổng Giám đốc Trần Ngọc Cảnh, cùng với bà Nguyễn Hồng Nga và các chuyên viên khác của Petrovietnam đang thảo luận với đoàn chuyên viên Công ty BP[1] để chốt lại các điểm cuối cùng của hợp đồng mua bán khí, thì đột nhiên ông Hạnh bất tỉnh ngay trên bàn đàm phán! Ngay lập tức một chuyên viên của BP đã tiến hành làm hô hấp nhân tạo, đồng thời đội y tế cấp cứu quốc tế được khẩn cấp gọi tới, đã dùng máy xung điện để kích hoạt tim.
>
> Rất đáng tiếc là không thành công! Ông Hạnh đã ra đi vì xuất huyết não do căng thẳng!

Chiều ngày 15-12-2000, được phép của Thủ tướng Chính phủ, hợp đồng mua bán khí giữa Petrovietnam và các nhà thầu lô 06-1 đã được ký kết tại Nhà khách Chính phủ.

Các hợp đồng bán khí chủ yếu giữa Petrovietnam với BP, nhà đầu tư xây dựng Nhà máy điện BOT Phú Mỹ 3; và với Tổ hợp nhà đầu tư (EDF - Pháp, Sumitomo và Tepci - Nhật Bản) xây dựng Nhà máy điện BOT Phú Mỹ 2.2, lần lượt được ký vào ngày 22-5-2001 và ngày 18-9-2001.

1. Tại Phòng họp số 4, tầng 2, tòa nhà (cũ) số 22 Ngô Quyền, quận Hoàn Kiếm, Hà Nội.

3.2.3. Bảo lãnh của Chính phủ (GGU)

Việc đàm phán Bảo lãnh của Chính phủ do Bộ Kế hoạch và Đầu tư chủ trì, có một số vấn đề khó giải quyết, do chưa được quy định, hoặc quy định chưa rõ ràng trong văn bản pháp luật của Việt Nam, như: thuế giá trị gia tăng đối với condensat xuất khẩu, quyền mở và sử dụng tài khoản ngân hàng ở nước ngoài và chuyển đổi ngoại tệ theo nguyên tắc quy định chung, v.v..

Quá trình đàm phán không những căng thẳng đối với người nước ngoài, mà đôi khi lại rất căng thẳng ngay trong nội bộ các cơ quan Việt Nam. Do Phía Việt Nam áp dụng cơ chế quyết định đồng thuận, vì thế nếu chỉ một ngành chưa đồng ý một quan điểm nào đó thì mọi việc phải dừng lại chờ đợi thuyết phục để đạt sự đồng thuận.

Việc thuế giá trị gia tăng áp dụng cho phần condensat xuất khẩu cũng là đề tài mất hơn 5 tháng để thống nhất giữa các bộ, ngành. Condensat xuất khẩu (1) là đối tượng nộp thuế giá trị gia tăng với thuế suất bằng không; hay (2) không là đối tượng nộp thuế giá trị gia tăng, mặc dù thực chất giống nhau là thuế giá trị gia tăng đối với condensat xuất khẩu đều bằng "0", nhưng trường hợp (1) thì được khấu trừ giá trị gia tăng đầu vào, còn trường hợp (2) thì không. Do sự thiếu và không rõ ràng giữa các văn bản pháp quy, nên Văn phòng Chính phủ phải triệu tập cuộc họp giải thích lý do chấp nhận cho khấu trừ thuế giá trị gia tăng đầu vào, vì nếu có xuất khẩu thì cũng là một khối lượng không lớn.

Ngày 15-12-2000, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã ký Cam kết bảo lãnh của Chính phủ Việt Nam (GGU) cho toàn bộ Dự án khí Nam Côn Sơn.

Như vậy sau 6 năm đàm phán và sau 12 năm thực hiện dự án (kể từ ngày ký Hợp đồng PSC), các Bên nhà thầu đã đạt được những thỏa thuận cơ bản làm tiền đề cho phát triển cụm mỏ khí Lan Tây - Lan Đỏ và xây dựng đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn.

3.2.4. Hợp đồng hợp tác kinh doanh đầu tư xây dựng và vận hành đường ống khí Nam Côn Sơn (BCC)

Ngày 29-3-1995, Petrovietnam và các đối tác là BP (Anh), Statoil (Nauy), BHP (Ôxtrâylia) và Mobil (Mỹ) đã ký thỏa thuận nghiên cứu khả thi Dự án xây dựng đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn với thời hạn 2 năm. Theo thỏa thuận này, quyền lợi tham gia của Petrovietnam là 38%, BP là 24,8% và mỗi đối tác còn lại chiếm 12,4%.

Lễ ký hợp đồng BCC đường ống Nam Côn Sơn giữa Petrovietnam và BP (Anh) với Statoil (Nauy) (ngày 12-2-2001)

Tháng 9-1995, thiết kế sơ bộ Dự án xây dựng đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đã được nhà thầu JP Kenny hoàn thành. Các Bên bắt đầu đàm phán Thỏa thuận khung (HOA) của Hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC) đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn (NCSP) và hoàn thiện nội dung Báo cáo nghiên cứu khả thi. Tháng 12-1995, BHP rút khỏi dự án, nhượng quyền tham gia cho BP/Statoil.

Ngày 29-4-1996 các Bên tham gia đã ký HOA và thông qua Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS) số 4 trình Chính phủ xem xét chấp thuận; đồng thời, xin một số ưu đãi cho dự án.

Năm 1997, các Bên tham gia hợp đồng BCC đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đã trao thầu lập Thiết kế tổng thể Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn cho Nhà thầu Brown & Root. Năm 1998, BP đề xuất tăng đường kính ống từ 24 inch lên 26 inch và trình lại FS.

Đầu năm 1999, Mobil xin rút khỏi Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn. Tháng 8-1999, Petrovietnam, BP, Statoil ký Thỏa thuận hợp tác mới, gia hạn thời gian hiệu lực của hợp tác cho đến khi ký hợp đồng hợp tác kinh doanh. Petrovietnam đã đàm phán nâng quyền lợi tham gia của mình lên 51%, BP: 32,667% và Statoil: 16,333%. Các Bên tham gia dự án đã phê duyệt tổng mức

đầu tư Dự án NCSP giai đoạn I là 504,9 triệu USD và giai đoạn II là 77 triệu USD (USD năm 1999).

Ngày 12-2-2001, hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC) xây dựng và vận hành đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đã được ký kết; và được Bộ Kế hoạch và Đầu tư cấp Giấy phép đầu tư. Cuối năm 2001, Statoil chuyển nhượng quyền lợi và nghĩa vụ hợp đồng hợp tác kinh doanh cho ConocoPhillips.

3.2.5. Thỏa thuận vận chuyển, xử lý khí, condensat lô 06-1

Ngày 26-2-2001, Thỏa thuận vận chuyển xử lý khí, condensat lô 06-1 đã được ký kết giữa các chủ khí là ONGC (Ấn Độ), BP (Anh), Statoil (Nauy), PVEP (Việt Nam) và Petrovietnam với các bên chủ đường ống khí Nam Côn Sơn, là Petrovietnam, BP, Statoil. Công suất vận chuyển tối đa 10,078 triệu m^3/ngày.

3.3. Triển khai Dự án khí Nam Côn Sơn

3.3.1. Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn

Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn được tiến hành theo hình thức Hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC), ký ngày 12-2-2001 giữa Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, sở hữu 51%, và đối tác nước ngoài là Công ty Đường ống khí BP Việt Nam (BP Pipeline Vietnam B.V.), sở hữu 32,67%, Công ty Statoil Vietnam A.S., sở hữu 16,33% (cuối năm 2001, Statoil đã chuyển nhượng cho Công ty ConocoPhilips). Dự án đường ống khí Nam Côn Sơn có tổng mức đầu tư giai đoạn I là 504,9 triệu USD và giai đoạn II là 77 triệu USD. Dự án có thời gian hoạt động 35 năm, Công ty Đường ống khí BP Vietnam (BP Pipeline Vietnam B.V.) là nhà điều hành trong thời gian xây dựng và 5 năm vận hành đầu tiên.

Quyền điều hành được chuyển giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (do PV Gas là đại diện) theo quy định trong hợp đồng, từ ngày 1-1-2008.

Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn bao gồm:

- Hệ thống đường ống dẫn khí từ cụm mỏ Lan Tây/Lan Đỏ thuộc lô 06-1 bể Nam Côn Sơn đến Nhà máy xử lý khí Dinh Cố dài 370 km (đoạn trên bờ dài 8,5 km), đường kính 26 inch (tương đương 660 mm), 2 pha, áp suất 160 bar, công suất vận chuyển tối đa là 650-700 triệu feet khối khí/ngày (tương đương 18,4-19,8 triệu m^3 khí/ngày).

- Nhà máy tách khí Dinh Cố: gồm các hệ thống công nghệ, thiết bị đo lường, điều khiển tự động, điện, cấp thoát nước và một số hạng mục phụ trợ khác. Công

suất xử lý trong giai đoạn đầu là 370 triệu feet khối khí/ngày (tương đương 10,5 triệu m^3 khí/ngày) và trong giai đoạn mở rộng là 650-700 triệu feet khối khí/ngày (tương đương 18,4-19,8 triệu m^3 khí/ngày). Sản phẩm chính của nhà máy là khí khô (chủ yếu là methan) và condensat.

- Hệ thống đường ống dẫn khí từ Nhà máy xử lý khí Dinh Cố đến Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ dài 28,8 km, đường kính 30 inch (tương đương 762 mm), 1 pha, công suất vận chuyển tối đa là 650-700 triệu feet khối khí/ngày (tương đương 18,4-19,8 triệu m^3 khí/ngày).

- Trạm đo đếm khí Nam Côn Sơn tại Phú Mỹ trước khi giao cho Petrovietnam.

Ngoài ra, còn có công trình xây dựng Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ do Petrovietnam/PVGC đầu tư 100%: công trình bao gồm các hệ thống lọc, đo lường và kiểm tra chất lượng khí tiếp nhận từ hệ thống khí Nam Côn Sơn.

3.3.2. Triển khai thi công Dự án đường ống khí Nam Côn Sơn

Tổ hợp nhà thầu, gồm Công ty European Marine Contractors (EMC) - Halliburton - Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được chọn là nhà thầu chính trong việc thi công rải đường ống dưới biển. Tổ hợp trên có sử dụng các nhà thầu phụ:

- Công ty Bredero Price (Malaixia) thực hiện công việc bọc ống.

- Công ty Van Ootd ACZ B.V. thi công rải ống phần tiếp bờ.

- Công ty BJ Process & Pipeline Services thực hiện việc kiểm tra, thử thuỷ lực toàn bộ tuyến ống.

Công ty Mc. Connel Dowell Constructor (Ôxtrâylia) Pty. Ltd. (viết tắt là Mc. Connel Dowell) được chọn là nhà thầu chính trong gói thầu mua sắm và xây dựng, lắp đặt Nhà máy tách khí Dinh Cố và đường ống trên bờ. Công ty Mc. Connel Dowell có sử dụng hai nhà thầu phụ nước ngoài là:

- Công ty Shenden Uhde Pty. Ltd. (Ôxtrâylia) là thầu phụ thiết kế kỹ thuật công trình.

- Công ty Fugro Singapore Pte. Ltd. (Xingapo) là thầu phụ tư vấn khảo sát phân tích địa kỹ thuật, móng và cọc công trình.

Các nhà thầu tư vấn - thiết kế cho Dự án gồm: Công ty tư vấn Brown Energy Services - Bres (Mỹ) là đơn vị tư vấn - thiết kế kỹ thuật tổng thể dự án; Công ty

JP Kenny (Chi nhánh Malaixia) là nhà thầu phụ thực hiện thiết kế kỹ thuật tổng thể công trình; Viện Xây dựng công trình biển IC Offshore (Việt Nam) thực hiện thẩm tra thiết kế kỹ thuật tổng thể công trình.

Lễ động thổ thi công Dự án khí Nam Côn Sơn được tổ chức tại khu vực xây dựng Nhà máy tách khí Nam Côn Sơn, Dinh Cố, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

3.3.3. Trung tâm phân phối khí (GDC) Phú Mỹ

Theo thỏa thuận giữa các Bên tham gia Dự án khí Nam Côn Sơn, Trung tâm phân phối khí (GDC) Phú Mỹ sẽ do Petrovietnam/PVGC là Chủ đầu tư và trực tiếp chỉ đạo thi công xây dựng. Công tác xây dựng được bắt đầu từ năm 1999, bằng việc lập Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS) và Thiết kế tổng thể (FEED) do Công ty Brown & Roots (Mỹ) thực hiện năm 2000. Kết quả đấu thầu quốc tế, Công ty Daewoo Engineering (Hàn Quốc) được lựa chọn ký Hợp đồng EPC. Công tác thiết kế và xây lắp công trình được tiến hành từ tháng 8-2001 đến tháng 12-2002. Khi đó do hệ thống Nam Côn Sơn chưa đủ điều kiện vận hành chính thức (vì còn thiếu trang thiết bị phòng, chống cháy nổ nên chưa được Cơ quan phòng cháy, chữa cháy cấp giấy phép vận hành) nên Công ty PVGC đã phải sử dụng khí Bạch Hổ (sau khi nâng áp suất) để chạy thử các thiết bị của GDC Phú Mỹ. Ngày 21-1-2003, GDC Phú Mỹ đã chính thức tiếp nhận khí Nam Côn Sơn; và sau đó đã vận

hành thương mại cùng với toàn bộ dự án Hệ thống khai thác và vận chuyển khí Nam Côn Sơn.

Bên cạnh nhiệm vụ tiếp nhận nguồn khí thiên nhiên khai thác từ mỏ Lan Tây - Lan Đỏ cung cấp cho các nhà máy điện tại Trung tâm điện lực Phú Mỹ, GDC Phú Mỹ còn phối hợp với Trạm phân phối khí Phú Mỹ của Dự án "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức" điều hòa 2 nguồn khí Bạch Hổ và Nam Côn Sơn bảo đảm cung cấp khí liên tục cho cụm công nghiệp điện - đạm Phú Mỹ với hiệu quả cao nhất.

Vào thời điểm năm 2010, GDC Phú Mỹ vận hành với công suất vận chuyển và phân phối tới 20 triệu m^3 khí/ngày đêm; là đầu mối tiếp nhận toàn bộ lượng khí tự nhiên của Hệ thống khí Nam Côn Sơn từ mỏ Lan Tây, lô 06-1 và mỏ Rồng Đôi, lô 11-2 vận chuyển về bờ để cung cấp cho Trung tâm điện lực Phú Mỹ (với tổng công suất lắp đặt lên tới 3.300 MW) gồm các nhà máy điện Phú Mỹ 1, Phú Mỹ 2.1 và Phú Mỹ 2.1 - mở rộng, Phú Mỹ 4 của Tập đoàn EVN; các nhà máy điện BOT Phú Mỹ 3 (BP) và Phú Mỹ 2.2 (EDF) và Nhà máy đạm Phú Mỹ.

Sau khi Dự án đường ống dẫn khí Phú Mỹ - Nhơn Trạch - Hiệp Phước được đưa vào sử dụng năm 2008, từ GDC Phú Mỹ, dòng khí tự nhiên khai thác từ bể Nam Côn Sơn còn được cấp cho Nhà máy điện Nhơn Trạch 1 (450 MW) và tiếp theo là Nhà máy điện Nhơn Trạch 2 (750 MW).

Ngày 31-5-2001, tại khu vực Nhà máy tách khí Nam Côn Sơn ở Dinh Cố, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Lễ động thổ thi công Dự án Khí Nam Côn Sơn đã được tiến hành.

Sau hơn một năm khẩn trương thi công xây dựng, ngày 26-11-2002, dòng khí đầu tiên từ mỏ Lan Tây đã được đưa vào bờ. Và ngày 21-1-2003, công trình đường ống Nam Côn Sơn đã chính thức đưa vào vận hành theo hai chế độ: chế độ có phóng thoi định kỳ để đẩy chất lỏng (với lưu lượng khí thấp) và chế độ vận hành không phóng thoi (với lưu lượng khí lớn trên 7 triệu m^3/ngày). Ngày 25-4-2003, toàn bộ dây chuyền khí Nam Côn Sơn được vận hành chính thức.

Ngày 26-3-2004, theo đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã ký ban hành Quyết định số 46/2004/QĐ-TTg về việc ban hành "Quy chế bảo đảm an toàn hệ thống Đường ống vận chuyển khí trên đất liền". Quy chế đã quy định rõ hành lang an toàn, khu vực ảnh hưởng của tuyến ống dẫn khí đối với các hoạt động kinh tế - xã hội nơi tuyến ống đi qua. Đồng thời, Quy chế cũng quy định rõ trách nhiệm của chủ đầu tư, người vận hành, cơ quan chính quyền địa phương và người dân trong việc bảo vệ an toàn cho công trình khí.

Lễ đón nhận dòng khí đầu tiên (qua hệ thống khí Nam Côn Sơn), khai thác từ mỏ Lan Tây, lô 06-1, thềm lục địa Việt Nam (năm 2002)

3.4. Vận hành công trình khí Nam Côn Sơn

Sau khi công trình đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn, với tổng giá trị đầu tư thực tế giai đoạn I là 426,8 triệu USD, được hoàn thành vào ngày 26-11-2002 và nhận khí từ lô 06-1, theo thỏa thuận của các Bên liên quan từ ngày 25-4-2003 toàn bộ dây chuyền khí Nam Côn Sơn chính thức được vận hành thương mại.

Cuối năm 2004, công suất đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đã được nâng lên 11,4 triệu m^3 khí/ngày, chiếm phần lớn lượng khí cung cấp cho các nhà máy điện khu vực Phú Mỹ có tổng công suất trên 3.800 MW.

Dự án đường ống khí Nam Côn Sơn đã áp dụng nghiêm ngặt các tiêu chuẩn quản lý về an toàn, sức khỏe, môi trường tiên tiến của thế giới và đã nhận được Chứng chỉ về môi trường ISO 14001 năm 2003 và chứng chỉ về an toàn - sức khoẻ - nghề nghiệp OHSAS 18001 năm 2006.

Khi đưa vào vận hành từ năm 2003 đến cuối năm 2006, Dự án đường ống khí Nam Côn Sơn đã đạt được những thành quả to lớn, không những đem lại hiệu quả kinh tế cho các nhà đầu tư, mà quan trọng hơn, Dự án góp phần quyết định vào việc hình thành một khu công nghiệp khí - điện - đạm lớn nhất Việt Nam tại khu vực Phú Mỹ, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu.

Sau hơn 7 năm hoạt động, Dự án đường ống khí Nam Côn Sơn đã có nhiều lần cải tiến, cải tạo nâng công suất xử lý (4 lần) và 1 lần mở rộng Nhà máy tách khí Dinh Cố (với việc lắp đặt thêm dây chuyền xử lý khí thứ 2), cụ thể:

1. Nâng công suất lần 1 lên 11,4 triệu m^3 khí/ngày - tháng 9-2004;
2. Nâng công suất lần 2 lên 13,2 triệu m^3 khí/ngày - tháng 5-2005;
3. Nâng công suất lần 3 lên 15,0 triệu m^3 khí/ngày - tháng 12-2006;
4. Nâng công suất lần 4 (tạm thời trong 3 tháng khi dây chuyền 2 chưa vào kịp) lên 16,5 triệu m^3 khí/ngày - tháng 5-2008;
5. Mở rộng nhà máy (thêm dây chuyền 2) lên 20 triệu m^3 khí/ngày - tháng 10-2008.

Nhà máy tách khí Nam Côn Sơn tại Dinh Cố, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

Bổ sung khí từ cụm mỏ Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây, lô 11-2: Để đưa vào sử dụng nguồn khí đã phát hiện ở cụm mỏ Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây, lô 11-2 bổ sung cho nhu cầu tiêu thụ khí ngày càng tăng của thị trường Việt Nam; cùng với việc khẩn trương tiến hành phát triển các mỏ khí Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây, việc đàm phán Thỏa thuận vận chuyển và xử lý khí lô 11-2 qua hệ thống đường ống khí Nam Côn Sơn đã được tiến hành. Do hệ thống khí Nam Côn Sơn được thiết kế cho

vận chuyển và xử lý 6,5 tỷ m^3/năm, mặt khác khi đó BP lại đang muốn sử dụng hệ thống khí Nam Côn Sơn để phát triển mỏ khí Hải Thạch lô 05-2 nên việc đàm phán Thỏa thuận vận chuyển và xử lý khí lô 11-2 qua hệ thống khí Nam Côn Sơn là hết sức khó khăn. Tuy nhiên, với sự quyết tâm của Công ty KNOC, chấp nhận mọi yêu cầu của BP về công nghệ tách condensat tại mỏ Rồng Đôi - Rồng Đôi Tây; cộng với sự đấu tranh quyết liệt và kiên trì của Petrovietnam, thông qua các cuộc họp của Ủy ban quản lý (BOC) của Dự án khí Nam Côn Sơn, các Bên đối tác BP và ConocoPhillips đã đồng ý với Petrovietnam cho phép hệ thống khí Nam Côn Sơn được vận chuyển và xử lý lượng khí khai thác từ lô 11-2.

Ngày 7-10-2005, Chủ đường ống khí Nam Côn Sơn, gồm Petrovietnam, BP và ConocoPhillips đã ký Thỏa thuận vận chuyển và xử lý khí với chủ khí lô 11-2, gồm KNOC (đại diện tổ hợp Hàn Quốc), PVEP và Petrovietnam. Đồng thời, các văn bản Thỏa thuận mua bán khí lô 11-2 và Cam kết bảo lãnh của Chính phủ đối với dự án phát triển mỏ, khai thác và vận chuyển khí lô 11-2 cũng đã được các Bên liên quan ký kết.

Ngày 14-12-2006, các Bên liên quan đã ký Thỏa thuận phân bổ khí giữa các nhóm chủ khí lô 06-1, chủ khí lô 11-2 và chủ đường ống khí Nam Côn Sơn. Công suất đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn ngay trước thời điểm này đã được nâng lên trên 15 triệu m^3/ngày để sẵn sàng tiếp nhận khí lô 11-2.

Ngày 25-12-2006, khí lô 11-2 đã bắt đầu được giao vào đường ống Nam Côn Sơn để vận chuyển về bờ, cung cấp nguồn khí bổ sung cho Khu công nghiệp Phú Mỹ, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu.

4. Dự án thu gom, vận chuyển và cung cấp khí PM3-CAA

4.1. Nguồn khí khu vực PM3-CAA và 46/Cái Nước

Khu vực PM3-CAA nằm trong vùng "Thỏa thuận thương mại" giữa Việt Nam và Malaixia được thẩm định với trữ lượng khoảng 52,3 tỷ m^3 khí cùng với lô 46/Cái Nước (trữ lượng khoảng 2 tỷ m^3 khí) được nhà thầu Lundin lập Kế hoạch phát triển mỏ chi tiết. Kế hoạch này dự kiến khai thác và cung cấp 125 triệu feet khối khí tiêu chuẩn/ngày (tương đương 3,5 triệu m^3 khí/ngày) từ khu vực PM3-CAA cho mỗi Bên Petrovietnam và Petronas; và 20 triệu feet khối khí tiêu chuẩn/ngày (tương đương 0,56 triệu m^3 khí/ngày) cho riêng Petrovietnam từ lô 46/Cái Nước. Như vậy, tổng sản lượng khí cung cấp cho Petrovietnam mỗi ngày là 145 triệu feet khối khí tiêu chuẩn (tương ứng với 4,2 triệu m^3 khí/ngày, hay 1,5 tỷ m^3 khí/năm). Phần lỏng được tách từ ngoài biển, chỉ đưa khí khô vào bờ.

4.2. Về Dự án đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau

Nhằm sử dụng có hiệu quả nguồn khí từ khu vực PM3-CAA và lô 46/Cái Nước làm nguyên, nhiên liệu cho các nhà máy điện, đạm tại khu vực Cà Mau, bảo đảm an ninh năng lượng và an ninh lương thực quốc gia; đồng thời phát triển kinh tế - văn hóa - xã hội khu vực Đồng bằng sông Cửu Long, sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Báo cáo nghiên cứu khả thi (do Công ty Tư vấn thiết kế Flour của Mỹ lập trên cơ sở hợp đồng), năm 2000 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định thành lập Ban Chuẩn bị đầu tư và triển khai hàng loạt các công việc như thiết kế chi tiết tuyến ống, đền bù giải phóng mặt bằng, v.v.. Đặc biệt là theo đề xuất của Ban Chuẩn bị đầu tư, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị và thuyết phục các bộ, ngành liên quan trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt việc nắn tuyến ống và thay đổi vị trí điểm tiếp bờ đến Mũi Tràm (thay vì cửa sông Ông Đốc theo Thiết kế tổng thể - FEED), làm lợi cho Nhà nước nhiều triệu đôla Mỹ.

> Theo lời kể của ông Trần Văn Thục, nguyên Trưởng Ban Chuẩn bị đầu tư cụm khí - điện - đạm Cà Mau: "Ban Chuẩn bị đầu tư đã mạnh dạn đề xuất đổi tuyến sang hướng khác. Mặc dù cán bộ, ngành liên quan không đồng ý, nhưng với sự quan tâm giải trình lợi hại của việc đổi tuyến, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chứng minh được phương án tuyến ống mới ưu việt hơn nhiều về chi phí cũng như điều kiện thi công, đặc biệt là ít ảnh hưởng đến dân cư dọc tuyến. Kết quả tuy phải chi ra thêm 10 tỷ đồng, tương đương 1 triệu USD để khảo sát lại tuyến mới phục vụ Thiết kế tổng thể - FEED, nhưng đã giảm được 10 triệu USD, rút ngắn tiến độ thi công đường ống trên bờ 50%. Đặc biệt là tuyến ống lô B-Ô Môn... cũng đi theo tuyến này làm cho ý nghĩa kinh tế, xã hội, môi trường của việc đổi tuyến tăng lên gấp bội".

Đường ống dẫn khí PM3-CAA - Cà Mau bắt nguồn từ giàn Bunga Raya-Beta (BRB, do nhà điều hành Talisman vận hành) nằm trên khu vực PM3-CAA được thiết kế vận chuyển 2 tỷ m^3 khí mỗi năm cho cụm công nghiệp khí - điện - đạm Cà Mau, gồm có các hạng mục chính như sau:

- Riser (tính từ điểm trên mặt bích treo 1 m);

- 298 km đường ống dưới biển đường kính trong 457 mm, Class 900;

- Trạm tiếp bờ (Landfall Station);

- 27 km đường ống trên bờ (chôn ngầm dưới mặt đất từ 2 - 4 m) đường kính trong 457 mm, Class 600, đi qua địa bàn 2 xã Khánh Bình (Tây Bắc huyện Trần Văn Thời) và xã Khánh An (huyện U Minh), trên đó có 1 trạm van ngắt tuyến;

- Trung tâm phân phối khí Cà Mau (GDC Cà Mau);

- Đường ống dẫn khí từ GDC Cà Mau tới các hộ tiêu thụ.

Trong quá trình triển khai dự án, khi thi công đường ống khí qua đầm lầy đoạn trên bờ từ Mũi Tràm đến Cà Mau dài 27 km, Ban Quản lý Dự án đã cho áp dụng biện pháp thi công mới rất hiệu quả là đào kênh vận chuyển ống và thiết bị dọc tuyến thay vì làm đường công vụ dọc tuyến rất khó khăn và ảnh hưởng đến tiến độ.

Dự án hệ thống đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau đã được khởi công ngày 29-4-2006. Tổng thầu EPC là Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, các nhà thầu phụ gồm Công ty PTSC (đối với phần đường ống trên biển); các công ty Lilama 45.1 và PVECC (đối với phần đường ống trên bờ); PVEng (đối với Trạm xử lý khí) và v.v..

Các mốc thời gian chính của quá trình thu gom, vận chuyển và phân phối khí từ đường ống PM3-CAA - Cà Mau như sau:

(1) Ngày 29-4-2007, chính thức tiếp nhận khí vào đường ống sau khi kết thúc giai đoạn thi công, lắp đặt và tiền chạy thử;

(2) Ngày 15-5-2007, Nhà máy điện Cà Mau 1 với công suất 750 MW chính thức tiếp nhận nguồn khí đầu tiên phục vụ chạy thử;

(3) Ngày 4-4-2008, bắt đầu cung cấp khí cho Nhà máy điện Cà Mau 2 (công suất 750 MW);

(4) Ngày 27-12-2008, khởi công Nhà máy đạm Cà Mau với công suất 800.000 tấn/năm và dự kiến sẽ nhận khí chạy thử vào năm 2011.

Đường ống PM3–Cà Mau đã được Tổng công ty Khí Việt Nam nghiên cứu, cải hoán để nâng công suất từ 2 tỷ m^3 lên 2,2 tỷ m^3/năm để có thể vận chuyển hết lượng khí khai thác được cũng như lấy lại phần khí mà phía Petronas đã nhận giúp từ năm 2003. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã lập kế hoạch thu gom khí từ các mỏ liền kề như mỏ Sông Đốc (dự kiến năm 2012), mỏ Hoa Mai (năm 2013) và các mỏ Khánh Mỹ, Phú Tân, Rạch Tàu… nhằm bổ sung thêm vào nguồn khí PM3 và Cái Nước hiện tại. Đồng thời, dự án xây dựng hế thống đường ống lô B - Ô Môn để sử dụng nguồn khí khai thác ở khu vực các lô B&48/95 và 52/97 cung cấp khí cho Khu công nghiệp Ô Môn (đã động thổ ngày 28-11-2009, dự kiến hoàn thành vào năm 2014) cũng sẽ bổ sung một nguồn khí đáng kể cho hệ thống khí PM3-Cà Mau, nhằm đáp ứng tối đa nhu cầu sử dụng khí của cụm công nghiệp khí - điện - đạm Cà Mau.

5. Xây dựng đường ống khí thấp áp Phú Mỹ - Mỹ Xuân - Gò Dầu

Dự án "Hệ thống phân phối khí thấp áp Phú Mỹ - Mỹ Xuân - Gò Dầu" là dự án đầu tư xây dựng công trình phân phối khí. Điểm tiếp nhận khí Bạch Hổ và Nam Côn Sơn tại hạ nguồn là Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ và cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ khí nằm trong các khu công nghiệp Phú Mỹ, Mỹ Xuân thuộc huyện Tân Thành, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và Khu công nghiệp Gò Dầu thuộc huyện Long Thành, tỉnh Đồng Nai.

Petrovietnam đã giao cho Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí (sau này là Tổng công ty Khí Việt Nam - PV Gas) nhiệm vụ lập Luận chứng nghiên cứu khả thi Dự án này nhằm phát triển và đa dạng hóa thị trường tiêu thụ khí, tăng cường sự ổn định về hoạt động và tận thu lượng khí tránh bị đốt bỏ của hệ thống phân phối tiêu thụ khí đồng hành Bạch Hổ. Ngoài ra, Dự án này cũng góp phần giảm rủi ro về mặt thương mại trong quá trình tiêu thụ khí Nam Côn Sơn (đặc biệt vào mùa mưa), do yêu cầu bao tiêu sản phẩm khí với mức cố định 100%.

Dự án được thiết kế với tổng công suất là 3 triệu m^3 khí/ngày đêm. Khi hoàn thành sẽ cung cấp khí cho các khu công nghiệp rộng lớn gồm Phú Mỹ, Mỹ Xuân, Gò Dầu với tổng diện tích là 2.345 ha. Giai đoạn đầu, Dự án chủ yếu cung cấp khí từ mỏ Bạch Hổ cho các Nhà máy điện Kidwell, Nhà máy sản xuất bột ngọt Vedan, Nhà máy sản xuất gốm sứ của Công ty cổ phần công nghiệp gốm sứ Taicera, Công ty cổ phần gốm sứ Toàn Quốc. Giai đoạn tiếp theo, Dự án cung cấp cho khoảng 25 nhà máy công nghiệp còn lại của các khu công nghiệp Phú Mỹ, Mỹ Xuân, Gò Dầu. Lượng tiêu thụ của các nhà máy từ 600 tới 1.320 nghìn m^3/ngày đêm. Dự án được thiết kế, lắp đặt để cung cấp khí với dải áp suất thấp, phù hợp với đặc điểm của các hộ tiêu thụ là hoạt động với áp suất từ dưới 3 bar đến 15 bar.

Đáp ứng tiến độ nhận khí của các hộ công nghiệp, Dự án được phân kỳ đầu tư theo hai giai đoạn. Giai đoạn I với tổng mức đầu tư là 94,7 tỷ đồng và được hoàn thành vào tháng 10-2002 với giá trị quyết toán (theo "Báo cáo quyết toán" trình ngày 21-8-2006) là 88,471 tỷ đồng. Giai đoạn II, có tổng mức đầu tư là 142 tỷ đồng và đã được hoàn thành vào tháng 2-2009.

Dự án "Hệ thống phân phối khí thấp áp Phú Mỹ - Mỹ Xuân - Gò Dầu" đạt được hiệu quả cao về kinh tế, xã hội, góp phần phát triển và đa dạng hóa thị trường tiêu thụ khí, làm giảm rủi ro thương mại trong việc tiêu thụ khí Nam Côn Sơn với yêu cầu bao tiêu 100%. Dự án đã bảo đảm cấp khí đầy đủ cho các hộ tiêu thụ hoạt

động thuộc Khu công nghiệp Phú Mỹ, Mỹ Xuân, Gò Dầu, góp phần phát triển công nghiệp địa phương tại các tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và Đồng Nai. Với những kết quả đạt được, Dự án đã đóng góp một phần không nhỏ vào kế hoạch phát triển của ngành cũng như kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội của cả nước trong thời kỳ công nghiệp hoá, hiện đại hoá.

6. Hoạt động phân phối kinh doanh khí

Cùng với sự phát triển của kinh tế đất nước, công tác phân phối kinh doanh các sản phẩm khí để đáp ứng nhu cầu của các ngành kinh tế ngày càng được phát triển một cách sâu rộng. Song song với việc đầu tư xây dựng các hệ thống thu gom vận chuyển khí bằng đường ống và các nhà máy xử lý khí, việc đầu tư xây dựng hệ thống kho cảng để phục vụ việc tồn trữ và phân phối các sản phẩm khí là rất cần thiết và đóng một vai trò quan trọng, bảo đảm đưa được các sản phẩm khí tới các hộ tiêu thụ và người tiêu dùng một cách an toàn, hiệu quả và gia tăng giá trị của khí.

Đến năm 2010, dưới sự chỉ đạo của Petrovietnam, Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí (về sau là Tổng công ty Khí Việt Nam - PV Gas) về cơ bản đã hoàn thiện được hệ thống cơ sở vật chất bao gồm các hệ thống cầu cảng, kho chứa và trạm chiết nạp khí hóa lỏng (LPG), đóng góp rất tích cực vào việc phát triển thị trường và giữ vững vai trò dẫn đầu trong thị trường cung cấp LPG và các sản phẩm khí.

6.1. Công ty Liên doanh VT Gas và kinh doanh LPG

Liên doanh Khí hoá lỏng Việt Nam (VT Gas) được cấp Giấy phép đầu tư ngày 4-3-1994, thời hạn kinh doanh 20 năm (1994-2014), gồm 3 bên: Petrovietnam 36%; Tổng công ty Dầu khí Thái Lan (PTT) 32%; Công ty Total (Pháp) 32%.

Năm 1994, Công ty VT Gas đã đầu tư vào Việt Nam 5,3 triệu USD trong tổng vốn đầu tư 15,53 triệu USD. VT Gas chiếm thị phần từ 5-7% (48.000 tấn LPG, năm 2005). Từ năm 1997 đến năm 2005, lãi sau thuế mỗi năm khoảng 0,7 triệu USD.

Thông qua hoạt động của Công ty Liên doanh VT Gas đã tạo điều kiện cho PV Gas tập dượt trong lĩnh vực kinh doanh LPG, đồng thời có nguồn LPG từ nước ngoài (Thái Lan và/hoặc Xingapo) cung cấp cho thị trường Việt Nam, bởi vì năm 1994 ta chưa sản xuất được LPG.

6.2. PV Gas đầu tư xây dựng hạ tầng tồn trữ và phân phối khí

Năm 2000, đánh dấu một sự kiện quan trọng, kho cảng LPG Thị Vải (huyện Tân Thành, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu) hoàn thành việc xây dựng và đưa vào sử dụng. Với công suất cầu cảng có thể tiếp nhận tàu có trọng tải tới 20.000 DWT và sức chứa kho tới 14.000 m^3, kho cảng LPG Thị Vải đã trở thành kho đầu mối lớn nhất trong cả nước vào thời điểm đó. Từ đây, lần đầu tiên sản phẩm LPG do Nhà máy xử lý khí Dinh Cố được bơm xuống tàu LPG chuyên dụng để vận chuyển tới các kho LPG trong cả nước, góp phần phát triển nhanh chóng và ổn định thị trường, đưa sản phẩm LPG trở nên ngày càng thông dụng trong cả công nghiệp, thương mại lẫn dân dụng.

Để thực hiện chiến lược phát triển thị trường bán lẻ LPG với thương hiệu PETROVIETNAM GAS, PV Gas cùng các đơn vị kinh doanh trực thuộc đã nhanh chóng đầu tư xây dựng các hệ thống kho cảng LPG trung chuyển và hệ thống trạm nạp LPG trên phạm vi toàn quốc. PV Gas đã có các kho LPG trung chuyển ở hầu hết các tỉnh, thành phố lớn như Hải Phòng, Nghệ An, Hà Tĩnh, Đà Nẵng, Quảng Ngãi (Dung Quất), Vũng Tàu, Đồng Nai, Thành phố Hồ Chí Minh, Long An, Cần Thơ. Tổng công suất chứa LPG tại các kho của PV Gas đạt 43.000 m^3, trong đó ở miền Bắc 10.000 m^3, ở miền Trung 5.000 m^3 và ở miền Nam 28.000 m^3.

Năm 2009, tiếp tục đánh dấu một sự kiện quan trọng trong việc đầu tư phát triển hệ thống kho cảng LPG. PV Gas đã tiến hành khởi công Dự án kho cảng LPG lạnh tại Thị Vải với công suất tồn trữ lên tới 120.000 m^3 và cầu cảng 60.000 DWT. Đến năm 2012, kho cảng này sẽ được đưa vào sử dụng. Đây sẽ là kho LPG đầu tiên tại Việt Nam được xây dựng theo công nghệ lạnh, với sức chứa rất lớn để có thể tiếp nhận các tàu LPG lạnh chuyên dụng vận chuyển LPG từ các nước xuất khẩu lớn tại Trung Đông cũng như khu vực. Việc đầu tư xây dựng kho LPG lạnh là một bước chuyển biến lớn nhằm thực hiện chiến lược phát triển kinh doanh LPG lâu dài, bảo đảm nguồn cung ứng ổn định cho thị trường trong nước cũng như tái xuất khẩu sang các nước trong khu vực.

Cùng với việc đầu tư xây dựng các hệ thống kho cảng LPG, PV Gas đã từng bước đầu tư và phát triển đội tàu vận tải LPG. Thời gian đầu, PV Gas phải thuê tàu nước ngoài vận chuyển LPG đến kho của các khách hàng, sau đó đã hợp tác với PTSC mua và khai thác đội tàu vận tải LPG, đáp ứng toàn bộ nhu cầu vận chuyển của mình không phụ thuộc vào nước ngoài. Sau này, dịch vụ vận chuyển LPG của PV Gas đã được tách riêng và trở thành lĩnh vực hoạt động của Công ty cổ phần Gas Shipping.

6.3. PV Gas cung cấp khí khô, kinh doanh LPG và các sản phẩm khí

Cùng với việc đầu tư cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển và tàng trữ sản phẩm khí, công tác phân phối và kinh doanh các sản phẩm khí đã được phát triển một cách nhanh chóng kể cả về chất lượng, số lượng và chủng loại sản phẩm.

Cung cấp khí khô: Kể từ khi dòng khí đầu tiên được đưa vào bờ năm 1995 để phục vụ phát điện, sau 15 năm Công ty Chế biến và kinh doanh các sản phẩm khí/ Tổng công ty Khí Việt Nam đã thu gom, vận chuyển, chế biến và cung cấp trên 35 tỷ m^3 khí khô cho các nhà máy điện, đạm và các khu công nghiệp, trong đó chủ yếu (trên 85% sản lượng) phục vụ cho phát điện. Tổng sản lượng điện từ các nhà máy điện chạy bằng khí đã chiếm hơn 40% tổng sản lượng điện quốc gia, góp phần đặc biệt quan trọng cho việc bảo đảm an ninh năng lượng. Dưới sự chỉ đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PV Gas tiếp tục triển khai đầu tư các đường ống dẫn khí mới để gia tăng sản lượng cung cấp, đồng thời triển khai công tác nhập khẩu khí để đáp ứng nhu cầu khí tăng lên không ngừng, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia lâu dài.

Kinh doanh LPG và các sản phẩm khí khác: Sản phẩm lỏng bao gồm LPG và condensat là những sản phẩm khí quan trọng, đóng góp lớn vào doanh thu và lợi nhuận của PV Gas.

Trước khi Nhà máy xử lý khí Dinh Cố đi vào hoạt động, cuối năm 1999, toàn bộ LPG tiêu thụ trong nước được nhập khẩu từ nước ngoài do đó mặt bằng giá bán LPG được xác định dựa vào giá nhập khẩu và do một số doanh nghiệp quyết định. Sau khi Nhà máy xử lý khí Dinh cố đi vào hoạt động, đã có LPG sản xuất trong nước thì xuất hiện nhu cầu xác định giá bán LPG sản xuất trong nước sao cho vừa bảo đảm hiệu quả Dự án "Hệ thống thu gom và vận chuyển khí Bạch Hổ - Thủ Đức", vừa không cản trở việc nhập khẩu LPG, vừa đem lại lợi ích cho người tiêu dùng; góp phần bình ổn giá và kích thích sử dụng LPG thay cho các loại nhiên liệu truyền thống, giảm nạn chặt phá rừng và giảm ô nhiễm môi trường.

Trong một thời gian ngắn, PV Gas cùng với việc thiết lập được hệ thống khách hàng trong nước mua sỉ LPG và condensat, đã đề xuất và được cơ quan quản lý cấp trên chấp thuận phương pháp xác định giá bán LPG và condensat, do đó sản phẩm sản xuất từ Nhà máy xử lý khí Dinh cố đã được tiêu thụ kịp thời với hiệu quả kinh tế hợp lý.

Phương pháp xác định giá bán LPG và condensat do PV Gas đề xuất dựa trên cơ sở giá nhập khẩu các sản phẩm cùng loại, cộng với một tỷ lệ giảm giá hợp lý đã khuyến khích khách hàng mua tối đa LPG và condensat sản xuất trong nước, song không cản trở hoạt động nhập khẩu để cân đối cung cầu LPG và condensat khi nhu cầu tiêu thụ trong nước vượt quá sản lượng của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố.

Có thể nói, LPG là sản phẩm năng lượng đầu tiên sản xuất trong nước được bán theo giá thế giới, không phải bù lỗ và công thức giá LPG sau đó đã được tham khảo để xác định giá bán các sản phẩm lọc dầu sau này.

Kể từ khi có sản phẩm LPG sản xuất từ Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, PV Gas luôn luôn giữ vững vai trò nhà cung cấp LPG dẫn đầu ở thị trường trong nước.

Việc triển khai công tác phân phối kinh doanh bán lẻ LPG được PV Gas quan tâm thực hiện nhằm gia tăng giá trị sản phẩm và xây dựng thương hiệu sản phẩm. PV Gas đã thành lập hai xí nghiệp bán lẻ LPG ở hai miền Bắc và Nam vào năm 2000, đã xây dựng hệ thống trạm nạp, kho chứa, mua xe bồn, hình thành mạng lưới đại lý trên cả nước để đưa LPG đến tận tay người tiêu dùng. Tính đến cuối năm 2004, thông qua hai xí nghiệp và hai công ty liên doanh (VT Gas và Thăng Long Gas) của mình, PV Gas đã chiếm 22% thị phần cả nước. Việc tham gia bán lẻ đã giảm bớt sự phụ thuộc của PV Gas vào các khách hàng ngoài ngành trong việc tiêu thụ LPG. Bình gas màu hồng "PETROVIETNAM GAS" xuất hiện trên thị trường đã góp phần quảng bá thương hiệu PETROVIETNAM thông qua sản phẩm cụ thể.

Sau gần 10 năm xây dựng và phát triển, thương hiệu bình gas "PETROVIETNAM GAS" đã có chỗ đứng vững chắc trên thị trường với thị phần được duy trì ổn định ở mức 20-25%. Những năm gần đây, khi sản lượng LPG của Nhà máy Dinh Cố giảm, PV Gas đã chủ động đẩy mạnh công tác nhập khẩu LPG. Nhờ đó, PV Gas tiếp tục giữ vững vai trò chủ đạo trong thị trường và từng bước mở rộng thị phần cung cấp lên trên 50%.

PV Gas cũng rất chú trọng vào việc đa dạng hóa sản phẩm. Từ năm 2008, PV Gas đã tiến hành đầu tư xây dựng và vận hành các nhà máy sản xuất khí nén (CNG - Compressed Natural Gas) để phục vụ công nghiệp và giao thông vận tải, đồng thời tiếp tục triển khai việc sử dụng LPG cho các phương tiện giao thông công cộng.

Sản lượng khí của PV Gas cung cấp ra thị trường, giai đoạn 2000-2009											
Sản phẩm	Đơn vị tính	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Khí khô	Tr. m^3	1.223	1.233	1.577	2.440	4.241	5.173	5.677	6.086	6.995	7.132
LPG	1.000 T	268,1	297,8	347,4	373,8	373,2	313,0	344,6	311,2	455,6	551,1
Condensat	1.000 T	112,5	134,1	147,8	158,4	131,8	117,6	109,7	80,3	69,5	66,0
CNG	Tr. m^3									1,04	8,96

II. TRIỂN KHAI CÁC DỰ ÁN LỌC - HÓA DẦU

1. Triển khai Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất

1.1. Thành lập Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất

Thực hiện quyết định của Thủ tướng Chính phủ về việc tổ chức thực hiện Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất theo phương thức tự đầu tư[1], ngày 12-2-2003 Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí đã quyết định thành lập mới Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất. Phù hợp với tinh thần Nghị định liên Chính phủ Việt - Nga ngày 25-12-2002 và Quyết định số 78/BKH-QLDA ngày 13-2-2003 của Bộ trưởng Bộ Kế hoạch và Đầu tư về việc chuyển nhượng toàn bộ quyền lợi và nghĩa vụ của Phía tham gia Nga (RVO Zarubezhneft) trong Công ty liên doanh VietRoss cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất đã tổ chức tiếp quản Dự án và từ tháng 3-2003 tiếp tục triển khai theo hình thức Việt Nam tự đầu tư.

Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất (mới) được thành lập đã tập trung thực hiện những công việc cấp bách để bảo đảm tiến độ Dự án gồm việc xử lý các vấn đề pháp lý của các Hợp đồng EPC; kiện toàn bộ máy tổ chức và ổn định tư tưởng của cán bộ công nhân viên; tiếp tục đàm phán hợp đồng gói thầu EPC số 1;

1. Thông báo số 08/TB-VPCP ngày 27-1-2003 của Văn phòng Chính phủ.

tập trung giải quyết những phát sinh, vướng mắc về kỹ thuật, công nghệ và tài chính của các gói thầu EPC 5A, EPC 5B, EPC 7; lập kế hoạch đào tạo tổng thể và chuẩn bị vận hành sản xuất...

Để tăng cường năng lực quản lý và điều hành một dự án lớn, được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ và thỏa thuận của Bộ trưởng Bộ Xây dựng, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí đã quyết định tiếp nhận và bổ nhiệm ông Trương Văn Tuyến, Giám đốc Công ty lắp máy Lilama 45.1 giữ chức Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty trực tiếp phụ trách Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất[1].

1.2. Tiếp tục đàm phán hợp đồng gói thầu EPC số 1, tập trung giải quyết những phát sinh, vướng mắc của các gói thầu khác

Để bảo đảm công tác quản lý, giám sát Dự án trong điều kiện Việt Nam chưa có kinh nghiệm về xây dựng và vận hành nhà máy lọc dầu, Thủ tướng Chính phủ đã cho phép Tổng công ty Dầu khí thuê Tư vấn quản lý, giám sát và vận hành chạy thử Nhà máy lọc dầu Dung Quất. Ngày 24-10-2003, Hợp đồng Tư vấn quản lý dự án (PMC-Tư vấn quản lý, giám sát, vận hành thử nhà máy) đã được ký kết với Công ty Stone & Webster (Vương quốc Anh) với giá trị gần 30 triệu USD.

Do thời gian triển khai Dự án kéo dài quá lâu, cơ cấu sản phẩm theo thiết kế ban đầu (có xăng A-83 và dầu diesel công nghiệp) đã trở nên lạc hậu và không còn phù hợp với các quy định mới của Nhà nước về tiêu chuẩn chất lượng sản phẩm xăng dầu nên Tổng công ty Dầu khí đã quyết định nghiên cứu bổ sung thêm 2 phân xưởng công nghệ trong cấu hình Nhà máy là phân xưởng xử lý LCO bằng hydro và phân xưởng đồng phân hóa (Isomer hóa) để nâng cao chất lượng sản phẩm và tăng thêm hàm lượng các loại xăng cao cấp. Với phương án này, thay vì xăng A-83 và dầu diesel công nghiệp, Nhà máy chỉ sản xuất xăng Mogas 90/92/95 và dầu diesel giao thông chất lượng cao, bảo đảm các quy định về chỉ tiêu chất lượng sản phẩm phục vụ nhu cầu nội địa và trong khu vực. Để thực hiện việc này, sau khi báo cáo và được sự cho phép của Thủ tướng Chính phủ, ngày 27-2-2004, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ký hợp đồng phát triển thiết kế kỹ thuật tổng thể (FDC) với Tổ hợp Technip; các hợp đồng bản quyền bổ sung với các nhà bản quyền công nghệ UOP và Axens cho hai phân xưởng Isomer hoá và LCO-HDT cũng đã được ký kết ngày 24-1-2004.

Ngoài mục đích hoàn thiện cấu hình công nghệ và nâng cao chất lượng sản phẩm, việc phát triển thiết kế kỹ thuật tổng thể sẽ giải quyết các vấn đề về giao

1. Quyết định số 2918/QĐ-HĐQT ngày 27-11-2003 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

diện, kết nối giữa các gói thầu EPC để bảo đảm cho nhà máy đồng bộ và hoạt động có hiệu quả. Theo tinh thần này, 4 gói thầu EPC quan trọng nhất của nhà máy trước đây (số 1, 2, 3 và 4) được kết hợp vào một hợp đồng EPC, gọi là gói thầu EPC số 1+4 và 2+3. Toàn bộ các công tác thiết kế, mua sắm, lắp đặt, chạy thử, chạy nghiệm thu cho các gói thầu này và toàn bộ nhà máy sẽ do một Nhà thầu chịu trách nhiệm thực hiện.

Do tiến độ Dự án xây dựng nhà máy bị kéo dài, cũng như việc bổ sung sơ đồ công nghệ dẫn đến hệ quả tất yếu là làm tăng vốn đầu tư, trong xã hội đã xuất hiện những ý kiến nên xem xét lại hiệu quả Dự án, thậm chí nên chăng dừng Dự án, tại kỳ họp thứ 7, Quốc hội khoá XI đã đưa việc xem xét Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất vào chương trình nghị sự. Sau khi nghe giải trình của Chính phủ và báo cáo thẩm tra của Ủy ban Khoa học, Công nghệ và Môi trường của Quốc hội, Quốc hội đã thảo luận sôi nổi và ngày 14-6-2005 đã ban hành Nghị quyết số 44/2005/QH11 về việc tập trung chỉ đạo xây dựng Nhà máy lọc dầu số 1 Dung Quất. Theo Nghị quyết này, Nhà máy lọc dầu Dung quất phải hoàn thành việc xây dựng vào năm 2008 và đưa vào sản xuất vận hành năm 2009.

Thực hiện Nghị quyết kỳ họp thứ 7 Quốc hội khoá XI, ngày 17-6-2005, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 546/QĐ-TTg điều chỉnh Dự án đầu tư Nhà máy lọc dầu Dung Quất. Theo Quyết định này, tổng mức đầu tư của Dự án sẽ tăng từ 1.297 lên 2.501 triệu USD, chưa kể phí tài chính trong thời gian xây dựng, trong đó ngân sách nhà nước cấp 800 triệu USD từ phần tiền lãi dầu thô được chia từ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro giai đoạn 1995-2000, vay ưu đãi từ nguồn vốn đầu tư phát triển của Nhà nước 1.000 triệu USD, vay các ngân hàng thương mại 950 triệu USD, phần còn lại (khoảng 226 triệu USD) do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thu xếp. Việc điều chỉnh tổng mức đầu tư Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất là cần thiết, xuất phát từ tình hình thực tế giá cả biến động mạnh và để bảo đảm cho Dự án tính đúng, tính đủ và đủ nguồn vốn tổ chức thực hiện.

Sau một thời gian tích cực đàm phán, ngày 17-5-2005 hợp đồng EPC gói thầu EPC số 1+4 (phần trong hàng rào nhà máy và cảng nhập dầu thô - SPM) đã được ký kết giữa chủ đầu tư (Tổng công ty Dầu khí Việt Nam) và Tổ hợp nhà thầu Technip do Technip France đứng đầu. Ngày 13-6-2005, Bộ Xây dựng đã cấp Giấy phép xây dựng cho phép Tổ hợp Technip được thực hiện công tác xây dựng tại Việt Nam. Ngày 16-6-2005, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt hợp đồng gói thầu EPC số 1+4 Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất. Ngày 25-6-2005, hợp đồng EPC

số 1+4 bắt đầu có hiệu lực. Như vậy, *sau 6 năm kể từ khi bắt đầu thực hiện công tác đấu thầu, gói thầu chính của Nhà máy lọc dầu đã được ký kết và Dự án chính thức có thể xác định ngày hoàn thành công trình.*

Ngày 24-8-2005, theo tinh thần hợp nhất các gói thầu EPC quan trọng để bảo đảm việc xây dựng và vận hành thành công nhà máy, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành công tác đàm phán và ký Phụ lục hợp đồng EPC gói thầu số 2+3 (Khu bể chứa dầu thô, đường ống dẫn sản phẩm, khu bể chứa và cảng xuất sản phẩm) với Tổ hợp Technip. Hợp đồng EPC số 2+3 được các Bên thỏa thuận như Phụ lục của hợp đồng EPC số 1+4 và bắt đầu có hiệu lực từ ngày 21-9-2005. Giá trị của các gói thầu EPC số 1+4 và 2+3 lên tới 2 tỷ USD.

1.3. Lễ khởi công các gói thầu EPC số 1, 2, 3 và 4

Ngày 28-11-2005, Lễ khởi công các gói thầu EPC số 1, 2, 3 và 4 được Tổ hợp nhà thầu Technip phối hợp với Petrovietnam tổ chức tại công trường và Phó Thủ tướng Thường trực Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đã chính thức phát lệnh khởi công công trình.

Phó Thủ tướng Thường trực Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng dự Lễ khởi công các gói thầu EPC số 1, 2, 3 và 4, Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất (ngày 28-11-2005)

Như vậy, sau một thời gian dài chuẩn bị, kể từ ngày 28-11-2005, Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất bước sang giai đoạn mới - giai đoạn chính thức xây dựng và mở ra một thời kỳ mới trong lịch sử phát triển ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam. Với sự kiện ký kết hợp đồng EPC gói thầu chính của Nhà máy và thực hiện việc phát triển thiết kế kỹ thuật tổng thể, cho tới thời điểm này, các khó khăn, vướng mắc hết sức lớn của Dự án đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giải quyết xong, đó là:

- Hoàn thiện công nghệ, nâng cao chất lượng sản phẩm cho phù hợp với tình hình thực tế, các quy định mới, nâng cao hiệu quả, tính cạnh tranh của Dự án;

- Giải quyết vấn đề giao diện giữa các gói thầu, đặc biệt là giữa các gói thầu EPC quan trọng nhất của Dự án để bảo đảm tính đồng bộ và hoạt động có hiệu quả của nhà máy;

- Giải quyết các vấn đề vướng mắc liên quan tới các gói thầu EPC số 5A (Đê chắn sóng) về xử lý túi bùn, số 5B (Cảng xuất sản phẩm) về xử lý nền đá gốc và tăng giá vật tư thiết bị và số 7 về thiết bị cơ khí sửa chữa, bảo dưỡng phục vụ vận hành nhà máy.

Các gói thầu EPC chính của Nhà máy lọc dầu đã được giao (có sự điều chỉnh so với trước) cho các nhà thầu chính như sau:

- Gói thầu EPC số 1, 2, 3 và 4 (các hạng mục công nghệ, kỹ thuật trong hàng rào Nhà máy và hệ thống nhập dầu thô, xuất sản phẩm): Tổ hợp Technip do Công ty Technip France đứng đầu.

- Gói thầu EPC số 5A (Đê chắn sóng): Công ty Lũng Lô thuộc Bộ Quốc phòng; sau đó do nhà thầu này không đủ năng lực thi công nên Chủ đầu tư đã quyết định thay bằng nhà thầu Van Oord (Hà Lan) là công ty rất có kinh nghiệm và uy tín trong lĩnh vực xây dựng các công trình biển, đặc biệt là các đê chắn sóng.

- Gói thầu EPC số 5B (Cảng xuất sản phẩm): Nhà thầu Cienco 1 thuộc Bộ Giao thông vận tải thực hiện. Đến tháng 6-2006, do nhà thầu không đủ năng lực thực hiện gói thầu nên gây ảnh hưởng nghiêm trọng tới chất lượng và tiến độ xây dựng nhà máy. Sau khi được sự chấp thuận của Ban Chỉ đạo Nhà nước về các công trình dầu khí trọng điểm, cũng như gói thầu 5A, Tổng công ty Dầu khí đã quyết định chuyển đổi chủ thể gói thầu 5B và giao cho Ban Quản lý Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất trực tiếp quản lý; và tăng cường thêm nhà thầu PTSC, phối hợp với Cienco 1 trong việc quản lý, mua sắm và triển khai trong lĩnh vực xây lắp công

trình. Việc thay đổi chủ thể này qua thực tế đã chứng minh là quyết định đúng đắn, kịp thời, góp phần bảo đảm sự thành công của Dự án.

- Gói thầu EPC số 7 (Khu nhà hành chính và xưởng sửa chữa cơ khí): Do Tổng công ty Cơ khí xây dựng (Coma) thuộc Bộ Xây dựng thực hiện.

Ngoài các nhà thầu EPC chính nói trên, trong quá trình thiết kế, xây dựng, chạy thử nhà máy, chuẩn bị tiếp nhận, quản lý vận hành nhà máy, Chủ đầu tư đã thuê Công ty Stone & Webster làm Tư vấn quản lý dự án (PMC), các công ty DNV và Bureau Veritas làm nhà thầu đăng kiểm (CA), Tổng công ty cổ phần Bảo hiểm Dầu khí là nhà bảo hiểm xây dựng chính cho Dự án. Ngoài ra còn có hàng trăm các các đơn vị, tổ chức Việt Nam và nước ngoài tham gia Dự án.

Những con số ấn tượng: Trong quá trình xây dựng Nhà máy đã có hơn 100 nhà cung cấp và các nhà thầu phụ Việt Nam, hơn 250 nhà cung cấp và thầu phụ quốc tế từ 22 nước (chủ yếu từ các nước nước G7 và công nghiệp phát triển như Mỹ, Pháp, Anh, Đức, Italia, Nhật Bản, Ôxtrâylia, Thuỵ Điển…) tham gia Dự án. Công tác thiết kế được nhà thầu Technip thực hiện tại 4 trung tâm chính trên thế giới vào thời điểm ban đầu là: Yokohama (Nhật Bản), Madrid (Tây Ban Nha), Pari (Pháp), Kuala Lămpơ (Malaixia) và Caracas (Vênêzuêla), nhưng sau đó do khối lượng công việc quá lớn, nhà thầu đã phải triển khai công tác thiết kế tại 9 trung tâm thiết kế lớn trên thế giới với số lượng các kỹ sư, chuyên gia thiết kế lên tới hàng nghìn người, lúc cao điểm với tổng cộng khoảng 2,5 triệu giờ công. Số lượng công nhân tham gia xây dựng trên công trường lúc cao điểm lên tới hơn 12.000 người với tổng số giờ công đã huy động trên 42 triệu. Tổng khối lượng sắt thép đã sử dụng trên 17.000 tấn, có hơn 150.000 tấn vật tư, thiết bị đã được sử dụng; ngoài ra đã sử dụng hơn 5.000.000 m dây cáp điện, 130.000 m^3 bêtông, 6.000 tấn kết cấu thép, 33.000 tấn vật liệu bồn bể và 2,3 triệu DI đường ống các loại.

Công tác đào tạo, chuẩn bị nhân lực cho vận hành nhà máy: Cũng trong thời gian này, công tác đào tạo, chuẩn bị nhân lực cho việc tiếp quản và vận hành nhà máy được triển khai kịp thời. Thông qua Ban Quản lý Dự án Tổng công ty Dầu khí đã tuyển dụng hàng trăm kỹ sư, nhân viên kỹ thuật chuyên ngành để đưa đi đào tạo tại các nhà máy lọc dầu trên thế giới ở Inđônêxia, Rumania, Malaixia, Mỹ..., tại các trung tâm thiết kế, chế tạo, cơ sở của các nhà cung cấp bản quyền, nhà chế tạo và nhà thiết kế cũng như tại các cơ sở đào tạo thích hợp ở trong nước. Theo kế hoạch đào tạo tổng thể nhân lực vận hành Nhà máy lọc dầu Dung Quất đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phê duyệt năm 2004, các hình thức đào tạo bao gồm:

- Đào tạo do chủ đầu tư thực hiện: Đào tạo ngoại ngữ tiếng Anh, chương trình dầu khí cơ bản (trong đó có thực tập vận hành các phân xưởng của nhà máy lọc dầu trên mô hình mô phỏng), thực hành về vận hành và bảo dưỡng tại các nhà máy trong nước và tại các cơ sở đào tạo/nhà máy lọc dầu ở nước ngoài.

- Đào tạo do nhà thầu EPC và các nhà cung cấp thiết bị, bản quyền thực hiện theo các hợp đồng EPC và các hợp đồng bản quyền được ký kết.

- Trong giai đoạn chạy thử nhà máy lọc dầu: Chủ đầu tư có trách nhiệm (theo quy định trong hợp đồng EPC) cung cấp 70 chuyên gia vận hành có kinh nghiệm (người nước ngoài) để cùng các nhân viên người Việt Nam của Chủ đầu tư tham gia công tác chạy thử cùng với nhà thầu EPC số 1+4 và 2+3.

Do chủ đầu tư chưa có kinh nghiệm đào tạo nhân lực vận hành nhà máy lọc dầu cũng như chạy thử nhà máy lọc dầu, nên Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cho phép Ban Quản lý Dự án ký hợp đồng với Petroconsult làm nhà thầu cung cấp dịch vụ đào tạo, trợ giúp vận hành trong giai đoạn chạy thử Nhà máy lọc dầu Dung Quất và cung cấp 70 chuyên gia nước ngoài trợ giúp trong giai đoạn chạy thử nhà máy lọc dầu. Các chương trình đào tạo do Chủ đầu tư thực hiện dưới sự quản lý của nhà thầu Petroconsult bắt đầu từ tháng 5-2006 và hoàn thành vào cuối năm 2007, bao gồm:

- Đào tạo thực tập tại Nhà máy lọc dầu ở Rumania cho 60 kỹ sư vận hành chủ chốt;

- Đào tạo tiếng Anh, chuyên môn cơ bản, thiết bị mô phỏng tại Trường cao đẳng Nghề Dầu khí cho 180 kỹ sư vận hành và 269 công nhân vận hành.

Tiếp theo chương trình đào tạo do Chủ đầu tư thực hiện, công tác đào tạo của nhà thầu EPC số 1+4 và 2+3 bắt đầu từ cuối năm 2007 và kéo dài đến hết quý II-2008, trước khi bắt đầu giai đoạn chạy thử Nhà máy lọc dầu. Chương trình đào tạo này về cơ bản đã hoàn thành đúng thời hạn, đáp ứng yêu cầu, tiến độ của Dự án.

Theo sơ đồ tổ chức, tổng số cán bộ, nhân viên của Nhà máy lọc dầu Dung Quất là 1.189 người, trong đó nhân viên vận hành trực tiếp là 1.071 người (đã tính cả 10% dự phòng). Tính đến hết tháng 6-2008, Ban Quản lý Dự án đã tuyển dụng được 1.046 nhân viên vận hành/1.071 người, trong đó:

- 300 kỹ sư đã hoàn thành chương trình đào tạo vận hành cơ bản (gồm đào tạo ngoại ngữ tiếng Anh, chương trình dầu khí cơ bản, đào tạo thực hành tại các nhà

máy trong nước và nước ngoài) và sau đó tiếp tục tham gia các chương trình đào tạo chuyên sâu do Tổ hợp Technip thực hiện tại công trường, cùng với việc tham gia giám sát, chuẩn bị chạy thử, chạy thử nhà máy.

- 267 công nhân vận hành đã hoàn thành chương trình đào tạo vận hành cơ bản (gồm đào tạo ngoại ngữ tiếng Anh, chương trình dầu khí cơ bản) và đang tham gia công tác đào tạo chuyên sâu với sự trợ giúp của Tổ hợp Technip trong công tác xây dựng tại công trường.

- 35 kỹ sư, công nhân vận hành cảng biển đã được tuyển dụng và đào tạo xong chuyên môn cơ bản, sau đó đã biên chế vào bộ phận quản lý cảng biển.

- 379 kỹ sư và công nhân vận hành tạm tuyển dụng bổ sung theo sơ đồ tổ chức vận hành và đã hoàn thành chương trình đào tạo cơ bản tại Trường cao đẳng Nghề Dầu khí.

- Các kỹ sư còn lại tham gia công tác quản lý dự án, giám sát nhà thầu EPC tại công trường.

Như vậy, kể từ cuối năm 2005 đến đầu năm 2006, việc xây dựng công trình Nhà máy lọc dầu Dung Quất đã đi vào một lịch trình hết sức căng thẳng, khẩn trương, nhưng ổn định với những cột mốc rõ ràng trong lộ trình của mình, tiến tới hoàn thành vào năm 2009 như yêu cầu của Quốc hội và Chính phủ đặt ra.

Nhà máy lọc dầu Dung Quất: Diện tích chiếm đất và mặt biển: 816,03 ha, trong đó Nhà máy chính: 110 ha; Khu bể chứa dầu thô, sản phẩm: 85,83 ha; Tuyến ống dẫn dầu thô, sản phẩm, cấp và xả nước biển: 94,46 ha; Bến cảng xây dựng, khu cảng xuất sản phẩm, hệ thống phao rót dầu không bến (SPM), đường ống ngầm dưới biển và khu vực vòng quay tàu: 486,04 ha đất và mặt biển; Đường vào nhà máy, khu nhà ở cho cán bộ công nhân viên tại Vạn Tường: 39,7 ha. Công suất thiết kế: 6,5 triệu tấn dầu thô/năm. Nguồn dầu thô: dầu thô dùng làm nguyên liệu cho Nhà máy là dầu thô Việt Nam và dầu thô nhập khẩu. Chủng loại sản phẩm: Propylen, khí hoá lỏng (LPG), xăng ôtô không pha chì (xăng A-90/92/95 RON), nhiên liệu phản lực/dầu hoả dân dụng, nhiên liệu diesel ôtô (DO) và dầu nhiên liệu (FO). Chất lượng sản phẩm: đối với các sản phẩm tiêu thụ trong nước tuân theo các tiêu chuẩn chất lượng sản phẩm của Việt Nam; đối với các sản phẩm xuất khẩu phải đáp ứng các yêu cầu chất lượng xuất khẩu. Công nghệ và thiết bị, gồm 14 phân xưởng chính sau:

- Phân xưởng chưng cất dầu thô ở áp suất khí quyển (CDU);

- Phân xưởng xử lý naphtha bằng hydro (NHT);

- Phân xưởng reforming xúc tác liên tục (CCR);

- Phân xưởng cracking xúc tác nguyên liệu cặn (RFCC);
- Phân xưởng xử lý LPG (LTU);
- Phân xưởng thu hồi propylen (PRU);
- Phân xưởng xử lý kerosen (KTU);
- Phân xưởng xử lý naphtha từ RFCC (NTU);
- Phân xưởng xử lý nước chua (SWS);
- Phân xưởng tái sinh amin (ARU);
- Phân xưởng trung hoà kiềm (CNU);
- Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh (SRU);
- Phân xưởng đồng phân hoá (ISOM);
- Phân xưởng xử lý LCO bằng hydro (LCO-HDT).

Các hạng mục phụ trợ của nhà máy được thiết kế phù hợp với nhu cầu công nghệ và yêu cầu vận hành của nhà máy. Các công trình biển: Hệ thống phao rót

Sơ đồ mặt bằng khu Nhà máy lọc dầu Dung Quất, huyện Bình Sơn, tỉnh Quảng Ngãi

dầu không bến nhập dầu thô tại vịnh Việt Thanh được thiết kế để tiếp nhận tàu dầu có trọng tải 80.000-110.000 DWT; 6 bến xuất sản phẩm của cảng kín bố trí tại vịnh Dung Quất cho tàu từ 30.000 đến 50.000 DWT; đê chắn sóng bảo đảm việc xuất sản phẩm tại cảng kín liên tục và an toàn. Các công trình hạ tầng chính ngoài hàng rào gồm hệ thống cung cấp điện, đường sá, nhà ở và các cơ sở dịch vụ tại Quảng Ngãi và Vạn Tường.

2. Chuẩn bị đầu tư các dự án lọc - hóa dầu số 2 và số 3

Triển khai Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025 đối với lĩnh vực lọc - hóa dầu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau là Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam), đã tích cực xúc tiến đầu tư và kêu gọi các đối tác nước ngoài tham gia các dự án lọc dầu số 2, 3 và các cụm hóa dầu kèm theo hoặc độc lập.

2.1. Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn, tỉnh Thanh Hóa

Được Thủ tướng Chính phủ cho phép và thường xuyên đôn đốc[1], Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã khẩn trương triển khai Dự án Nhà máy lọc dầu số 2, mà trước hết là đã lập và trình Thủ tướng Chính phủ Đầu bài xây dựng Nhà máy lọc dầu số 2.

Theo đề nghị của Hội đồng Thẩm định dự án đầu tư cấp Nhà nước[2], Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý với đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về Đầu bài xây dựng Nhà máy lọc dầu số 2[3].

Trên cơ sở kết quả khảo sát dọc bờ biển Việt Nam những năm 1991, 1993 và 1994 do Bộ Xây dựng chủ trì, đã xác định được 5 địa điểm phù hợp hơn cả và có thể xem xét để lựa chọn xây dựng Nhà máy lọc dầu, đó là đảo Long Sơn (Vũng Tàu), vịnh Vân Phong (Khánh Hoà), Dung Quất (Quảng Ngãi), đảo Hòn La (Quảng Bình) và Nghi Sơn (Thanh Hoá).

Để chuẩn bị địa điểm cho việc triển khai Dự án Nhà máy lọc dầu số 2, theo chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chủ trì và phối hợp với các bộ, ngành hữu quan rà soát lại 5 địa điểm nói trên, đồng thời bổ sung thêm 2 địa điểm mới, là: Đình Vũ (Hải Phòng) và Vũng Áng (Hà Tĩnh). Những

1. Thông báo số 225/TB ngày 28-8-1993 và Công văn số 1199/DK ngày 10-3-1995 của Văn phòng Chính phủ.
2. Công văn số 2924/UB-VPTĐ ngày 30-8-1995.
3. Công văn số 5102/DK ngày 14-9-1995 của Văn phòng Chính phủ.

địa điểm có vị trí cảng nước sâu cho tàu chở dầu thô từ 10 vạn đến 30 vạn tấn như: Đình Vũ (Hải Phòng), Nghi Sơn (Thanh Hoá), Vũng Áng (Hà Tĩnh), Hòn La (Quảng Bình), Dung Quất (Quảng Ngãi) được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tổ chức khảo sát chi tiết. Trên cơ sở kết quả nghiên cứu, ngày 30-12-1999 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có văn bản kiến nghị với Thủ tướng Chính phủ và Bộ Chính trị cho phép lựa chọn địa điểm Nghi Sơn, tỉnh Thanh Hóa để lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi Dự án Nhà máy lọc dầu số 2.

Theo đề nghị của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, ngày 9-5-2000 Thủ tướng Chính phủ đồng ý lựa chọn địa điểm Nghi Sơn, tỉnh Thanh Hóa làm phương án cơ sở để lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi Dự án Nhà máy lọc dầu số 2 và giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phối hợp với các bộ, ngành và địa phương lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định[1].

Ngày 29-5-2001, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định thành lập Ban Chuẩn bị đầu tư Nhà máy lọc dầu số 2[2] do ông Ngô Dương Hùng làm Trưởng ban để triển khai xây dựng công trình Nhà máy lọc dầu số 2 tại Nghi Sơn, Thanh Hoá.

Ngày 9-10-2001, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Đầu bài lập Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi[3].

Ngày 31-1-2002, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có Tờ trình kiến nghị Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi[4] do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam hợp tác với các công ty Mitsubishi Corporation và JGC (Nhật Bản) lập, và được Công ty tư vấn UOP (Mỹ) thẩm định.

Ngày 5-8-2002, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi và giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phối hợp với các bộ, ngành và địa phương lập Báo cáo nghiên cứu khả thi trình Thủ tướng Chính phủ xem xét và trình Quốc hội thông qua[5].

Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã thuê Tư vấn kỹ thuật ABB Lummus Global (Mỹ) và hợp tác với Mitsubishi Corporation (Nhật Bản) để lập Báo cáo nghiên

1. Công văn số 1932/VPCP-DK ngày 9-5-2000 của Văn phòng Chính phủ.
2. Quyết định số 879/QĐ-HĐQT ngày 29-5-2001 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Công văn số 4762 /VPCP-DK ngày 9-10-2001 của Văn phòng Chính phủ.
4. Tờ trình số 458/CV-HĐQT ngày 31-1-2002 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
5. Quyết định số 674/QĐ-TTg ngày 5-8-2002 của Thủ tướng Chính phủ.

cứu khả thi và hoàn thành Báo cáo nghiên cứu khả thi vào tháng 9-2003. Từ tháng 10-2003, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cùng chuyên gia các bộ, ngành và Tư vấn độc lập Foster Wheeler (Anh) tiến hành thẩm định Báo cáo.

Ngày 29-4-2004, Thủ tướng Chính phủ chỉ đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nghiên cứu làm rõ các vấn đề về nguyên liệu dầu thô, chất lượng sản phẩm, sơ đồ công nghệ, vốn đầu tư và thu xếp vốn, hình thức đầu tư[1].

Ngày 12-7-2004, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có văn bản trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Báo cáo nghiên cứu khả thi Dự án Liên hợp lọc - hoá dầu Nghi Sơn.

Khảo sát xác định địa điểm xây dựng Tổ hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn, tỉnh Thanh Hóa

Ngày 3-8-2004, Thủ tướng Chính phủ đã giao Hội đồng Thẩm định Nhà nước về các dự án đầu tư tổ chức thẩm định Báo cáo nghiên cứu khả thi Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn[2].

Để giải quyết các đề xuất của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[3] về việc tìm kiếm đối tác đầu tư Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn, ngày 27-10-2004, Thủ tướng Chính phủ đã giao Hội đồng Thẩm định Nhà nước nghiên cứu cho ý kiến[4].

Ngày 23-3-2005, Văn phòng Chính phủ thông báo ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về hình thức đầu tư Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn. Thủ tướng Chính phủ giao Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nghiên cứu bổ sung các vấn đề về phương án sử dụng dầu thô cho Dự án, chính sách ưu đãi đầu tư, hiệu

1. Công văn số 2109/VPCP-DK ngày 29-4-2004 của Văn phòng Chính phủ.
2. Công văn số 1070/VPCP-DK ngày 3-8-2004 của Văn phòng Chính phủ.
3. Công văn số 5273/CV-HĐQT ngày 8-10-2004 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
4. Công văn số 5861/VPCP-DK ngày 27-10-2004 của Văn phòng Chính phủ.

quả đầu tư theo hình thức liên doanh…; giao Bộ Kế hoạch và Đầu tư cùng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nghiên cứu tìm đối tác liên doanh cho Dự án[1].

Ngày 10-10-2005, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình Thủ tướng Chính phủ kết quả nghiên cứu bổ sung Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn[2].

Ngày 18-10-2005, Thủ tướng Chính phủ đã giao Bộ Kế hoạch và Đầu tư thẩm định Báo cáo nghiên cứu bổ sung Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn[3].

Ngày 14-2-2006, Thủ tướng Chính phủ đồng ý đưa Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn vào danh mục các dự án đặc biệt khuyến khích đầu tư và đồng ý với đề xuất của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam về điều kiện kêu gọi đầu tư Dự án[4].

Ngày 23-1-2006, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ký thoả thuận hợp tác triển khai Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn với Tập đoàn Idemitsu Kosan (Nhật Bản). Sau một thời gian tìm đối tác và cũng thay đổi nhiều phương án đối tác liên doanh, đến tháng 5-2008 đã thành lập được Công ty Liên doanh lọc - hóa dầu Nghi Sơn với sự tham gia của các đối tác Nhật Bản và Côoét, cụ thể là KPI (Côoét) 35,1%, IKC (Nhật Bản) 35,1%, MCI (Nhật Bản) 4,7% và Petrovietnam 25,1%. Vốn đầu tư dự kiến 7,34 tỷ USD và công suất nhà máy 9,7 triệu tấn dầu thô, chủ yếu nhập từ Côoét. Dự kiến Nhà máy sẽ đi vào vận hành trong những năm 2014-2015.

2.2. Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu Long Sơn, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

Ngày 14-11-2003, Văn phòng Chính phủ thông báo[5] về Kết luận của Thủ tướng Chính phủ tại Hội nghị phát triển kinh tế vùng Đông Nam Bộ đến năm 2010, trong đó Thủ tướng khẳng định: "đặt Nhà máy lọc dầu số 3 tại Bà Rịa - Vũng Tàu là vị trí lựa chọn tốt nhất trong số các địa điểm đã khảo sát và giao cho các bộ: Công nghiệp, Xây dựng, Kế hoạch và Đầu tư cùng với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam triển khai nghiên cứu để báo cáo Bộ Chính trị".

Ngày 5-7-2004, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ[6], về tình hình nghiên cứu đầu tư Dự án Nhà máy lọc dầu số 3. Trên cơ sở đề xuất của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định giao Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiếp tục nghiên cứu xác định quy mô và định

1. Công văn số 52/TB-VPCP ngày 23-3-2005 của Văn phòng Chính phủ.
2. Công văn số 5525/CV-HĐQT ngày 10-10-2005 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Công văn số 5987/VPCP-DK ngày 18-10-2005 của Văn phòng Chính phủ.
4. Công văn số 250/TTg-DK ngày 14-2-2006 của Thủ tướng Chính phủ.
5. Công văn số 14/TB-VPCP, ngày 14-11-2003 của Văn phòng Chính phủ.
6. Công văn số 3365/CV-HĐQT ngày 5-7-2004 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Khảo sát địa điểm xây dựng Tổ hợp lọc - hóa dầu Long Sơn, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

hướng cơ cấu sản phẩm tối ưu và địa điểm đặt nhà máy tại phía Nam để báo cáo Thủ tướng Chính phủ xem xét quyết định[1]. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã giao nhiệm vụ nghiên cứu này cho Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí thực hiện, với sự tham gia của các chuyên gia của một số bộ, ngành có liên quan. Sau 6 tháng thực hiện, kết quả nghiên cứu đã được Hội đồng Nghiệm thu các cấp chấp thuận. Ngày 23-6-2005, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ kết quả nghiên cứu và kiến nghị Thủ tướng cho phép lập Báo cáo đầu tư xây dựng Nhà máy lọc dầu số 3 với quy mô công suất 7-9 triệu tấn/năm tại đảo Long Sơn, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Nguồn dầu thô sẽ kết hợp từ trong nước và nước ngoài. Sản phẩm có chất lượng phù hợp với yêu cầu của Việt Nam và theo hướng nâng cao chất lượng tương đương các nước trong khu vực và trên thế giới. Hình thức đầu tư liên doanh hoặc 100% vốn nước ngoài[2].

Phó Thủ tướng Thường trực Nguyễn Tấn Dũng đã giao Bộ Kế hoạch và Đầu tư thành lập Tổ chuyên gia để thẩm định kết quả nghiên cứu lựa chọn vị trí và quy

1. Thông báo số 4928/VPCP-DK ngày 16-9-2004 của Văn phòng Chính phủ.
2. Tờ trình số 3289/TT- HĐQT ngày 23-6-2005 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

mô, định hướng sản phẩm Nhà máy lọc dầu số 3[1]. Ngày 14-3-2006, Bộ Kế hoạch và Đầu tư đã báo cáo Thủ tướng Chính phủ kết quả thẩm định và kiến nghị Chính phủ cho xem xét thêm 2 vị trí Dốc Hầm (Bình Thuận) và Vũng Rô (Phú Yên), nằm ngoài khu vực Vũng Tàu, để xem xét, lựa chọn vị trí xây dựng nhà máy[2]. Trước đó, ngày 10-6-2006, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Báo cáo gửi Thủ tướng Chính phủ về lựa chọn địa điểm cho dự án Nhà máy lọc dầu số 3[3].

Ngày 8-9-2006, trên cơ sở Báo cáo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và ý kiến thẩm tra của Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý lựa chọn địa điểm Long Sơn làm phương án cơ sở để xây dựng Nhà máy lọc dầu số 3 và cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam triển khai Dự án theo một trong các hình thức liên doanh với nước ngoài hay 100% vốn nước ngoài hoặc Việt Nam tự đầu tư[4].

3. Đầu tư xây dựng và vận hành Nhà máy đạm Phú Mỹ

3.1. Quá trình hình thành Dự án

Việt Nam là nước nông nghiệp, trồng lúa là chủ yếu. Nhu cầu phân đạm rất lớn và Nhà nước luôn quan tâm đến việc đầu tư xây dựng nhà máy sản xuất phân đạm để phát triển nông nghiệp.

Trước năm 1975, ở miền Bắc, Nhà máy phân đạm Hà Bắc do Trung Quốc viện trợ đã hoàn thành xây lắp, đang chạy thử thì bị đế quốc Mỹ ném bom phá hoại, phải tháo dỡ một phần thiết bị công nghệ chuyển về Trung Quốc. Sau Hiệp định Pari năm 1973 mới khôi phục lại, nhưng sản phẩm urê chỉ đáp ứng một phần nhu cầu nội địa, còn lại vẫn phải nhập khẩu. Một dự án sản xuất phân đạm khác do Liên Xô giúp đỡ từ năm 1974, dự kiến công suất 600 tấn amoniac/ngày, đặt ở Núi Đính - Ninh Bình. Lúc đó Liên Xô chỉ có công nghệ sản xuất phân đạm từ khí thiên nhiên, không có công nghệ sản xuất từ than hay dầu hỏa nên cũng chỉ dừng lại ở giai đoạn lập quy hoạch. Khi giếng khoan 102 tại Giao Thủy - Nam Định phát hiện khí thiên nhiên áp suất cao, Dự án này được khơi dậy, kể cả việc tiến hành khảo sát tuyến ống dẫn khí Giao Thủy - Ninh Bình - Núi Đính. Dự án lại nằm yên vì không có khí.

1. Thông báo số 3695/VPCP-DK ngày 5-7-2005 của Văn phòng Chính phủ.
2. Tờ trình số 1635/BKH-KTCN ngày 14-3-2006 của Bộ Kế hoạch và Đầu tư.
3. Công văn số 3086/DKVN-CBDK ngày 10-6-2006 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
4. Văn bản số 4999/VPCP-DK ngày 8-9-2006 của Văn phòng Chính phủ.

Ở miền Nam, Chính quyền Việt Nam Cộng hòa đã tiến hành Dự án xây dựng Nhà máy sản xuất phân đạm An Hòa - Nông Sơn ở Quảng Nam với vốn vay của Chính phủ Pháp và Chính phủ Cộng hòa Liên bang Đức. Mặc dù đã xúc tiến việc đầu tư xây dựng trên công trường và mua sắm thiết bị về tập kết ở Thủ Đức, nhưng do hoàn cảnh chiến tranh, thiết bị cũng "đắp chiếu" nằm chờ. Một số dự án xây dựng Nhà máy phân bón ở Vĩnh Long, Cần Thơ và Vũng Tàu cũng chỉ mới trong giai đoạn chuẩn bị.

Trong giai đoạn 1976-1990, Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã đề xuất với Liên Xô xây dựng một nhà máy phân đạm công suất 1.000 tấn amoniac/ngày trong thành phần khu Liên hợp lọc - hóa dầu 6 triệu tấn/năm, dùng nguyên liệu là naphtha hoặc dầu cặn FO, nhưng Phía Liên Xô khuyên chúng ta nên chờ dùng khí thiên nhiên.

Dự án Liên hợp lọc - hóa dầu 5 triệu tấn/năm tại Tĩnh Gia (Thanh Hóa) cũng có một nhà máy phân đạm 1.000 tấn amoniac/ngày, nhưng Dự án không tiến triển được vì không dàn xếp được nguồn tài chính và nguồn dầu.

Từ năm 1986, khi Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro khai thác thương mại mỏ dầu Bạch Hổ thì ý tưởng xây dựng nhà máy phân đạm dùng nguyên liệu là khí đồng hành bị đốt bỏ, lại trỗi dậy.

Ngày 4-7-1995, theo đề xuất của Tổ hợp các công ty EVN, Vinachem, Vigecam, Petrovietnam cùng các đối tác nước ngoài BP, BHP, Statoil... Thủ tướng Chính phủ đã cho phép tiến hành nghiên cứu khả thi Dự án đầu tư xây dựng Liên hợp điện - đạm tại Phú Mỹ. Liên hợp gồm một nhà máy điện công suất 650 MW, tiêu thụ lượng khí khoảng 780 triệu m^3/năm, theo phương thức BOT; và một nhà máy phân đạm công suất 740.000 tấn urê/năm, tiêu thụ 540 triệu m^3 khí/năm, theo phương thức liên doanh.

Tháng 2-1996, Quy hoạch khí tổng thể (Master Plan) đã đề xuất sử dụng khí sản xuất phân đạm với công suất 330.000 tấn amoniac/năm và 574.000 tấn urê/năm, vốn đầu tư khoảng 370 triệu USD. Trên cơ sở phân tích nhu cầu thị trường, giá cả, các tác giả Quy hoạch khí tổng thể đã kết luận, IRR của Dự án phải đạt khoảng 15% mới hấp dẫn các nhà đầu tư.

Ngày 20-3-1996, Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt chỉ đạo Chương trình Khí 1996-2000, đồng ý để Petrovietnam tham gia Dự án sản xuất phân đạm trong Tổ

hợp điện - đạm với các đối tác nước ngoài, sử dụng khí đồng hành mỏ Bạch Hổ, tiến hành lập Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS)[1].

Ngày 18-6-1996, Thủ tướng Chính phủ chỉ đạo Bộ Công nghiệp, EVN xử lý ký Hợp đồng BOT Nhà máy điện Phú Mỹ 3 trong thành phần Tổ hợp khí - điện - đạm.

Tại kỳ họp thứ 2 Quốc hội khóa X, Dự án đạm Phú Mỹ công suất 1.350 tấn amoniac/ngày và 740.000 tấn urê/năm với vị trí là công trình trọng điểm quốc gia đã được thông qua trong Tổ hợp khí - điện - đạm Bà Rịa - Vũng Tàu[2].

Dự án Nhà máy sản xuất phân đạm Phú Mỹ đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cùng các đối tác trong nước (Tổng công ty Hóa chất Việt Nam - Vinachem, Tổng công ty Vật tư nông nghiệp - Vigecam) và các đối tác nước ngoài (BP-Statoil và BHP/AGRIUM) khởi xướng và đàm phán thành lập Liên doanh để thực hiện từ năm 1996. Một số công việc như lựa chọn địa điểm, lập Báo cáo nghiên cứu khả thi đã được tiến hành. Trong quá trình trình duyệt Báo cáo nghiên cứu khả thi, thương thảo hợp đồng liên doanh, dàn xếp tài chính, các bên không đạt được sự nhất trí, cũng như các đề xuất về ưu đãi không được chấp nhận; vì vậy, Dự án đã phải tạm dừng.

Cuối năm 2000, trước yêu cầu cần sản xuất phân đạm trong nước để phục vụ nông nghiệp, bảo đảm an ninh lương thực và đa dạng hóa việc sử dụng khí thiên nhiên, Chính phủ quyết định giao cho Petrovietnam tự đầu tư Dự án đạm Phú Mỹ[3].

> Ông Ngô Thường San, nguyên Tổng Giám đốc, nguyên Ủy viên Thường trực Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nhớ lại: Đây là một dự án gặp nhiều khó khăn, trắc trở. Các đối tác trong và ngoài nước đều không thuận; không ít ý kiến trong và ngoài Petrovietnam phản đối, cho rằng: Dự án sẽ không có hiệu quả, thua lỗ. Cho nên, đối với Chính phủ, đây là một quyết định khó khăn nhưng thể hiện sự quyết tâm cao. Cố vấn Ban Chấp hành Trung ương Đảng lúc bấy giờ là các đồng chí Đỗ Mười và Võ Văn Kiệt cũng đã bày tỏ sự ủng hộ mạnh mẽ và đồng tình cao với quyết định của Chính phủ cho phép Petrovietnam tự đầu tư Dự án đạm Phú Mỹ.

1. Công văn số 34/TB ngày 14-4-1996 của Bộ trưởng - Chủ nhiệm Văn phòng Hội đồng Bộ trưởng Lê Xuân Trinh.
2. Nghị quyết số 06/1997/QH10 do Chủ tịch Quốc hội Nông Đức Mạnh ký.
3. Công văn số 178/TB-VPCP ngày 27-12-2000 của Văn phòng Chính phủ.

3.2. Triển khai Dự án

Báo cáo nghiên cứu khả thi của Dự án đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, gồm các nội dung chính[1]:

- *Tên dự án*: Nhà máy sản xuất phân đạm Phú Mỹ.

- *Mục tiêu đầu tư*: Bảo đảm sự ổn định và chủ động cung cấp nguồn phân đạm cho phát triển nông nghiệp.

- *Chủ đầu tư*: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

- *Hình thức đầu tư*: Dự án được thực hiện theo hình thức tự đầu tư.

- *Nguồn cung cấp khí*: Khí dùng làm nguyên liệu cho nhà máy là khí đồng hành của bể Cửu Long và khí thiên nhiên từ các bể trầm tích khác thuộc thềm lục địa phía Nam Việt Nam.

- *Sản phẩm*: Urê hạt và amoniac lỏng. Sản phẩm của nhà máy được ưu tiên sử dụng cho nhu cầu của thị trường trong nước. Phần sản phẩm dư thừa sẽ được xuất khẩu. Chất lượng sản phẩm tiêu thụ trong nước theo tiêu chuẩn chất lượng của Việt Nam. Đối với các sản phẩm xuất khẩu phải đáp ứng các yêu cầu chất lượng xuất khẩu.

- *Công suất thiết kế*: 1.350 tấn amoniac/ngày và 2.200 tấn urê/ngày (tương đương 740.000 tấn/năm).

- *Địa điểm xây dựng*: Tại Khu công nghiệp Phú Mỹ 1 thuộc huyện Tân Thành, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu.

- *Diện tích chiếm đất*: 58 ha, bao gồm: Nhà máy chính 45 ha, hệ thống băng tải vận chuyển thành phẩm ra cảng xuất 3 ha, diện tích dự kiến mở rộng trong tương lai 10 ha.

- *Công nghệ và thiết bị*: Áp dụng công nghệ tiên tiến đang được sử dụng rộng rãi trên thế giới, đối với các phân xưởng công nghệ chính sau đây: Phân xưởng sản xuất amoniac sử dụng công nghệ của Haldor Topsoe (Đan Mạch); Phân xưởng sản xuất urê sử dụng công nghệ của Snamprogetti (Italia); Công suất của các phân xưởng công nghệ được xác định dựa theo tính chất khí nguyên liệu, yêu cầu về chất lượng và cơ cấu sản phẩm.

1. Quyết định số 166/QĐ-TTg ngày 20-2-2001 của Thủ tướng Chính phủ.

- *Các hạng mục phụ trợ của Nhà máy*: Hệ thống tiếp nhận khí nguyên liệu là đường ống dẫn khí; trạm phát điện 31 MW; hệ thống cấp khí trơ; hệ thống nhiên liệu; hệ thống đuốc đốt; hệ thống thông tin, tín hiệu; hệ thống an toàn và phòng, chống cháy; hệ thống vận chuyển và tàng trữ sản phẩm; và hệ thống các công trình dịch vụ, nhà xưởng.

- *Hệ thống xuất sản phẩm*: Trong giai đoạn đầu sản phẩm của nhà máy được xuất qua cảng của Công ty Bà Rịa Serece[1].

- *Tổng vốn đầu tư và nguồn vốn*: Tổng vốn đầu tư Dự án tạm tính khoảng 486 triệu USD (mức giá năm 2000), bao gồm cả vốn lưu động, lãi vay trong thời gian xây dựng và phí thu xếp tài chính. Tổng vốn đầu tư phải được chuẩn xác lại cụ thể trên cơ sở thiết kế chi tiết, tổng dự toán và các hợp đồng vay vốn trong và ngoài nước. Nguồn vốn: vốn góp, sử dụng vốn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được Nhà nước cho phép để lại từ tiền lãi bán dầu thô để triển khai các hoạt động dầu khí trong giai đoạn 2001-2005 khoảng 216 triệu USD; vốn vay nước ngoài theo hình thức trả chậm khoảng 170 triệu USD; phần vốn còn lại được huy động từ các nguồn trong nước và nước ngoài.

- *Tiến độ thực hiện*: Khởi công xây dựng năm 2001, hoàn thành năm 2004.

- *Phương thức tổ chức quản lý thực hiện Dự án*: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thành lập Ban Quản lý Dự án trực thuộc Tổng công ty để tổ chức triển khai xây dựng nhà máy theo phương thức Chủ đầu tư điều hành Dự án như quy định tại Nghị định số 52/1999/NĐ-CP của Chính phủ về quản lý đầu tư và xây dựng.

- *Các quy định khác đối với Dự án*: Chủ đầu tư được phép sử dụng kết quả đấu thầu EPC (E: thiết kế, P: mua sắm và C: xây lắp) mà Tổ hợp điện - đạm đã thực hiện trước đây và mời nhà thầu EPC đã được dự kiến lựa chọn cho Dự án đạm Phú Mỹ thuộc Dự án Tổ hợp điện - đạm trước đây vào đàm phán ký hợp đồng trên cơ sở tuân thủ các cam kết đã chào về kỹ thuật, thương mại và thu xếp tài chính cho phần vốn vay của Dự án; Chủ đầu tư được phép thuê tư vấn tài chính, tư vấn quản lý dự án, tổ chức đăng kiểm trong và ngoài nước để tư vấn cho việc quản lý dự án trong thời gian xây dựng, thu xếp vốn vay nước ngoài, kiểm tra, giám sát thực hiện hợp đồng, cung cấp chứng chỉ chất lượng, nghiệm thu và bàn giao công trình; Chủ đầu tư có kế hoạch đào tạo cán bộ kỹ thuật, cán bộ quản lý và công nhân kỹ thuật ở trong nước và nước ngoài trong tổng mức đầu tư để đủ khả năng

1. Thực tế, sản phẩm phân đạm của Nhà máy ngay từ đầu đã được xuất thông qua cảng PTSC của Petrovietnam.

tiếp thu chuyển giao công nghệ và tự vận hành nhà máy lâu dài. Trong những năm đầu nhà máy mới đi vào sản xuất, cho phép Chủ đầu tư thuê một số chuyên gia nước ngoài trợ giúp vận hành nhà máy; cho phép tính giá khí đối với Dự án trên cơ sở: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tự cân đối từ nguồn khí đồng hành bể Cửu Long 1,3 USD/triệu BTU cho 10 năm đầu và 1,7 USD/triệu BTU cho 10 năm tiếp theo; trường hợp cạn nguồn khí đồng hành vào những năm cuối của Dự án, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam không thể tự cân đối được giá khí thấp cho đạm nữa thì đề xuất các giải pháp trình Thủ tướng Chính phủ xem xét quyết định; cho phép Dự án được hưởng các ưu đãi tối đa quy định trong Luật Khuyến khích đầu tư trong nước và Nghị định số 51/1999/NĐ-CP ngày 8-7-1999 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật Khuyến khích đầu tư trong nước (sửa đổi) theo Nghị quyết số 03/1998/QH10.

Sau khi Luận chứng khả thi được phê duyệt, Dự án nhanh chóng được triển khai thực hiện với tiến độ khẩn trương để bảo đảm năm 2004 đưa nhà máy vào vận hành. Ngày 27-2-2001, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam quyết định thành lập Ban Quản lý Dự án Nhà máy đạm Phú Mỹ trực thuộc Tổng công ty do ông Bỳ Văn Tứ làm Trưởng ban[1]. Ngày 6-3-2001, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thành lập Ban Chỉ đạo và Tổ đàm phán Dự án. Ngày 12-3-2001, Lễ động thổ triển khai Dự án với sự hiện diện của Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã được tổ chức.

Từ ngày 15-3-2001, bắt đầu đàm phán Hợp đồng EPC với Tổ hợp nhà thầu Technip (Italia)/Samsung Engineering và hợp đồng mua bản quyền công nghệ với hãng Haldor Topsoe (Đan Mạch) và SnamProgetti (Italia). Quá trình đàm phán hợp đồng chỉ kéo dài 3 tháng. Trong thời gian đó, một số điều chỉnh của Báo cáo khả thi đã được trình Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam xem xét và đến ngày 15-6-2001, cùng với việc Hội đồng Quản trị phê duyệt các điều chỉnh đó, giảm vốn đầu tư xuống còn 445 triệu USD thì đồng thời, được ủy quyền của Tổng Giám đốc Petrovietnam, Ban Quản lý Dự án đã tổ chức ký hợp đồng giao thầu EPC và hợp đồng mua các bản quyền công nghệ với các đối tác.

Từ tháng 7-2001 lập hồ sơ mời thầu thuê tư vấn trợ giúp quản lý dự án, tiến hành mời thầu, lựa chọn tư vấn. Ngày 12-9-2001, hợp đồng thuê tư vấn quản lý dự án với SNC-Lavalin đã được ký kết.

Đầu năm 2001 bắt đầu đàm phán vay vốn và ngày 18-12-2001 ký Hợp đồng vay vốn với tổ hợp các ngân hàng trong nước do Vietcombank đứng đầu.

1. Quyết định số 317/QĐ-HĐQT ngày 27-2-2001 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Ngày 21-8-2001, hợp đồng EPC có hiệu lực. Ngày 20-9-2001, Tổng thầu khởi công san lấp mặt bằng.

Ngày 5-8-2002, Thiết kế kỹ thuật và tổng dự toán đã được Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phê duyệt[1].

Ngày 5-3-2003 chạy thử hệ thống phụ trợ và ngày 25-12-2003 bắt đầu cấp khí chạy thử Nhà máy. Ngày 4-6-2004, có sản phẩm urê đầu tiên.

Ngày 21-9-2004 ký bàn giao sơ bộ Nhà máy (PAC) với sản lượng đã đạt được là 104.661 tấn urê, 14.280 tấn amoniac chứa trong bồn (chiếm 60% sức chứa của bồn) và chính thức đưa Nhà máy vào sản xuất thương mại. Ngày 8-12-2004, Hội đồng Nghiệm thu Nhà nước ký Biên bản nghiệm thu công trình.

3.3. Khánh thành Nhà máy

Ngày 15-12-2004, Lễ khánh thành Nhà máy đạm Phú Mỹ được tổ chức; Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải đã tham dự và cắt băng khánh thành Nhà máy.

Toàn cảnh Nhà máy đạm Phú Mỹ, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

1. Quyết định số 3630/QĐ-HĐQT ngày 5-8-2002 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Thủ tướng Chính phủ Phan Văn Khải
tại Lễ khánh thành Nhà máy đạm Phú Mỹ, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

Ngày 21-9-2006, hết thời hạn bảo hành. Ngày 19-12-2006, Bản quyết toán công trình được Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phê duyệt với tổng vốn đầu tư là 380 triệu USD.

Dự án Nhà máy đạm Phú Mỹ được đánh giá là rất thành công. Lần đầu tiên một công trình trọng điểm nằm trong Chương trình khí - điện - đạm của Nhà nước đạt được cả 3 mục tiêu: chất lượng, tiến độ và hiệu quả. Nhà máy đạm Phú Mỹ sử dụng các công nghệ tiên tiến sản xuất amoniac của hãng Haldor Topsoe (Đan Mạch) và sản xuất urê của SnamProgetti (Italia), thiết bị hiện đại của các nước G7 và EU theo tiêu chuẩn quốc tế, khi chạy thử là ra được sản phẩm đạt tiêu chuẩn chất lượng và đạt công suất thiết kế. Cục trưởng Cục Giám định Chất lượng các công trình xây dựng thuộc Bộ Xây dựng, Trần Chủng đánh giá: "Nhà máy đạm Phú Mỹ là công trình đạt chất lượng xây dựng số 1 hiện nay". Tiến độ xây dựng được hoàn thành trong 34 tháng. Chi phí đầu tư 380 triệu USD; so với Tổng dự toán được duyệt là 445 triệu USD, thì tiết kiệm được 65 triệu USD; so với hạn mức đầu tư là 486 triệu USD thì tiết kiệm được 106 triệu USD. Chỉ sau 5 năm đi vào hoạt động, Nhà máy đã thu hồi vốn và trả hết nợ vốn vay. Ban Quản lý Dự án Nhà máy được Chủ tịch nước tặng thưởng Huân chương Lao động hạng Ba.

4. Đầu tư xây dựng các dự án hóa dầu khác

4.1. Dự án Liên doanh sản xuất DOP (sau là Công ty Liên doanh LG Hóa chất Việt Nam)

Tháng 3-1995, Petrovietnam bắt đầu tham gia Dự án Liên doanh sản xuất DOP cùng với Tổng công ty Hóa chất Việt Nam, Công ty LG Hóa chất, Công ty LG Thương mại thuộc Tập đoàn LG.

Tuy nhiên, một việc không thuận đã xảy ra là, cùng một ngày 22-6-1995, Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư đã cấp liền 3 giấy phép cho 3 tổ hợp đối tác khác nhau cùng đầu tư triển khai 3 dự án sản xuất DOP với cùng một công suất 30.000 tấn/năm, trong khi nhu cầu trong nước lúc bấy giờ chưa đến 15.000 tấn/năm.

Tháng 10-1997, Liên doanh sản xuất DOP công suất 30.000 tấn/năm với vốn đầu tư 12,5 triệu USD giữa LG (50%), Vinachem (35%) và Petrovietnam (15%) đã bắt đầu đi vào vận hành. Nguyên liệu nhập là phthalic anhydrid (PA) và 2-ethyl-1-hexanol (2-EH). Việc ra đời và tồn tại của Công ty Liên doanh LG Vinachem cũng gặp phải không ít những khó khăn. Khó khăn lớn nhất vẫn là chính sách bảo hộ chưa rõ ràng của Nhà nước thông qua các sắc thuế, nhất là thuế nhập khẩu. Về việc này, các nước láng giềng cũng như các nước phát triển đều có một lộ trình rõ ràng cho ngành Hóa dầu. Tuy nhiên, sau 4 năm phấn đấu để tồn tại, kể từ năm 2001, Liên doanh LG Vinachem đã hoạt động khởi sắc hẳn lên. Mức lãi ròng thu được hàng năm không dưới 1,5 triệu USD.

4.2. Dự án Nhà máy chế biến condensat Thị Vải, Bà Rịa - Vũng Tàu

Vấn đề sử dụng condensat mỏ Bạch Hổ đã được quan tâm từ lâu. Lúc đầu chuẩn bị cho dự án xây dựng một xưởng chế biến condensat, Công ty Lọc - hóa dầu đã tiến hành thu thập thông tin thị trường về nhu cầu dung môi của Việt Nam, nhất là ở phía Nam. Công ty cũng đã lấy mẫu condensat mỏ Bạch Hổ để tiến hành chưng cất, đánh giá cụ thể về các phân đoạn, đã sang cơ sở của CPC ở Đài Loan để tham quan Nhà máy chế biến condensat của họ. Mặc dầu vậy, do nhiều nguyên nhân, Dự án xây dựng Xưởng chế biến condensat đã không được Công ty Lọc - hóa dầu triển khai. Năm 1999, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã giao lại cho Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí (PVGC) triển khai Dự án xây dựng Nhà máy chế biến condensat. Tháng 9-1999, Idemitsu Kosan Corporation (IKC) được PVGC chọn ký hợp đồng làm tư vấn thiết kế dự án. Ngày 5-3-2001, PVGC đã

ký hợp đồng EPCC với Tổ hợp nhà thầu CTCI (Đài Loan) và ECC 45.1 (Lilama-Việt Nam).

Lễ ký hợp đồng EPCC triển khai Dự án xây dựng Nhà máy chế biến condensat Thị Vải, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu (ngày 5-3-2001)

Tháng 4-2001, Lễ khởi công Dự án xây dựng Nhà máy chế biến condensat Thị Vải đã được PVGC phối hợp với các nhà thầu EPCC tiến hành.

Từ năm 2003, theo quyết định của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Dự án xây dựng Nhà máy chế biến condensat Thị Vải được chuyển giao từ PVGC sang Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm dầu mỏ (PVPDC), do ông Đặng Thế Hưởng làm Giám đốc, quản lý và tiếp tục triển khai. Tháng 7-2003, sau khi hoàn thành xây lắp, Nhà máy đã được chạy thử (commisioning); đến tháng 3-2004 Nhà máy chế biến condensat Thị Vải chính thức được đưa vào hoạt động thương mại, có công suất 130.000 tấn xăng/năm và một số sản phẩm khác; vốn đầu tư là 17 triệu USD. Sau khi PVPDC sáp nhập với Petechim để hình thành PV Oil, Nhà máy chế biến condensat Thị Vải được chuyển giao cho PV Oil quản lý và điều hành.

4.3. Dự án sản xuất Polypropylen Dung Quất, tỉnh Quảng Ngãi

Dự án này dựa vào nguồn propylen của Nhà máy lọc dầu Dung Quất với công suất khoảng 150.000 tấn/năm. Một thời gian dài Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chủ trương tìm đối tác liên doanh, nhưng không có kết quả khả quan, vì vậy, Tổng công ty đã quyết định tự đầu tư.

Việc xây dựng Nhà máy do Ban Quản lý Nhà máy lọc dầu Dung Quất thực hiện. Nhà máy Polypropylen nằm ngay cạnh Nhà máy lọc dầu Dung Quất, tại huyện Bình Sơn, tỉnh Quảng Ngãi và do Công ty Lọc - hóa dầu Bình Sơn quản lý. Vốn đầu tư cho nhà máy khoảng 234 triệu USD.

Ngày 15-7-2010, sau khi hoàn thành công tác xây lắp, Nhà máy Polypropylen đã có sản phẩm đầu tiên và ngày 25-8-2010, Nhà máy đã được khánh thành và bàn giao cho Bên vận hành.

4.4. Dự án sản xuất sợi Polyester, Đình Vũ, Hải Phòng

Khi Dự án Lọc - hóa dầu Thành Tuy Hạ có nguy cơ bị đình chỉ, Ban Quản lý công trình đã hợp tác với Công ty Tomen (Nhật Bản) và Tổng công ty Dệt may Việt Nam xúc tiến Dự án Nhà máy sản xuất sợi Polyester sử dụng mặt bằng Thành Tuy Hạ trên cơ sở nhập khẩu nguyên liệu TPA và EG hoặc hạt PES. Về sau, Tổng công ty Dệt may Việt Nam muốn đưa Dự án ra Hải Phòng. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã giao cho Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí nghiên cứu lập Luận chứng tiền khả thi, tuy nhiên, Dự án vẫn không tiến triển được.

Dự án sợi Polyester hợp tác giữa Công ty Lọc - hóa dầu và Tổng công ty Dệt may Việt Nam với Công ty Hwa Long (Đài Loan) theo hướng liên doanh cũng không thành công. Nhưng sau đó Hwa Long đã xây dựng nhà máy sợi Polyester tại Thành Tuy Hạ (nay là Khu công nghiệp Nhơn Trạch).

Sau này Petrovietnam tiếp tục hợp tác với Tổng công ty Dệt may Việt Nam (Vinatex) lập Công ty cổ phần sản xuất xơ sợi polyester (PVTEX) ở Khu công nghiệp Đình Vũ, Hải Phòng, công suất 170.000 tấn xơ sợi/năm và vốn đầu tư 325 triệu USD. Petrovietnam giữ 81% cổ phần. Nguyên liệu nhập khẩu là acid terephthalic (PTA) và monoethylenglycol (MEG).

Dự kiến Nhà máy đi vào vận hành năm 2011.

4.5. Dự án Nhà máy đạm Cà Mau

Dự án này nằm trong cụm Dự án "Khí - Điện - Đạm Cà Mau" nhằm sử dụng khí thiên nhiên từ các mỏ ở vùng biển Tây Nam. Công suất của Nhà máy là 800.000 tấn urê/năm và đầu tư khoảng 900 triệu USD. Cụm công trình này được khởi động từ những năm đầu tiên của thế kỷ XXI, tuy nhiên, do nhiều nguyên nhân khác nhau đã làm cho tiến độ bị chậm. Dự kiến năm 2012, Nhà máy phân đạm Cà Mau sẽ đi vào vận hành.

4.6. Dự án Tổ hợp hóa dầu phía Nam

Tổ hợp hoá dầu phía Nam là một trong những dự án quan trọng đầu tiên của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực hoá dầu theo "Chiến lược phát

triển...". Việc xây dựng Dự án được đặt ra từ những năm 1990, nhưng phải đến năm 2005, sau khi chính thức triển khai xây dựng Nhà máy lọc dầu Dung Quất, thì Dự án Tổ hợp hóa dầu phía Nam mới có đủ điều kiện để xúc tiến.

Xuất phát từ đặc thù của các dự án hoá dầu vốn có công nghệ phức tạp hơn rất nhiều so với lọc dầu, đòi hỏi vốn đầu tư lớn và phải có nguyên liệu đặc thù trong khi Việt Nam chưa có kinh nghiệm xây dựng, quản lý và vận hành các loại công trình này nên ngay từ những ngày đầu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã chú ý trong việc chọn lựa đối tác cùng tham gia Dự án.

Sau một thời gian dài nghiên cứu, xúc tiến trao đổi, ngày 24-10-2005, Petrovietnam đã cùng với Tổng công ty Hóa chất Việt Nam (Vinachem) và các đối tác Phía Thái Lan gồm Công ty trách nhiệm hữu hạn Hóa chất VINA SCG (VINA SCG Chemicals) và Công ty Nhựa và Hóa chất Thái Lan (TPC) ký Bản ghi nhớ hợp tác lập Báo cáo về khả năng hợp tác đầu tư xây dựng Tổ hợp hóa dầu miền Nam Việt Nam. Sau khi có kết quả nghiên cứu của nhóm công tác chung do các Bên tham gia cùng thành lập vào tháng 10-2006, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã phê duyệt chủ trương đầu tư xây dựng Tổ hợp hóa dầu miền Nam Việt Nam[1]; và thay mặt các Bên tham gia Dự án, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có Tờ trình số 5563/TTr-DKVN ngày 20-10-2006 gửi Thủ tướng Chính phủ xin phép đầu tư triển khai Dự án. Theo quy định mới của Luật Đầu tư, về công tác quản lý đầu tư xây dựng cơ bản, Văn phòng Chính phủ đã chuyển Tờ trình của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tới Ban Quản lý các khu công nghiệp tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu để xem xét, xử lý. Ngày 8-12-2006, các Bên tham gia đã ký Bản ghi nhớ hợp tác (MOU) về việc cùng lập Báo cáo nghiên cứu khả thi chi tiết (DFS) và thành lập liên doanh đầu tư xây dựng Tổ hợp hóa dầu miền Nam Việt Nam.

1. Nghị quyết số 5541/NQ-DKVN ngày 20-10-2006 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

CHƯƠNG 9

HOẠT ĐỘNG DỊCH VỤ VÀ DỊCH VỤ HỖ TRỢ

I. HOẠT ĐỘNG DỊCH VỤ DẦU KHÍ

Cùng với việc đẩy mạnh hoạt động thăm dò, khai thác nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, từ giữa năm 1988, Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ký kết và phối hợp triển khai nhiều hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) với các công ty dầu khí nước ngoài khác. Các công ty dầu khí đã khẩn trương thiết lập văn phòng tại Việt Nam và triển khai các công việc cần thiết để tiến hành công tác khảo sát địa vật lý, tiếp theo là công tác khoan tìm kiếm, thăm dò. Hoạt động dầu khí diễn ra sôi động từ Bắc vào Nam và đã có một số phát hiện về dầu khí.

Hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí hết sức sôi động trong thời kỳ này đã tạo điều kiện cho việc phát triển mạnh các loại hình dịch vụ, đáp ứng nhu cầu của các công ty dầu khí và các nhà thầu phụ nước ngoài.

Trước thời điểm thành lập Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, năm 1990, các đơn vị dịch vụ dầu khí chuyên ngành như PSC, GPTS, DMC, v.v., do Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam thành lập vào những năm cuối thập niên 1980, đã mở rộng hoạt động trên tất cả các địa bàn từ Bắc vào Nam, cung cấp nhiều loại hình dịch vụ cho các công ty dầu khí nước ngoài hoạt động dưới hình thức các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí như dịch vụ căn cứ, dịch vụ tàu thuyền, dịch vụ khoan, dịch vụ xây lắp... Tuy nhiên, hoạt động dịch vụ của các đơn vị này mới ở thời kỳ sơ khai, vừa xây dựng vừa làm và chủ yếu mới chỉ được triển khai ở khâu phục vụ các hoạt động trong lĩnh vực thượng nguồn.

Ông Trần Văn Giao, Anh hùng Lao động, từ năm 1992 công tác ở Tổ Dầu khí thuộc Văn phòng Chính phủ, trực tiếp giúp việc Thủ tướng, nhớ lại: "Từ khi còn làm Phó Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng, ông Võ Văn Kiệt đã theo sát tình hình và phát hiện các vấn đề cấp bách của ngành Dầu khí… Ông đã xuống tận các cơ sở sản xuất của ngành, tìm hiểu tình hình, thăm hỏi, lắng nghe ý kiến của các nhà khoa học, các chuyên gia và các nhà quản lý để chuẩn bị các quyết định mang tính đột phá táo bạo và độc đáo, giải phóng mọi rào cản, tạo tiền đề thuận lợi để ngành Dầu khí đi trước một bước phát triển nhanh, toàn diện và vững chắc, kéo theo các ngành khác cùng phát triển… Đặc biệt trong bộn bề công việc của Chính phủ, ông trăn trở cùng ngành Dầu khí tìm mọi giải pháp để tăng hiệu quả kinh tế trong các khâu hoạt động của ngành nói chung và dịch vụ dầu khí nói riêng".

Ngày 2-5-1992, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt đã chủ trì một cuộc họp với các bộ, ngành và các địa phương để cùng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam bàn cách tháo gỡ những vướng mắc, quyết định các phương hướng, chủ trương xây dựng và phát triển nhanh hệ thống dịch vụ dầu khí. Sau khi nghe Tổng công ty Dầu khí Việt Nam báo cáo và ý kiến của một số bộ, ngành, đơn vị và địa phương, Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt đã có kết luận, trong đó chỉ rõ các phương hướng, mục tiêu và nội dung, biện pháp thực hiện việc phát triển và đẩy mạnh các hoạt động dịch vụ dầu khí cho những năm trước mắt.

Lược trích Thông báo Kết luận của Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng Võ Văn Kiệt tại cuộc họp bàn về phương hướng và giải pháp xây dựng và phát triển nhanh dịch vụ dầu khí ngày 2-5-1992 tại Thành phố Hồ Chí Minh: Công tác dịch vụ dầu khí rất rộng, đa dạng, đòi hỏi kỹ thuật cao và đầu tư lớn nhưng có hiệu quả kinh tế cao, thu hồi vốn đầu tư nhanh, thu được nhiều ngoại tệ cho Nhà nước. Trong thời gian qua các bộ, ngành, đơn vị và địa phương đã có nhiều cố gắng, làm được nhiều việc *nhưng tỷ lệ thu về còn rất thấp so với nhu cầu và tiềm năng của ta trong lĩnh vực này*. Nguyên nhân chủ yếu là do ngành dịch vụ dầu khí của ta chưa có đủ các điều kiện cơ sở vật chất, kỹ thuật và vốn để bảo đảm cạnh tranh về mặt chất lượng, kỹ thuật công nghệ và giá cả trên thị trường quốc tế và khu vực về dịch vụ dầu khí cho các công ty dầu khí nước ngoài. Đáng quan tâm nhất là tổ chức quản lý của nhà nước đối với công tác dịch vụ dầu khí chưa thống nhất và đồng bộ, việc điều phối công tác dịch vụ dầu khí trong các ngành, các địa phương và đơn vị chưa chặt chẽ và thống nhất. Trong thời gian tới, trong công tác dịch vụ dầu khí phải nắm vững nguyên tắc là bất kể vật tư, hàng hoá, phương tiện, dịch vụ gì mà trong nước có được, làm được, ta phải giành lấy để làm. Phải phấn đấu thực hiện để dịch vụ dầu khí của Việt Nam phát triển nhằm chiếm tỷ trọng ngày càng cao trong tổng số vốn đầu tư của nước ngoài cho công tác dầu khí ở nước ta. Chủ tịch Hội đồng Bộ trưởng yêu cầu các bộ, ngành, các địa phương và đơn vị thực hiện ngay trong quý II - 1992 các công việc sau đây:

1. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam với tư cách là một tổng công ty quốc gia, thay mặt nước chủ nhà trong hợp tác với nước ngoài, trong mọi hợp đồng hợp tác, liên doanh về dầu khí phải dành cho được phần ưu tiên cung cấp các dịch vụ dầu khí từ phía Việt Nam đối với những dịch vụ mà ta có thể tự làm được hoặc làm được nếu có sự liên doanh, liên kết với nước ngoài. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cần nghiên cứu lập phương án tổ chức các đơn vị dịch vụ trong ngành theo hướng liên hiệp các xí nghiệp, công ty, xí nghiệp độc lập… nhằm thống nhất quản lý các hoạt động dịch vụ kỹ thuật chuyên ngành dầu khí để trình Thường trực Hội đồng Bộ trưởng xem xét và quyết định. Trên cơ sở các hiệp định, hợp đồng thoả thuận về dầu khí đã ký, sẽ ký và các dự án dài hạn, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam lập phương án tổng thể về công tác dịch vụ dầu khí (trong đó có phương án công tác dịch vụ kỹ thuật chuyên ngành dầu khí) cho từng năm và cho đến năm 1995 để trình Thường trực Hội đồng Bộ trưởng làm cơ sở phân, giao nhiệm vụ dịch vụ dầu khí cho các bộ, các ngành, các địa phương và đơn vị có liên quan.

2. Các đơn vị sản xuất, kinh doanh trực thuộc Bộ Xây dựng, Bộ Giao thông vận tải và Bưu điện, Bộ Thương mại và Du lịch, Bộ Công nghiệp nặng, Bộ Quốc phòng, các địa phương: Bà Rịa - Vũng Tàu, Thành phố Hồ Chí Minh, Hải Phòng, Quảng Nam - Đà Nẵng…và các bộ, ngành, địa phương có liên quan khác… có nhiệm vụ phối hợp ngay với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam để tiến hành xây dựng các phương án dịch vụ cho ngành Dầu khí cho từng năm và cho đến năm 1995. Có phương án cụ thể cho từng loại công tác dịch vụ, số lượng, chất lượng đấu thầu, giá cả… để ký kết được hợp đồng nguyên tắc và hợp đồng kinh tế về các hoạt động dịch vụ dầu khí.

3. Các cơ quan quản lý nhà nước, dựa trên cơ sở Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam và các luật đã ban hành, cần nghiên cứu và ban hành hoặc trình Hội đồng Bộ trưởng ban hành các văn bản dưới luật để quản lý và phát triển các hoạt động dịch vụ dầu khí theo mục tiêu, phương hướng và nhiệm vụ của công tác dịch vụ dầu khí. Trước mắt, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phối hợp với các cơ quan quản lý nhà nước hoàn chỉnh Luật Dầu khí để trình Quốc hội thông qua, soạn thảo Quy chế về công tác dịch vụ dầu khí để trình Hội đồng Bộ trưởng ban hành.

4. Trong việc xây dựng cơ sở vật chất kỹ thuật cho yêu cầu phát triển công tác dịch vụ dầu khí, các bộ, địa phương và đơn vị cần triệt để khai thác tiềm năng sẵn có, đồng thời tuỳ từng loại dịch vụ mà mở rộng hợp tác, liên doanh, liên kết và vay vốn từ nước ngoài.

Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước cùng Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước xem xét hiệu quả kinh tế các đề án dịch vụ dầu khí để có biện pháp giúp đỡ về mặt tài chính và thực hiện các cơ chế, chính sách khuyến khích xuất khẩu tại chỗ đối với các đơn vị làm dịch vụ dầu khí.

1. Đa dạng hóa và tăng cường các hoạt động dịch vụ

Trong giai đoạn 1990-2006, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức lại Liên hiệp Xí nghiệp Xây lắp Dầu khí thành Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí (PVECC) và thành lập mới các đơn vị dịch vụ: Công ty Tư vấn Đầu tư Xây dựng Dầu khí (PVICCC); Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PV Insurance); Công ty Tài chính Dầu khí (PVFC). Các công ty liên doanh: Công ty liên doanh Dầu khí Petro Mekong, Công ty Liên doanh Khí hóa lỏng Mekong, Công ty TNHH Vietubes (ren cần khoan ống chống), Công ty Chế biến suất ăn Dầu khí (bestfood catering), Tòa nhà Petrovietnam Tower, Liên doanh Petrovietnam Sông Trà, v.v..

Kế thừa những thành quả đạt được trong lĩnh vực dịch vụ của thời kỳ trước năm 1990, hoạt động dịch vụ dầu khí giai đoạn 1990-2006 đã phát triển nhanh chóng, toàn diện ở cả thượng nguồn, trung nguồn và hạ nguồn và trở thành ngành công nghiệp dịch vụ. Ngoài việc tiếp tục phát triển các loại hình dịch vụ truyền thống, như: dịch vụ đời sống, dịch vụ căn cứ, dịch vụ tàu thuyền, dịch vụ cung ứng nhân lực, v.v., nhiều dịch vụ mới đã hình thành và phát triển mạnh như: dịch vụ khoan và kỹ thuật giếng khoan, dịch vụ cơ khí chế tạo và lắp ráp, dịch vụ khảo sát địa chất công trình, khảo sát ngầm bằng ROBOT, dịch vụ vận hành bảo dưỡng (O&M), dịch vụ tàu FSO/FPSO, dịch vụ bảo hiểm, tài chính, v.v..

Như vậy, lĩnh vực dịch vụ dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thời kỳ này đã được kiện toàn tương đối hoàn chỉnh về mặt tổ chức và có tốc độ phát triển nhanh và đa dạng.

Một nét nổi bật của hoạt động dịch vụ dầu khí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thời kỳ này là lĩnh vực dịch vụ cơ bản được vận hành hoàn toàn theo cơ chế thị trường, cạnh tranh không chỉ giữa các đơn vị trong nước mà cả với các nhà thầu dịch vụ khu vực và quốc tế. Trong cơ chế đó, ngành dịch vụ dầu khí Việt Nam đã trưởng thành nhanh chóng, khẳng định thương hiệu trên nhiều lĩnh vực dịch vụ, giành được vị thế xứng đáng trong cộng đồng dầu khí tại Việt Nam và bước đầu có xuất khẩu dịch vụ ra thị trường ngoài nước. Một số loại hình dịch vụ thế mạnh như dịch vụ khoan và kỹ thuật giếng khoan, dịch vụ tàu chuyên dụng, dịch vụ căn cứ, dịch vụ cơ khí chế tạo và xây lắp công trình biển, dịch vụ FSO/FPSO, dịch vụ O&M, v.v. đã thực sự trở thành công cụ quan trọng thiết yếu trong tiến trình từng bước tự lực triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí của ngành Dầu khí Việt Nam. Doanh thu từ dịch vụ năm 2006, năm Tổng công ty chuyển sang hoạt động theo mô hình Tập đoàn, đã đạt trên 24.000 tỷ đồng, chiếm 13,38% doanh thu toàn Tổng công ty.

2. Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí được thành lập trên cơ sở sáp nhập Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (GPTS) và Công ty Dịch vụ Dầu khí (PSC)

Kế thừa những thành quả đạt được trong lĩnh vực dịch vụ thời kỳ Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, dịch vụ dầu khí giai đoạn Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (1990-2006) đã trưởng thành nhanh chóng, phát triển toàn diện trở thành ngành công nghiệp dịch vụ, ở cả thượng nguồn, trung nguồn và hạ nguồn. Thời kỳ này đánh dấu bước ngoặt phát triển đa dạng dịch vụ dầu khí, mở đầu bằng việc thành lập Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC) trên cơ sở sáp nhập Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (GPTS) và Công ty Dịch vụ Dầu khí (PSC), ngày 9-2-1993. Đây là một quyết định chiến lược đúng đắn xuất phát từ đòi hỏi thực tiễn khách quan của yêu cầu sản xuất, kinh doanh, nhằm đáp ứng tốt hơn sự phát triển của thị trường. GPTS và PSC là hai công ty dịch vụ của Tổng Công ty có nhiệm vụ, tính chất hoạt động cơ bản giống nhau, địa bàn hoat động chồng lấn nhau; GPTS mạnh về dịch vụ kỹ thuật chuyên ngành, còn PSC nắm giữ các cơ sở vật chất kho, cảng rất lớn do ngành dầu khí giao cho đầu tư từ nhiều năm trước, cần được nhanh chóng phát huy. Sáp nhập hai công ty đã chấm dứt tình trạng dịch vụ cát cứ phân vùng thống nhất hoạt động trên toàn lãnh thổ Việt Nam, sức mạnh được nhân gấp bội. Năm 1994, Công ty Dầu khí I Thái Bình cũng sáp nhập vào PTSC. Thực tiễn phát triển sau đó là một minh chứng hùng hồn cho quyết định đúng đắn này. PTSC đã phát triển vượt bậc, trở thành đơn vị dịch vụ kỹ thuật dầu khí hàng đầu của ngành dầu khí nói riêng, của đất nước nói chung.

Sau này, trong tiến trình phát triển chuyên sâu hóa các dịch vụ dầu khí, từ hạt nhân PTSC, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tách một số bộ phận của PTSC để làm nòng cốt thành lập mới các công ty dịch vụ chuyên ngành lớn như: Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) tháng 11-2001; Công ty Vận tải Dầu khí (PV Trans) năm 2001, hoặc để làm nòng cốt tái tổ chức lại các công ty dịch vụ dầu khí quan trọng như: Công ty Thương mại Dầu khí (Petchim), năm 1994; Công ty Dịch vụ Du lịch Dầu khí (Petrosetco), năm 1996; Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm dầu mỏ (PVPDC), năm 2001, v.v..

3. Hoạt động dịch vụ hỗ trợ ở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

Ngành công nghiệp dầu khí đòi hỏi một khối lượng các dịch vụ kỹ thuật phụ trợ rất lớn, nếu không có dịch vụ kỹ thuật phụ trợ này thì không thể thực hiện được công việc sản xuất chính. Sự phát triển của ngành dầu khí luôn kéo theo sự

hình thành một thị trường lớn về các dịch vụ phụ trợ có trình độ kỹ thuật cao, công nghệ tiên tiến, hiện đại và sự tổ chức chặt chẽ, chính xác. Hoạt động dầu khí đòi hỏi phải có sự phối hợp của nhiều ngành kỹ thuật một cách chính xác trong không gian và liên tục về thời gian. Một sự không ăn khớp nào đó về không gian và gián đoạn về thời gian sẽ lập tức gây ra những thiệt hại to lớn về vật chất. Chẳng hạn chỉ một giàn khoan MSP-6 của mỏ Bạch Hổ, nếu ngừng hoạt động trong một ngày sẽ gây thiệt hại khoảng 100 nghìn USD.

Trong hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, các dịch vụ kỹ thuật sản xuất đóng một vai trò hết sức quan trọng. Trung bình, dịch vụ chiếm 60% giá chi phí hàng năm và cũng thu hút khoảng 60% tổng số cán bộ công nhân viên trong Xí nghiệp. Khối lượng công tác dịch vụ ngày càng gia tăng để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng của công tác tìm kiếm, thăm dò nâng cao trữ lượng khai thác và tăng sản lượng dầu khí. Hiệp định Liên Chính phủ về việc tiếp tục hợp tác trong lĩnh vực thăm dò địa chất và khai thác dầu khí trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đến năm 2010 ký ngày 16-7-1991, đã đòi hỏi Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh trong bối cảnh hợp tác và cạnh tranh gay gắt ngay trên lãnh thổ Việt Nam với nhiều công ty dầu khí nước ngoài hoạt động theo những hợp đồng chia sản phẩm dầu khí. Theo kết quả nghiên cứu của các nhà quản trị Việt Nam và Liên Xô (sau là Liên bang Nga), trong điều kiện Việt Nam chưa có đầy đủ hạ tầng kỹ thuật, nếu chỉ tập trung vào công tác khoan và khai thác dầu khí, thì chi phí cho việc khai thác 1 tấn dầu không những rất lớn mà lại tiềm ẩn rủi ro khi các nhu cầu về dịch vụ hỗ trợ không được đáp ứng kịp thời. Đứng trước tình hình đó, chủ trương của hai Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là tiếp tục xây dựng các công trình biển và căn cứ trên bờ thật vững chắc, đủ mạnh để bảo đảm phục vụ tốt cho công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Ngoài ra, cần tận dụng ưu thế dịch vụ tại chỗ để tham gia đấu thầu cạnh tranh làm dịch vụ cho các công ty nước ngoài hoạt động dầu khí tại Việt Nam.

3.1. Xây lắp các công trình biển

Ngay từ khi mới thành lập, hàng năm Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải thực hiện việc chế tạo hệ thống dẫn dầu, khí với khối lượng khoảng vài chục nghìn tấn kết cấu kim loại cho hàng chục kilômét đường ống ngoài khơi gắn liền với kế hoạch đầu tư xây dựng mỏ và tăng sản lượng khai thác dầu khí. Đó là hành trang ban đầu để tiếp tục nâng cao năng lực xây dựng công trình biển, thực hiện các công trình của chính Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và tham gia đấu thầu

các công trình xây dựng dầu khí cho Petrovietnam cũng như các công ty dầu khí nước ngoài.

Trong 5 năm 1991-1995, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã đưa 12 công trình biển vào sử dụng, trong đó có 4 giàn cố định (MSP-9, MSP-10, MSP-1, RP-1 Rồng), 5 giàn nhẹ (BK-3, BK-4, BK-5, BK-6, RC-1), 2 giàn công nghệ (CTP) và 1 trạm chứa - xuất dầu không bến; đã lắp đặt tuyến đường ống ngầm dài 33 km từ mỏ Rồng đến mỏ Bạch Hổ, tạo thành một chu trình liên hoàn khép kín trong công tác khai thác tại hai mỏ của Xí nghiệp. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã lắp đặt xong giai đoạn I và II giàn công nghệ trung tâm số 2 mỏ Bạch Hổ; trạm chứa - xuất dầu không bến Chi Lăng và tăng thêm một tàu chứa - xuất dầu (tàu Ba Vì) để thay thế hai tàu đã có trong thời gian sửa chữa lớn. Lắp đặt 2 modul bơm ép nước, đưa vào vận hành hai bộ duy trì áp suất vỉa với công suất mỗi bộ 500 m^3/ngày đêm trên hai giàn cố định MSP-8 và MSP-9. Thi công giàn xử lý khí trên mỏ Bạch Hổ. Các công trình được xây dựng, đã từng bước được thẩm định lại để có thể nhận chứng chỉ quốc tế.

Điều đáng ghi nhận trong công tác xây dựng các công trình biển của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là đã triển khai đồng loạt các công việc từ khâu thiết kế đến việc lắp ráp và xây dựng nhằm phục vụ kịp thời tiến độ khai thác mỏ. Kết quả công tác xây dựng công trình biển trong 5 năm (1991-1995) đã khẳng định năng lực vượt trội của đội ngũ chuyên viên, kỹ sư và công nhân lành nghề của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong việc thiết kế, xây dựng và lắp ráp các công trình biển.

Trong 5 năm (1996-2000), Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã đưa 9 công trình (6 giàn cố định, 1 tàu chứa dầu, 1 giàn BK, 1 giàn công nghệ trung tâm) vào sử dụng. Xí nghiệp đã hoàn thành xây dựng và đưa vào sử dụng các công trình lớn như giàn nén khí trung tâm, giàn nén khí nhỏ cùng hệ thống xử lý khí đồng bộ để không ngừng gia tăng khối lượng khí đưa vào bờ cũng như dành cho gaslift. Xí nghiệp cũng đã lắp đặt và đưa vào sử dụng 85,62 km đường ống ngầm các loại. Tính đến tháng 10-2000, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã hoàn thành xây lắp và đưa vào sử dụng trạm chứa dầu số 4, các giàn BK-7, BK-9 và CTP-3 tại mỏ Bạch Hổ; RP-3 tại mỏ Rồng. Riêng kế hoạch xây dựng các giàn cố định đã được thay đổi do có sự điều chỉnh "Sơ đồ công nghệ mỏ Bạch Hổ" và "Chương trình phát triển mỏ Rồng".

Phân tích kế hoạch xây dựng cơ bản giai đoạn 1996-2000 cho thấy, việc lập và chuẩn bị phê duyệt "Sơ đồ công nghệ điều chỉnh mỏ Bạch Hổ" chậm mất 2 năm. Đây là nguyên nhân làm trì hoãn việc soạn thảo hồ sơ thiết kế dự toán, nghiên cứu

xử lý tiền hợp đồng và ký kết hợp đồng mua sắm thiết bị cho các công trình và dẫn đến phải thường xuyên kéo dài thời hạn đưa các công trình chủ yếu vào hoạt động như BK-7, BK-9, RP-3, CTP-3, v.v.. Các công trình này đã phải chuyển dồn từ kế hoạch xây dựng của những năm trước sang năm 2000.

Song song với nhiệm vụ phục vụ thăm dò và khai thác dầu khí, hàng năm Xí nghiệp Xây lắp, khảo sát và Sửa chữa các công trình khai thác dầu khí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro còn tham gia thực hiện nhiệm vụ quốc phòng, như xây dựng và lắp đặt các giàn DK tại thềm lục địa phía Nam và khu vực quần đảo Trường Sa của Việt Nam như đã trình bày tại Chương 7.

3.2. Dịch vụ vận tải biển và công tác lặn

Dịch vụ vận tải biển (hay dịch vụ tàu thuyền) đóng vai trò quan trọng như chiếc cầu nối giữa căn cứ dịch vụ trên đất liền với các hoạt động dầu khí ngoài biển. Đội tàu của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro không chỉ vận chuyển các thiết bị siêu trường, siêu trọng như các chân đế giàn khoan, các khối block modul thượng tầng của các giàn cố định, mà còn vận chuyển cả cần khoan, ống chống, hoá phẩm, nhiên liệu, nước. Đội tàu của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tham gia vào tất cả các công đoạn từ xây dựng, sửa chữa các công trình dầu khí biển, phục vụ công tác khoan thăm dò, khoan khai thác, khai thác dầu khí (cung ứng vật tư, thiết bị) cho đến công đoạn cuối cùng là xuất dầu thô (bảo đảm cập tàu dầu để xuất dầu thô). Các tàu dịch vụ dầu khí còn phải bảo đảm công tác lai dắt, định vị các giàn khoan di động, giàn tự nâng, lắp đặt các trạm rót dầu không bến vào vị trí, lai dắt các tàu cẩu không tự hành từ cảng ra khu mỏ, cũng như lai dắt các tàu cẩu, giàn khoan, tàu chứa vào vị trí và đi sửa chữa, trực cứu hộ, cứu hoả, chống sự cố dầu tràn và thu gom vết dầu loang trên phạm vi các mỏ Bạch Hổ và Rồng thuộc sự quản lý của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Các tàu lặn và đội ngũ thợ lặn hơn 30 người có chứng chỉ quốc tế có thể thực hiện được tất cả các công việc kỹ thuật ngầm dưới nước, từ công tác khảo sát, lắp ráp và sửa chữa chân đế giàn khoan, đường ống, hệ thống thiết bị ngầm của trạm rót dầu không bến ở độ sâu biển đến 60 m nước.

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã trang bị, quản lý và khai thác đội tàu với 19 chiếc, trong đó có 3 tàu cẩu công trình hiện đại vào loại nhất Đông Nam Á (tàu cẩu Hoàng Sa có sức nâng 1.200 tấn, tàu cẩu tự hành Trường Sa có sức nâng 600 tấn và tàu rải ống Côn Sơn có sức nâng 547 tấn); 9 tàu dịch vụ các loại, có khả năng vận chuyển mỗi chuyến hơn 1.000 tấn các loại vật tư, nước kỹ thuật, nước

sinh hoạt, bồn chứa xi măng, dầu diesel, hoá chất; 2 tàu dịch vụ lặn với đầy đủ trang thiết bị phục vụ lặn; 2 ponton vận chuyển chân đế giàn khoan; các tàu kéo đẩy, tàu cứu hộ ứng phó với tình hình khẩn cấp; tàu chống cháy; tàu khắc phục sự cố tràn dầu.

Hàng năm đội tàu của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro vận chuyển hàng trăm nghìn tấn hàng ra biển và phục vụ nhiều hoạt động khác nhau của Xí nghiệp Liên doanh. Trong 5 năm 1996-2000, đội tàu đã tham gia xây dựng và thực hiện các dịch vụ lớn như: xây dựng 86,2 km đường ống trong nội bộ mỏ; tháo và lắp ráp các trạm rót dầu không bến trước và sau khi sửa chữa xong (Chí Linh, 1996-1997; Chi Lăng, 1998); xây dựng 21 công trình DK1 (công trình quốc phòng); thực hiện 2 đợt dịch vụ xây lắp giàn khoan cho Unocal Thái Lan (năm 1998) bằng 2 tàu cẩu Hoàng Sa và Trường Sa; lắp đặt chân đế và thượng tầng cho JVPC tại mỏ Rạng Đông (năm 1998); thực hiện kịp thời và có hiệu quả công tác khắc phục sự cố tàu Ba Vì (năm 2000); đưa giàn khoan Tam Đảo ra khoan tại vịnh Bắc Bộ (năm 2000); tham gia các đợt diễn tập BM 94 (1994, 1996, 1998).

3.3. Dịch vụ sản xuất và đồng bộ thiết bị

Nhằm cung cấp dịch vụ cảng và dịch vụ căn cứ cho hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và của các nhà thầu khác tại thềm lục địa phía Nam; đồng thời kết hợp phục vụ các hoạt động xuất nhập khẩu của khu vực kinh tế năng động nhất tại phía Nam (Thành phố Hồ Chí Minh, Bà Rịa - Vũng Tàu, Đồng Nai, Bình Dương), Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã đẩy mạnh các dịch vụ sản xuất và xây dựng Cảng dầu khí Vietsovpetro.

Xí nghiệp Dịch vụ cảng và Cung ứng vật tư thiết bị của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thực hiện nhiệm vụ quản lý và khai thác hệ thống kho bãi và cảng biển dầu khí để tiếp nhận hàng nhập khẩu và dịch vụ cung ứng vật tư, thiết bị cho các công trình thăm dò, khai thác dầu khí ngoài biển cũng như tổ chức thực hiện các hợp đồng nhập khẩu vật tư, thiết bị và các hợp đồng mua hàng trong nước của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro bao gồm các khâu từ làm thủ tục nhập khẩu, thủ tục kháng nghị và bảo hành, cho đến việc tổ chức tiếp nhận, giám định, đồng bộ thiết bị, bảo quản và cấp phát cho các đơn vị trong và ngoài Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Cảng Dầu khí Vietsovpetro là cảng chuyên ngành, một phân cảng cấp quốc gia nằm trên cửa sông Dinh - Vũng Tàu, có một hệ thống luồng lạch dài 4,4 km cùng 10 cầu tàu với tổng chiều dài 1.300 m, bến cập dài 1.200 m, có khả năng tiếp nhận

và xử lý tàu hàng trọng tải 10.000 tấn và các tàu dịch vụ, sà lan 5 - 7 nghìn tấn, có khả năng bốc dỡ các hàng và thiết bị siêu trường, siêu trọng như khối thiết bị lớn block modul chân đế giàn khoan nặng 300 - 400 tấn, ống dài 12 - 14 m, tháp khoan cao 40 - 50 m nhờ các tàu cẩu nổi có sức nâng 500, 600 và 1.200 tấn và hàng loạt cẩu bánh xích có sức nâng 140, 300 và 500 tấn và tầm với 70 - 80 m. Nhờ mức độ cơ giới hoá cao và các thiết bị đặc biệt, hàng năm cảng có khả năng bốc dỡ 300 nghìn tấn hàng hoá, trong đó có khoảng 200 nghìn tấn hàng hoá chuyên dùng cho hoạt động khoan khai thác dầu khí như cần khoan, ống chống, hoá phẩm, chất nổ, các cấu kiện kim loại phục vụ xây lắp các công trình biển. Khả năng thông quan của riêng cầu tàu số 5 và số 6 (cầu tàu 10.000 tấn để bốc xếp các tàu hàng thương mại) đạt 236.000 tấn/năm. Căn cứ dịch vụ trên bờ của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro còn có hệ thống 18 kho kín có mái che, bán mái che và bãi cảng có tổng diện tích tương ứng là 25.000 m^2 và 60.000 m^2, có khả năng tiếp nhận 1 triệu tấn/năm; hệ thống cấp nước dọc theo 10 cầu cảng có khả năng cung cấp 1.000 m^3/ngày đêm và một trạm xử lý 1.600 m^3/ngày đêm, một bể chứa nước 500 m^3; một xưởng cơ khí nhỏ; hệ thống các cẩu chân đế dọc bờ cảng; cân điện tử; hệ thống bồn chuyên dùng SILO để bơm xi măng, hoá phẩm rời và các phương tiện kỹ thuật khác. Toàn bộ các công trình kể trên (không tính các cần cẩu và tàu cẩu) có tổng giá trị là: 80.774.732 USD, riêng hệ thống cầu cảng có giá trị là 60.437.615 USD (theo nguyên giá).

3.4. Dịch vụ địa vật lý giếng khoan

Công tác địa vật lý giếng khoan của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã hoàn thành tốt kế hoạch đặt ra, chất lượng tài liệu không ngừng được nâng cao, được các nhà chuyên môn đánh giá tương đương tài liệu của các công ty chuyên ngành quốc tế. Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã đổi mới thiết bị công nghệ, nâng cấp, thay thế các máy móc thiết bị công nghệ nhập trước đây từ Liên Xô bằng máy móc thiết bị mới, từng bước làm chủ và tiếp cận với công nghệ tiên tiến của thế giới. Hầu hết các phương pháp địa vật lý giếng khoan hiện đại đều được Xí nghiệp áp dụng, kể cả truyền hình và bức tranh sóng thành giếng khoan, kiểm tra chất lượng bơm trám xi măng. Xí nghiệp Địa vật lý giếng khoan của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có khả năng làm dịch vụ cho các hoạt động trên thềm lục địa Việt Nam trong những lĩnh vực như: thu, xử lý, phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan trong khoan thăm dò, khai thác dầu khí, xác định độ rỗng, độ thấm, thành phần đất đá, hàm lượng chứa dầu, độ sâu vỉa sản phẩm, v.v., tham gia đánh giá trữ lượng dầu khí. Cán bộ công nhân viên làm việc trong lĩnh vực địa vật lý giếng khoan là lực lượng có trình độ học vấn cao. Năm 2000, số người có trình độ

đại học trở lên chiếm 61% (so với tỷ lệ bình quân của toàn Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là 33,7%).

Từ năm 1991, công tác địa vật lý đã có những bước thay đổi cơ bản và quan trọng. Ngoài các trạm địa vật lý của Liên Xô, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã bổ sung các trạm và máy giếng của các công ty Robertson, Sodesep, Halliburton, là những thiết bị số công nghệ cao. Năm 1995, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã hợp tác với Công ty Phát triển công nghệ thông tin AIC (Bộ Quốc phòng) nâng cấp thiết bị và chuyển đổi quá trình ghi tương tự thành ghi số giúp cho việc đổi mới công nghệ khảo sát và xử lý cũng như chuyển tải dữ liệu qua vệ tinh. Ngày 29-12-1995, dữ liệu của giếng khoan 419 đã được chuyển tải qua vệ tinh thành công, giúp lãnh đạo có thông tin và chỉ đạo kịp thời cho các hoạt động khoan, xây dựng và sửa chữa giếng cũng như các hoạt động bơm ép và khai thác sau này. Cũng trong giai đoạn này, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã trang bị bổ sung một số trạm karota khí khá hiện đại như các trạm AIC, Geoservices, Halliburton. Đặc biệt do nhu cầu sửa chữa và khảo sát các giếng khoan bơm ép và khai thác, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã trang bị bổ sung các trạm và máy giếng khảo sát trạng thái kỹ thuật ống chống và kiểm tra công nghệ khai thác, bơm ép là những thiết bị hiện đại đạt trình độ tiên tiến trên thế giới. Do được trang bị những thiết bị và máy giếng hiện đại nên trong giai đoạn 1991-2000, công tác địa vật lý của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã có những đóng góp to lớn, hiệu quả: cung cấp dữ liệu cho việc chính xác hoá mô hình địa chất và khai thác của các thân dầu trong trầm tích Miocen dưới, Oligocen dưới và đá móng kết tinh nứt nẻ và hang hốc mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng cũng như góp phần đưa chúng vào khai thác. Qua khảo sát một loạt giếng đã khai thác được 10 năm bị xuống cấp, công tác địa vật lý đã tạo điều kiện cho lãnh đạo Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có quyết định và giải pháp kịp thời phù hợp để sửa chữa giếng và tiếp tục đưa giếng vào khai thác có hiệu quả an toàn. Trong giai đoạn này, các chuyên gia điện tử và tin học của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã nâng cấp thành công một loạt trạm và máy giếng cũng như chế tạo thành công một số thiết bị nhằm đáp ứng nhu cầu sản xuất như thiết bị cảnh giới trong quá trình khoan giếng, thiết bị nâng hạ phục vụ sửa chữa và bảo dưỡng trạm tời, cải tiến bộ điều khiển, bộ đo ghi chiều sâu và sức căng, súng bắn mìn, v.v., mang lại hiệu quả kinh tế và có giá trị khoa học cao.

Từ năm 2000 trở lại đây là giai đoạn Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đẩy mạnh hoạt động dịch vụ với việc ứng dụng công nghệ mới - công nghệ thông tin. Đây là giai đoạn vươn lên đuổi kịp các công ty hàng đầu trên thế giới về dịch vụ địa vật lý giếng khoan, giai đoạn quản lý theo tiêu chuẩn ISO 9002, chuyển đổi sang ứng

dụng công nghệ thông tin, tạo bước nhảy vọt, nâng cấp, cải tạo thiết bị cũng như tự động hoá quá trình đo ghi và xử lý số liệu. Đây cũng là giai đoạn công tác địa vật lý tăng cường làm dịch vụ cho bên ngoài; mở đầu bằng khảo sát địa vật lý, bắn mìn, thử vỉa cho giếng khoan PV103-HOL-1X, 17-CC-1X vào năm 2000. Công tác địa vật lý giếng khoan đã được hoàn thiện về tổ chức, hạch toán độc lập, tiếp tục thực hiện phương châm hoạt động của mình là "kỷ cương, sáng tạo, chất lượng, uy tín".

3.5. Dịch vụ cơ điện

Dịch vụ cơ điện của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có nhiệm vụ chính là bảo đảm cung cấp liên tục năng lượng điện cho các công trình của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ở trên biển và trên bờ; lắp ráp, bảo dưỡng, sửa chữa các thiết bị năng lượng, các thiết bị đặc chủng của ngành dầu khí trên các công trình biển và một số công trình trên bờ; thực hiện sửa chữa cơ khí đối với các thiết bị khoan khai thác; tham gia lắp đặt chạy thử các công trình mới hoặc các công trình hợp tác với bên ngoài như giàn bơm ép nước vỉa PPD-40.000, các công trình trên các mỏ Rạng Đông, Hồng Ngọc; gia công chế tạo các phụ tùng thay thế, các chi tiết không theo tiêu chuẩn và các kết cấu kim loại. Từ năm 1996, Trạm sản xuất cơ khí kỹ thuật đã được đưa vào hoạt động, đáp ứng các nhu cầu của các đơn vị trong Xí nghiệp Liên doanh. Dịch vụ cơ điện bảo đảm công tác vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa các thiết bị cơ điện trên các công trình biển và bờ, công tác cơ điện được trang bị các máy công cụ động lực, tiện, cắt, gọt…hiện đại, không những đáp ứng nhu cầu sửa chữa, bảo dưỡng các thiết bị khoan khai thác dầu khí trên biển của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro mà còn có khả năng làm dịch vụ sửa chữa cơ điện cho các công ty dầu khí khác. Đội ngũ lao động trong lĩnh vực dịch vụ cơ điện được bồi dưỡng, đào tạo nâng cao kiến thức và tay nghề, làm chủ những thiết bị công nghệ chuyên dùng hiện đại trong ngành dầu khí, có thể thay thế được hầu hết các chức danh trước đây do Phía Liên bang Nga nắm giữ. Những thành tựu trong khoan khai thác dầu hàng năm có sự đóng góp to lớn của dịch vụ sửa chữa cơ điện. Các chỉ tiêu sản xuất chủ yếu của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro giao cho đều được thực hiện vượt mức từ 105% đến 116% với chất lượng cao, đúng thời hạn, không để xảy ra sự cố trong những công trình lắp đặt mới cũng như các nhiệm vụ sửa chữa đột xuất.

Để đạt được thành tích như vậy là do trong hoạt động dịch vụ sửa chữa cơ điện, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro luôn luôn tăng cường các biện pháp quản lý mọi mặt, phát huy mọi nguồn lực sản xuất; hoàn thiện cơ cấu sản xuất và cơ cấu lao động phù hợp với nhiệm vụ của từng thời kỳ nhằm tăng năng suất lao

động, giảm số lao động trên mỗi công trình; áp dụng hình thức trả lương theo sản phẩm, làm cho người lao động quan tâm tới kết quả cuối cùng của lao động; xây dựng các định mức tiêu hao vật tư, quản lý cấp phát, sử dụng vật tư một cách nghiêm ngặt và có cơ sở khoa học.

3.6. Dịch vụ thông tin liên lạc

Để điều hành sản xuất, kinh doanh thuận lợi, vai trò của thông tin rất quan trọng. Hiệu lực quản lý phụ thuộc vào mức độ đầy đủ, chính xác, kịp thời của các thông tin về tình trạng thiết bị kỹ thuật, tiến trình sản xuất, các nguồn dự trữ, các sự cố rủi ro, về cung cầu của thị trường, giá cả hàng hoá, môi trường, tài chính, công nghệ và các chính sách vĩ mô... Trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí biển, vai trò của thông tin liên lạc càng quan trọng bởi vì bản thân quy trình công nghệ của ngành dầu khí biển là hết sức phức tạp, tinh vi, đòi hỏi sự chỉ huy thống nhất và phối hợp của nhiều đơn vị chuyên môn kỹ thuật làm việc trong những điều kiện có hệ số nguy hiểm, rủi ro cao. Để duy trì sản xuất hàng ngày trên các giàn khoan, đòi hỏi phải có các thông tin giữa biển - bờ chính xác kịp thời, sự điều hành, xử lý chính xác, đồng bộ và linh hoạt của các cấp… Tất cả các công việc trên muốn thực hiện được nhất thiết phải có thông tin liên lạc.

4. Đầu tư xây dựng căn cứ dịch vụ dầu khí Vũng Tàu

Để đạt được mục tiêu trở thành một căn cứ dịch vụ đa năng, hiện đại, lớn nhất khu vực Đông Nam Á, trong suốt thời gian 16 năm hoạt động, bên cạnh các hoạt động dịch vụ của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chủ yếu là tự phục vụ cho Xí nghiệp, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã rất quan tâm, chú trọng triển khai công tác đầu tư và phát triển lĩnh vực dịch vụ dầu khí, đã xây dựng được một số chuyên ngành dịch vụ mạnh có cơ sở vật chất, trang thiết bị hiện đại, có tính chuyên nghiệp, có sức cạnh tranh cao như căn cứ dịch vụ, đội tàu chuyên dụng, các phương tiện FSO/FPSO, các giàn khoan, các cơ sở chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển, v.v.. Việc đầu tư mở rộng và hiện đại hóa Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu thành một căn cứ dịch vụ dầu khí đa năng vào loại hiện đại, lớn nhất khu vực, hoạt động hiệu quả, là thành công của việc vận dụng sáng tạo lợi thế so sánh và khả năng phát huy cao độ thế mạnh của nước chủ nhà trong lĩnh vực dịch vụ căn cứ. Việc triển khai đầu tư quy mô lớn vào các lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật phức tạp, có tỷ trọng thu dịch vụ cao như dịch vụ tàu chuyên dùng, dịch vụ FSO/FPSO, dịch vụ chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển, khoan và dịch vụ giếng khoan, dịch vụ vận tải dầu khí… đã đem lại kết quả bước đầu rất đáng khích

lệ trong chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu dịch vụ và từng bước xuất khẩu dịch vụ dầu khí ra nước ngoài của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

4.1. Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu, đầu tư xây dựng giai đoạn I (20 ha)

Cơ sở vật chất kỹ thuật của Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu thời điểm đầu năm 1993 còn rất hạn chế, chưa hoàn chỉnh, trong đó có 250 mét cảng chưa được nạo vét khu nước trước bến, 1.500 m^2 kho kín, gần 5.000 m^2 bãi rải đá thi công dở dang và 2 xe cẩu, 4 xe nâng… Để đáp ứng nhu cầu trước mắt thực hiện hợp đồng đã ký với các Công ty BP, Shell và một số công ty dầu khí khác, PTSC đã đề xuất và được Chính phủ cho phép đầu tư bổ sung ngay 1.440 m^2 kho kín[1], hoàn thiện bãi rải đá, trang bị thêm một số phương tiện nâng chuyển. Với cơ sở vật chất khiêm tốn, Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu mới chỉ đáp ứng được khoảng 60% thị trường, còn lại phải thuê ngoài, chủ yếu từ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Vào những năm đầu thập niên 1990, cùng với việc có thêm hàng chục hợp đồng chia sản phẩm dầu khí được ký kết và triển khai mạnh mẽ tại thềm lục địa phía Nam, nhu cầu cải tạo, mở rộng và hiện đại hóa Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu đã thực sự trở thành một nhiệm vụ cấp bách. Để có thể đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng của các công ty dầu khí và các nhà thầu phụ của họ, Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC) đã quyết định mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu về phía hạ lưu sông Dinh nhằm thiết lập một căn cứ dịch vụ quy mô lớn và hiện đại theo tiêu chuẩn quốc tế.

Tháng 5-1993, PTSC trình Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu: "Phương án mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí khu vực hạ lưu sông Dinh". Phương án này đã được Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và các cơ quan hữu quan của tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu rất quan tâm ủng hộ. Ngày 3-7-1993, Chủ tịch Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu Nguyễn Minh Ninh đã yêu cầu PTSC cùng các cơ quan chức năng của địa phương làm rõ quy mô đầu tư, ranh giới sử dụng đất để Uỷ ban nhân dân tỉnh xem xét, quyết định giao đất cho PTSC[2]. Ngay chiều ngày 3-7-1993, tại trụ sở PTSC ở số 95B Lê Lợi, Vũng Tàu, một cuộc họp bàn về mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí về phía hạ lưu sông Dinh với sự tham gia của đại diện Ban Quản lý đất đai, Sở Xây dựng, Sở Giao thông vận tải, Giám đốc PTSC đã được tổ chức. Sau khi nghe Giám đốc PTSC báo cáo các số liệu cụ thể về nhu

1. Công văn số 331/BT ngày 17-6-1993 của Văn phòng Chính phủ.
2. Công văn số 925/CV-UBT ngày 3-7-1993 của Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu.

cầu cần thiết mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí về phía hạ lưu sông Dinh, các đại biểu tham dự họp đã nhất trí phương án này và trình Ủy ban nhân dân tỉnh xem xét, phê duyệt.

Cũng trong cuộc họp này, với tinh thần tìm mọi giải pháp để dự án được xem xét sớm và triển khai thuận lợi, các bên tham gia đưa ra đề nghị tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu cử đơn vị đối tác hợp tác liên doanh với PTSC triển khai, mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí. Sau đó PTSC đã báo cáo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình Chính phủ cho phép triển khai chủ trương hợp tác này. Ngày 9-7-1993, Văn phòng Chính phủ đã thông báo ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ: "Xét đề nghị của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam tại Công văn số 1144/DK-KH ngày 1-7-1993, Thủ tướng Chính phủ đồng ý về nguyên tắc để Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam khẩn trương bàn với Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu về quy hoạch hợp tác phối hợp trong việc mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu, lập báo cáo trình Thủ tướng Chính phủ"[1].

Tuy nhiên, sau đó phương án hợp tác liên doanh giữa các đơn vị dịch vụ của tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và PTSC đã không được tiếp tục triển khai vì tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu không chỉ định được đơn vị của địa phương đứng ra hợp tác với PTSC mở căn cứ dịch vụ dầu khí. Do vậy, PTSC đã lập Luận chứng kinh tế - kỹ thuật "Dự án mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí về phía hạ lưu sông Dinh" báo cáo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trình Chính phủ xem xét, phê duyệt.

Sau khi có ý kiến của Bộ Xây dựng[2] và của Bộ Giao thông vận tải[3], Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ đã phê duyệt "Luận chứng kinh tế - kỹ thuật công trình Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu" (Dự án bao gồm phần đã xây dựng: 250 m bến cảng, kho bãi, nhà điều hành trên diện tích khoảng 100.000 m^2)[4]. Theo Quyết định này, Căn cứ có diện tích đất 209.000 m^2, bến cảng 9 phân đoạn dài 450 m (trong đó 250 m bến theo thiết kế của Liên Xô cho tàu 5.000 tấn cập bến, 200 m bến theo thiết kế của Phân Viện Thiết kế Gao thông vận tải phía Nam, không có cừ thép trước bến cho tàu 10.000 tấn cập bến). Quyết định này còn cho phép xây dựng nhà kho, bãi hàng, xưởng cơ khí, bể nước, trạm bơm, nhà làm việc, trạm biến áp, kho xăng dầu, silô bơm xi măng, hóa phẩm khoan dầu khí, v.v.. Tổng vốn đầu tư 94 tỷ đồng và 3 triệu USD bằng nguồn vốn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và vốn vay theo kế hoạch.

1. Công văn số 3387/KTN ngày 9-7-1993 của Văn phòng Chính phủ do Phó Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Vũ Đình Thuần ký.
2. Công văn số 1501/QLXD ngày 24-11-1993 của Bộ Xây dựng.
3. Công văn số 3795/KHĐT ngày 24-11-1993 của Bộ Giao thông vận tải.
4. Quyết định số 418/BT ngày 24-9-1993 của Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Lê Xuân Trinh.

Toàn cảnh Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu (tháng 10-1997)

Trên cơ sở Quyết định 418/BT, PTSC đã tiến hành hoàn thiện 250 m cảng hiện có, thực hiện nạo vét khu nước trước cảng đạt độ sâu 7 m dưới "0" thủy triều, đáp ứng cho tàu dịch vụ ra vào căn cứ 24/24 giờ; xây dựng trên 6.000 m^2 kho kín, trên 10.000 m^2 bãi chứa cần ống, thiết bị vật tư; đầu tư các xe cẩu loại 75, 40 và 25 tấn, xe nâng 5 và 2,5 tấn, xe chuyên dùng chở cần ống và hàng siêu trường, siêu trọng, v.v.; lắp đặt các hệ thống silô bơm xi măng, hóa phẩm dùng cho khoan; tạo lập khu căn cứ riêng cho Công ty Schumbeger (sau này trở thành căn cứ chuyên dùng lớn nhất Đông Nam Á của Schumbeger cho đến tận những năm cuối thập kỷ đầu của thế kỷ XXI); lập kho ngoại quan dầu khí; nâng cấp hệ thống điện, nước, thông tin liên lạc đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế… Các công trình này đã được hoàn thành trong thời gian kỷ lục, chưa đầy một năm, phục vụ kịp thời cho các nhà thầu dầu khí, mang lại hiệu quả kinh tế rất cao. Chỉ sau khoảng 3 năm đầu hoạt động (1994-1996), doanh số thu được đã gấp 3-4 lần tổng vốn đầu tư.

Song song với việc triển khai các hạng mục công trình trên, PTSC đã ký hợp đồng khảo sát thiết kế và cuối năm 1995 triển khai thực hiện việc xây dựng mở rộng tiếp 200 m bến cảng phân đoạn 14-17 cùng phần diện tích bãi tương ứng. Công trình hoàn thành đưa vào hoạt động vào đầu năm 1997.

4.2. Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu, đầu tư mở rộng giai đoạn II (46,7 ha)

Hoạt động dầu khí tại vùng biển khu vực phía Nam trong những năm đầu thập kỷ 90 của thế kỷ XX liên tiếp thu được những tín hiệu khả quan, đặc biệt có các phát hiện lớn như mỏ khí Lan Tây, Lan Đỏ của BP,... Như vậy, bên cạnh các mỏ Bạch Hổ và Rồng do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro khai thác, chắc chắn còn có những mỏ dầu khí khác sẽ được phát triển nơi đây. Một khi có thêm nhiều mỏ dầu khí mới đưa vào khai thác, sẽ mở ra một thị trường dịch vụ dầu khí phong phú, đa dạng, trong đó có dịch vụ căn cứ.

Tuy nhiên, tại thời điểm đó, dầu thô đang bị mất giá, giá dầu xuống rất thấp, chỉ còn trên 10 USD/thùng, nên hầu hết các công ty dầu mỏ trên thế giới đều chưa sẵn sàng phát triển ngay các mỏ mới phát hiện. Điều đó cũng xảy ra đối với công nghiệp dầu khí nước ta, dù có phát hiện thương mại nhưng các công ty dầu khí vẫn án binh bất động, chưa có kế hoạch phát triển khai thác. Với nhận định rằng: một khi nhiều mỏ dầu khí mới đi vào khai thác, chắc chắn quy mô căn cứ với diện tích 20 ha hiện hữu không thể đáp ứng được nhu cầu của các hoạt động dầu khí nên việc tiếp tục mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu là đòi hỏi khách quan. Nhưng khi nào nên bắt đầu thực hiện việc mở rộng và mở rộng đến quy mô nào thì vẫn là một ẩn số phụ thuộc vào tốc độ phát triển các mỏ dầu khí mới. Tập trung suy nghĩ, tính toán, tham khảo đồng nghiệp trong khu vực như Căn cứ Loyang, Jurong (Xingapo), Căn cứ Quantan (Malaixia)…lãnh đạo PTSC đã đi đến quyết định phải đón đầu cơ hội kinh doanh dịch vụ căn cứ to lớn sẽ đến trong tương lai một khi viễn cảnh hoạt động sôi động của ngành công nghiệp khai thác dầu khí khu vực phía Nam trở thành hiện thực. Nếu chờ đến khi có thị trường mới bắt đầu mở rộng dự án sẽ trở tay không kịp về huy động vốn và tiến độ xây dựng. Mặt khác, khi đó việc xin giao hàng chục hécta đất để mở rộng căn cứ có thể sẽ còn phải cạnh tranh với các nhà đầu tư trong và ngoài nước khác, một việc không hề đơn giản. Với quyết sách là phải đi trước thiên hạ một bước, PTSC quyết tâm bắt tay ngay vào việc triển khai các thủ tục lập dự án mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu thêm khoảng 46 ha nữa (diện tích cần thiết tối thiểu để tạo lập căn cứ dịch vụ dầu khí cho giai đoạn 2005-2010). Chủ trương này được báo cáo lên Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và đã nhận được sự ủng hộ mạnh mẽ cùng những ý kiến chỉ đạo quan trọng về quy mô, bước đi để triển khai dự án thành công. Đây có thể coi là một chủ trương táo bạo với tầm nhìn xa trông rộng của ngành Dầu khí nói chung, của Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC)

nói riêng. Thực tiễn phát triển Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu đã chứng minh hùng hồn cho quyết định đúng đắn đó.

Có được sự bảo đảm ủng hộ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, PTSC rất năng nổ triển khai thực hiện. Tuy nhiên, khi chính thức đặt vấn đề với địa phương đã nảy sinh một tình huống phức tạp chưa được tính đến là khu đất mà PTSC nhắm tới cũng đang được một số đối tác nước ngoài đề xuất một dự án đầu tư lớn, dự án Sao Mai - Bến Đình, có quy mô 555 ha với số vốn đầu tư trên 500 triệu USD. Theo tính toán của PTSC, nếu đầu tư mở rộng căn cứ dịch vụ sẽ mang lại hiệu quả cao hơn nhiều, nhưng làm thế nào để thuyết phục địa phương lại là vấn đề hóc búa nhất, khi mà những ý kiến trái ngược cho rằng không khéo sẽ *"tham bát bỏ mâm"*. Quyết định được đưa ra là phải tranh thủ sự hợp tác của Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và một lần nữa PTSC lại chủ động đề xuất phương án hợp tác với một đơn vị kinh tế của tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu để thực hiện dự án. Chủ trương này đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu ủng hộ cao.

Ngày 20-8-1993 tại Văn phòng Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, lãnh đạo Ủy ban nhân dân tỉnh và lãnh đạo Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã tổ chức cuộc họp để bàn về việc hợp tác đẩy mạnh ngành dịch vụ dầu khí và mở rộng căn cứ dịch vụ dầu khí Vũng Tàu. Về phía tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu có Chủ tịch Ủy ban nhân dân tỉnh Nguyễn Minh Ninh cùng đại diện các sở, ban, ngành liên quan. Về phía Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam có Tổng Giám đốc Hồ Sĩ Thoảng và lãnh đạo Phòng Kế hoạch, về phía PTSC có Giám đốc Công ty Nguyễn Xuân Nhậm và một số cán bộ các phòng, ban. Ngoài ra còn có đại diện Công ty Giám sát các hợp đồng phân chia sản phẩm (PVSC) cùng tham dự. Tại cuộc họp này, PTSC đã trình bày phương án mở rộng căn cứ dịch vụ dầu khí (có điều chỉnh diện tích đất sử dụng xuống còn 30 ha, theo gợi ý của đại diện một số ban, ngành địa phương để phương án được xem xét thuận lợi trong bối cảnh bị bao phủ bởi đám mây của Dự án đồ sộ Sao Mai - Bến Đình). Cuộc họp đã thống nhất:

- Tiếp tục thực hiện theo tinh thần Công văn số 3387/KTN ngày 9-7-1993, theo đó Thủ tướng Chính phủ đồng ý về nguyên tắc để Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam và Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu phối hợp mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu.

- Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu nhất trí phương án mở rộng căn cứ dịch vụ dầu khí này.

- Do khu vực mở rộng nằm vào khu vực cảng nước sâu Sao Mai - Bến Đình đang được đệ trình Chính phủ và đang trong quá trình thương lượng với đối tác nước ngoài, cố gắng giữ lại một phần đất cho việc mở rộng căn cứ dịch vụ dầu khí. Đồng thời, Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu sẽ cử một đơn vị liên doanh với PTSC để xây dựng và khai thác căn cứ dịch vụ này.

- Hai bên thống nhất thành lập ngay tổ chuyên viên hỗn hợp để nghiên cứu các phương án hợp tác giữa tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam để phát triển ngành dịch vụ dầu khí.

Việc mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí về phía hạ lưu sông Dinh được Thủ tướng Chính phủ đặc biệt quan tâm. Ngày 25-10-1993, Văn phòng Chính phủ đã có Văn bản đề nghị Ủy ban Kế hoạch Nhà nước, Bộ Xây dựng, Bộ Giao thông vận tải: *Thực hiện chỉ thị của Thủ tướng Chính phủ về việc hợp tác mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí tại Vũng Tàu, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã lập phương án mở rộng với sự đồng ý của Chủ tịch Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Phương án dự kiến một diện tích mở rộng (khoảng 30 ha) và nằm trong khu đất của Đề án xây dựng cảng nước sâu Sao Mai - Bến Đình. Văn phòng Chính phủ đề nghị các cơ quan cho ý kiến bằng văn bản để trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định*[1].

Sau khi đã xem xét đề nghị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[2], các ý kiến của Uỷ ban Kế hoạch Nhà nước[3], Bộ Giao thông vận tải[4] và của Bộ Xây dựng[5], ngày 27-12-1993, Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý cho phép Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phối hợp với tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu tiến hành lập Luận chứng kinh tế - kỹ thuật mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí hạ lưu sông Dinh[6].

Được sự quan tâm ủng hộ đặc biệt của Thủ tướng Chính phủ và các bộ, ngành Trung ương cũng như của lãnh đạo tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, PTSC nhận thấy đã đến thời điểm thuận lợi để đề xuất lại phương án mở rộng diện tích ban đầu là 46 ha. Ngày 8-12-1994, PTSC đã gửi Ủy ban nhân dân và các Sở Xây dựng, Ban Quản lý đất đai, Sở Giao thông vận tải tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu công văn đề nghị mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu[7]. Trong công văn này, PTSC đề nghị Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu

1. Công văn số 5386/KTN ngày 25-10-1993 của Văn phòng Chính phủ.
2. Công văn số 2468/DK-KH ngày 23-10-1993 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
3. Công văn số 2697-UB/VPTĐ ngày 15-12-1993 của Ủy ban Kế hoạch Nhà nước.
4. Công văn số 3795/KHTĐ ngày 24-11-1993 của Bộ Giao thông vận tải.
5. Công văn số 1501BXD/QLXD ngày 18-11-1993 của Bộ Xây dựng.
6. Công văn số 6720/KTN ngày 27-12-1993 của Văn phòng Chính phủ.
7. Công văn số 195/DVKTDK ngày 8-12-1994 của PTSC.

cấp 46 ha nằm trên khu vực cù lao Bến Đình. Trên cơ sở đề nghị này, ngày 31-12-1994, Phó Chủ tịch Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu Nguyễn Trọng Minh đã có ý kiến: *"yêu cầu Sở Xây dựng đo vẽ lại khu vực 46 ha mà PTSC xin mở rộng căn cứ để đối chiếu với bản đồ của phía nước ngoài khi lập luận chứng kinh tế - kỹ thuật cảng Sao Mai - Bến Đình. Nếu không có gì ảnh hưởng đến dự án Sao Mai - Bến Đình thì đề xuất cách giải quyết theo yêu cầu của PTSC". "Yêu cầu PTSC làm việc với Sở Xây dựng và Ban Quản lý đất đai để giải quyết dứt điểm đề nghị trên trước khi dự án cảng Sao Mai - Bến Đình được cấp phép, nếu chậm trễ sẽ không thể thay đổi được"*[1].

Trên tinh thần đó, ngày 5-1-1995, Sở Xây dựng tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và Ban Quản lý đất đai đã trình Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu thông báo về việc thỏa thuận địa điểm dự án mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu, diện tích 460.500 m^2; và cho phép PTSC tiến hành khảo sát, lập luận chứng kinh tế - kỹ thuật trình các cấp có thẩm quyền phê duyệt[2].

Do Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu không cử đối tác tham gia liên doanh với PTSC để xây dựng và khai thác phần căn cứ dịch vụ dầu khí mở rộng nên PTSC đã triển khai lập luận chứng kinh tế - kỹ thuật cho Dự án. PTSC đã ký hợp đồng với Phân Viện Thiết kế giao thông phía Nam để tiến hành khảo sát và lập luận chứng kinh tế - kỹ thuật mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu. Diện tích xây dựng được đo vẽ chính xác hóa lại là 467.080 m^2. Tổng vốn đầu tư 291.104 triệu đồng (không bao gồm trang thiết bị của Xưởng thiết kế và Xưởng sửa chữa, chế tạo cơ khí). Vốn do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tự điều tiết là 30%, vốn vay tín dụng nhà nước là 70%.

Ngày 22-6-1996, Thủ tướng Chính phủ đã quyết định thu hồi 467.080 m^2 đất thuộc phường 9, thành phố Vũng Tàu, giao cho PTSC thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thuê, thời hạn 50 năm, để mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu[3]. Dự án mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu thêm 46,7 ha chính thức được khởi động.

Tuy nhiên, sau khi dự án được phê duyệt, do hoạt động dầu khí giai đoạn 1997-2000 tăng không đáng kể, nên khu căn cứ với điện tích 20 ha vẫn đủ khả năng đáp ứng nhu cầu, việc triển khai thi công mở rộng căn cứ 46,7 ha đã tạm dừng. Mặc dù

1. Công văn số 2233/CN-UBT ngày 31-12-1994 của Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu.
2. Công văn số 504/SXD-BQLĐĐ ngày 5-1-1995 của Giám đốc Sở Xây dựng tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu Lê Minh Châu.
3. Quyết định số 426/QĐ-TTg ngày 22-6-1996 của Thủ tướng Chính phủ do Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương ký thay mặt Thủ tướng.

vậy, do đã lường trước được kịch bản này và ý thức được rằng, giai đoạn trầm lặng của hoạt động dầu khí chắc chắn sẽ phải qua, nên PTSC đã quyết tâm giữ toàn bộ diện tích 46,7 ha, chờ thời cơ khởi động dự án trở lại.

Từ cuối năm 2000, các hoạt động dầu khí gia tăng đáng kể, tạo tiền đề cho dự án mở rộng Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu khởi động lại vào cuối năm 2001. Sẵn có đất đai trong tay nên việc triển khai khá thuận lợi và nhanh chóng. Trong khi lập lại Báo cáo nghiên cứu khả thi điều chỉnh cho phù hợp với tình hình, PTSC đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chấp thuận cho phép triển khai ngay một số hạng mục công trình cấp thiết phục vụ cho nhu cầu của khách hàng.

Ngày 9-1-2004, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có quyết định phê duyệt Báo cáo nghiên cứu khả thi điều chỉnh dự án với tổng mức đầu tư là 285 tỷ đồng (gồm 228 tỷ đồng và 3,6 triệu USD)[1]. Việc triển khai công tác đầu tư khá thuận lợi, công tác đền bù giải phóng mặt bằng hầu như không gặp khó khăn trở ngại đáng kể nào. PTSC đã triển khai đầu tư, hoàn thành dự án từng bước theo tiến độ kế hoạch, đáp ứng kịp thời nhu cầu của khách hàng. Đến năm 2010, dự án đã cơ bản hoàn thành phần thi công, đang làm thủ tục quyết toán đầu tư với giá trị đề nghị quyết toán khoảng 200,3 tỷ đồng.

4.3. Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu, đầu tư mở rộng giai đoạn III

Sau khi các nhà đầu tư nước ngoài rút lui khỏi Dự án Sao Mai - Bến Đình, Tổng công ty Hàng hải Việt Nam (Vinalines) được giao làm chủ đầu tư, tiến hành lập báo cáo tiền khả thi khởi động lại dự án này vào đầu năm 2000.

Vào thời gian đó, PTSC bắt đầu triển khai các dịch vụ cơ khí sửa chữa, chế tạo, lắp ráp và xây lắp các công trình dầu khí. Đồng thời, Công ty cũng dự kiến xây dựng một căn cứ cho đội tàu PTSC đã lên đến hàng chục chiếc. Để chuẩn bị cho các dự án phát triển những lĩnh vực dịch vụ mới nói trên, PTSC đã làm việc với Vinalines, đơn vị tư vấn lập Dự án cảng Sao Mai - Bến Đình và Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, đề nghị dành cho PTSC khoảng 500 m mặt bến để kéo dài cầu cảng hạ lưu và khu đất tương ứng. Qua quá trình thương lượng, Vinalines chỉ dành cho PTSC 300 m bến.

PTSC đã tiến hành báo cáo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các cơ quan hữu quan. Sau khi được sự chấp thuận của các cấp có thẩm quyền, PTSC đã lập Báo cáo kinh tế - kỹ thuật đầu tư dự án.

1. Quyết định số 176/QĐ-HĐQT ngày 9-1-2004 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Toàn cảnh Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng tàu (tháng 4-2006)

Ngày 21-3-2002, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phê duyệt Báo cáo kinh tế - kỹ thuật Dự án "Mở rộng giai đoạn III Cảng - Căn cứ dịch vụ dầu khí hạ lưu sông Dinh"[1] với nội dung chính:

- Diện tích đất 13,8 ha;

- Bến cập tàu dài 300 m cho tàu 20.000 DWT;

- Đường trượt dài 100 m, bãi có tải trọng khai thác 10 T/m^2 và 4 T/m^2;

- Tổng mức đầu tư là 193 tỷ đồng (không kể phần thiết bị).

Ngày 1-11-2002, Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu quyết định thu hồi 138.000 m^2 đất tại phường 9, thành phố Vũng Tàu giao cho PTSC thuê để đầu tư dự án[2].

Ngay sau đó, PTSC đã triển khai các bước thực hiện đầu tư và tổ chức thi công, đưa từng phần của dự án vào khai thác, chủ yếu là phục vụ cho công tác chế tạo, lắp ráp và xây lắp các công trình dầu khí của Xí nghiệp Cơ khí hàng hải thuộc PTSC (sau là Công ty Cơ khí hàng hải). Từ cơ sở này nhiều cấu kiện công trình dầu khí đồ

1. Quyết định số 1262/QĐ-HĐQT ngày 21-3-2002 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Quyết định số 8751/QĐ-UB ngày 1-11-2002 của Ủy ban nhân dân tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu.

sộ, siêu trường, siêu trọng và hiện đại như các khối cấu kiện nhà ở, cấu kiện công nghệ thượng tầng, cấu kiện bơm ép nước, cấu kiện giàn nén khí, các loại sà lan, rồi cả những con tàu biển, v.v., đã được chế tạo, lắp ráp và hạ thủy thành công phục vụ cho các hoạt động dầu khí. Các hợp đồng chế tạo, lắp ráp và xây lắp trị giá hàng chục triệu đến hàng trăm triệu đôla Mỹ được triển khai ở đây, không những đã phát huy nhanh hiệu quả đầu tư, mà còn khẳng định khả năng làm chủ công nghệ chế tạo và năng lực tự tổ chức điều hành của Việt Nam trong lĩnh vực dịch vụ cơ khí nặng phức tạp, góp phần đẩy nhanh tiến trình tự lực của ngành Dầu khí nước nhà.

Thành công của Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu được trải nghiệm qua ba giai đoạn liên tục đầu tư và phát triển. Từ cơ ngơi ban đầu là trên 20 ha (giai đoạn I), mở rộng thêm 46,7 ha (giai đoạn II) và 13,8 ha với 300 mét bến (giai đoạn III), tổng thể quy mô căn cứ đã lên tới trên 80 ha và 950 mét bến. Từ những dịch vụ đơn giản như bốc xếp, bảo quản thiết bị vật tư dầu khí khi mới khởi sự, Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu đã nhanh chóng phát triển, trở thành một căn cứ dịch vụ dầu khí đa năng, hiện đại vào loại lớn nhất khu vực Đông Nam Á. Dịch vụ căn cứ của PTSC là loại hình dịch vụ kỹ thuật dầu khí đầu tiên ở Việt Nam, chiếm lĩnh 100% thị trường trong nước. Đây là một thành công rất đáng tự hào của chuyên ngành dịch vụ dầu khí nói riêng, ngành công nghiệp dầu khí nước nhà nói chung. Có thể thấy rõ hơn tầm vóc của thành tựu này khi nhìn ra khu vực và thế giới… Nhiều nước có sản lượng khai thác và xuất khẩu dầu khí lớn hơn Việt Nam, nhưng không phải nước nào cũng tạo lập và làm chủ được lĩnh vực dịch vụ căn cứ. Thành công này là kết quả sức mạnh tổng hợp của sự quan tâm, ủng hộ to lớn của Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ, các bộ, ngành trung ương và tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, đến quyết tâm đầu tư rất cao của lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Thành công này là thành quả lao động của tập thể cán bộ công nhân viên PTSC, gắn liền với công sức đóng góp của ban lãnh đạo PTSC qua các thời kỳ, mang đậm dấu ấn của người Giám đốc Công ty đầu tiên Nguyễn Xuân Nhậm.

5. Đầu tư xây dựng Cảng dầu khí Phú Mỹ

Ngoài Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu, PTSC còn được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giao cho xây dựng Cảng dầu khí Phú Mỹ để phục vụ cho việc xuất phân đạm bằng đường thủy, chủ động cho khâu xuất xưởng của Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Dự án Nhà máy Đạm Phú Mỹ được khởi công xây dựng vào đầu năm 2001. Theo dự tính, sản phẩm của nhà máy chủ yếu sẽ được vận tải bằng đường thủy.

Được sự ủng hộ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, PTSC đã khẩn trương triển khai làm việc với các cơ quan quản lý của tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Bộ Giao thông vận tải và các cơ quan liên quan khác để làm các thủ tục chuẩn bị đầu tư Cảng dầu khí Phú Mỹ.

Trong Quyết định số 202/1999/QĐ-TTg ngày 12-10-1999 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt quy hoạch tổng thể phát triển hệ thống cảng biển Việt Nam thì cảng điện - đạm (Cảng dầu khí Phú Mỹ) là cảng chuyên dùng nằm trên sông Thị Vải thuộc nhóm cảng số 5. Cảng điện - đạm có vị trí nằm giữa Cảng Baria Serece và Cảng xi măng Chinfong - sau là cảng Công ty thép Miền Nam, đơn vị thành viên của Tổng công ty Thép Việt Nam (vị trí số I trong hình ảnh dưới đây).

Đây là vị trí hợp lý, gần Nhà máy Đạm Phú Mỹ nhất, thuận lợi cho thi công và sẽ cho chi phí qua cảng thấp nhất trên mỗi tấn phân đạm. Những tưởng mọi chuyện sẽ thuận lợi vì đã nằm trong quy hoạch quốc gia thì việc thỏa thuận địa điểm xây dựng cảng chỉ là vấn đề thủ tục. Tuy nhiên, quá trình triển khai đã xuất hiện những khó khăn ghê gớm, có ý kiến chính thức cấp bộ gợi ý thay đổi vị trí, đẩy Cảng dầu khí Phú Mỹ lên phía thượng lưu, nơi có điều kiện địa hình kém hơn và ở xa Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Lý do là ở thời điểm đó, Cảng Baria Serece cũng rất tích cực vận động để được tham gia làm cảng xuất đạm. Bởi vậy, đã có một cuộc chạy đua "vận động hành lang" để đẩy cảng đạm lên vị trí thượng lưu Cảng Baria Serece. Kết quả là đã có ý kiến giới thiệu hai vị trí nữa ở thượng lưu cho Cảng dầu khí Phú Mỹ (vị trí II và III trong hình ảnh).

Chấp nhận một trong hai vị trí đó, thì hoặc là phải chịu tăng thêm chi phí cho mỗi tấn phân đạm xuất xưởng, hoặc là Cảng Baria Serece sẽ được lựa chọn làm cảng xuất phân đạm vì cự ly vận chuyển từ nhà máy ra cảng này ngắn hơn, sẽ cho chi phí thấp hơn. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kiên trì quan điểm sử dụng vị trí số I. Theo tính toán của Tổng công ty, đây là vị trí ưu việt nhất vì gần Nhà máy Đạm Phú Mỹ hơn cả, sẽ cho chi phí qua cảng thấp nhất. Mặt khác, cảng do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đầu tư và khai thác sẽ cho phép xử lý vấn đề chi phí qua cảng một cách linh hoạt. Tổng công ty đã báo cáo rõ vấn đề trên với Thủ tướng Chính phủ và được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận cho PTSC đầu tư dự án tại vị trí I như quy hoạch đã duyệt[1]. Đây là cách giải quyết vấn đề với tinh thần trách nhiệm chính trị cao, bởi mỗi đồng giảm chi phí cho một tấn phân đạm, thực chất là góp phần giảm chi phí cho nông dân nói riêng và góp sức vào bảo đảm an ninh lương thực đất nước nói chung.

1. Văn bản số 876/CP-CN ngày 26-7-2002 của Chính phủ.

Toàn cảnh khu vực Phú Mỹ và vị trí xây dựng Cảng dầu khí Phú Mỹ trực thuộc PTSC

Sau khi được chấp thuận địa điểm đầu tư, PTSC đã khẩn trương triển khai các bước đầu tư dự án nhằm kịp thời tiếp nhận và bốc hàng cho Nhà máy Đạm Phú Mỹ được dự kiến hoàn thành vào giữa năm 2004.

Ngày 22-8-2002, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định phê duyệt Báo cáo nghiên cứu khả thi dự án "Cảng Đạm và Dịch vụ dầu khí tổng hợp Phú Mỹ" với tổng mức đầu tư là 531,8 tỷ đồng[1]. Mục tiêu của dự án là đáp ứng nhu cầu xuất phân đạm của Nhà máy Đạm Phú Mỹ và xuất nhập các hàng hóa tổng hợp khác trong khu vực, cung cấp dịch vụ hàng hải, cảng biển cho nền kinh tế quốc dân. Dự án có diện tích đất khoảng 27,5 ha, chiều dài bến chính 385 m để tiếp nhận tàu có tải trọng tới 50.000 DWT, bến sà lan dài 260 m cho tàu 300 - 500 tấn.

Tháng 9-2003, PTSC đã khởi công xây dựng bến sà lan 300 - 500 tấn, đến giữa năm 2004 đã hoàn thành một số phân đoạn, sẵn sàng tiếp nhận tàu, sà lan vào lấy

1. Quyết định số 4001/QĐ-HĐQT ngày 22-8-2002 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

hàng. Ngày 3-9-2004, bến sà lan chính thức hoạt động và những tấn hàng đầu tiên của Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã được thông qua cảng xếp xuống tàu cho các hộ tiêu thụ. Trong những năm tiếp theo, bến sà lan đã thực hiện xếp dỡ bình quân 2.500 tấn/ngày, cao điểm có thể lên tới 4.000 tấn/ngày.

PTSC tiếp tục đầu tư xây dựng và hoàn thiện cầu cảng chính vào đầu năm 2009, cảng đã sẵn sàng tiếp nhận các loại tàu hàng, tàu khách có tải trọng tới 50.000 DWT. Công tác xây dựng các công trình kiến trúc, hạ tầng kỹ thuật đã cơ bản hoàn thành.

Cảng dầu khí Phú Mỹ đã được xây dựng và khai thác với hiệu quả kinh tế cao. Nhưng vượt lên tất cả là hoàn thành xuất sắc sứ mệnh cửa ngõ của Nhà máy Đạm Phú Mỹ, hàng năm cung cấp 1/3 nhu cầu phân đạm cho đất nước. Ngoài ra, cảng còn tham gia xuất nhập khẩu nhiều loại hàng hóa khác phục vụ phát triển công nghiệp khu vực kinh tế trọng điểm phía Nam và cả nền kinh tế của đất nước.

6. Dịch vụ cung cấp hóa phẩm và dung dịch khoan

Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí (DMC)

Để đáp ứng nhu cầu cấp bách phục vụ sản xuất và cung cấp hoá phẩm dung dịch khoan cho các công ty dầu khí đang hoạt động tại Việt Nam, đồng thời từng bước vươn lên trở thành nhà thầu phụ cung cấp dung dịch khoan không những ở Việt Nam mà có thể vươn ra khu vực Đông Nam Á, Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ra Quyết định số 182/QĐ-TCDK ngày 8-3-1990 thành lập Công ty Dung dịch khoan và Hoá phẩm dầu khí (DMC) trực thuộc Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

DMC được thành lập trên cơ sở sáp nhập hai xí nghiệp nhỏ giải thể: Xí nghiệp Hoá phẩm dầu khí Vũng Tàu (thuộc Công ty Vật tư - Vận tải) và Xí nghiệp Dịch vụ 2 (thuộc Văn phòng Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam). Ông Tạ Đình Vinh, nguyên Trưởng phòng Nghiên cứu các vấn đề kỹ thuật về khoan khai thác dầu khí thuộc Viện Dầu khí Việt Nam được bổ nhiệm làm Quyền Giám đốc Công ty.

Ngày đầu thành lập, trong tình trạng khó khăn chung của toàn ngành, Công ty đặt trụ sở ở khu nhà cấp 4 cũ nát trên diện tích 180 m^2 ở xã Cổ Nhuế, huyện Từ Liêm, ngoại thành Hà Nội (tháng 12-1990 trụ sở Công ty chuyển về 29A2 Láng Hạ, số mới là 97 Láng Hạ, Hà Nội). Tài sản cố định và vốn liếng tổng cộng 755 triệu đồng, trong đó vốn lưu động 481 triệu đồng, nhân sự bàn giao có 63 người, hầu như không có cán bộ quản lý và cán bộ kỹ thuật chuyên ngành (lực lượng

khoa học kỹ thuật chủ yếu được chuyển từ Phòng Dung dịch khoan xi măng của Viện Dầu khí Việt Nam). Khi mới thành lập, Công ty hầu như chưa có sản phẩm và thị trường dầu khí. Mặt hàng chính của hai xí nghiệp cũ là xà phòng kem, amian với khối lượng rất nhỏ và chất lượng thấp. Hoạt động chính của hai xí nghiệp là buôn bán vật tư tiêu dùng và sản xuất (mỳ ăn liền, bia, sắt thép phế thải,...) với doanh thu rất thấp, đời sống cán bộ công nhân viên gặp rất nhiều khó khăn. Trước khi sáp nhập vào công ty, hai xí nghiệp có một vài hợp đồng gia công sản xuất barit với chất lượng thấp tại Xí nghiệp xi măng Tuyên Quang, Xí nghiệp bê tông Bắc Thái và Công ty Tepcen (Vĩnh Tuy, Hà Nội), để cung cấp cho Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (GPTS) tại cảng Phà Rừng. Tuy nhiên, cả hai xí nghiệp cũ đều không có cơ sở vật chất - kỹ thuật, đội ngũ cán bộ và công nhân để tổ chức sản xuất sản phẩm này.

Một định hướng chiến lược được xác lập: nhanh chóng xây dựng cơ sở vật chất kỹ thuật, đội ngũ cán bộ quản lý, công nhân và cán bộ khoa học kỹ thuật chuyên ngành; tập trung nghiên cứu sản xuất các sản phẩm cơ bản nhất cho công nghệ khoan dầu (trước hết là barit và bentonit); từng bước nghiên cứu, sản xuất các hoá phẩm dung dịch khoan thay thế nhập khẩu tiến tới xuất khẩu; tổ chức nghiên cứu ứng dụng các tiến bộ khoa học - kỹ thuật của thế giới nhằm phát triển lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật về dung dịch khoan, hoàn thiện giếng khoan, xử lý giếng khoan và tăng cường thu hồi dầu trên cơ sở phát huy nội lực và tổ chức tốt việc hợp tác, liên doanh với các tổ chức kinh tế, khoa học - kỹ thuật trong nước và thế giới.

Trong quá trình sản xuất - kinh doanh, ngay từ buổi đầu, DMC đã chú trọng xây dựng định hướng văn hoá thương mại là: xác lập mối quan hệ đa phương, thiện chí, tin cậy lẫn nhau; phục vụ tối đa lợi ích của khách hàng, nghiêm túc, trung thực trong sản xuất - kinh doanh; cạnh tranh lành mạnh bằng chất lượng và giá cả; coi sự lãnh đạo là phục vụ; phục vụ khách hàng, phục vụ tổ chức, phục vụ các thành viên của công ty; xây dựng một tập thể đoàn kết, nhân ái; chú trọng đào tạo bồi dưỡng nguồn nhân lực; nâng cao đời sống văn hoá, tinh thần cho cán bộ công nhân viên, tạo ra sự bình đẳng, công bằng cho các thành viên...

Đây chính cũng là một yếu tố nhân văn quan trọng tạo ra động lực cho sự phát triển của Công ty.

- Đầu tư xây dựng cơ sở vật chất - kỹ thuật

Dung dịch khoan chỉ chiếm từ 5-15% giá thành giếng khoan nhưng lại chiếm phần lớn nguyên nhân của những vấn đề phức tạp xảy ra khi khoan. Vì vậy, việc

đầu tư xây dựng các cơ sở vật chất, phương tiện kỹ thuật để tổ chức sản xuất hoá phẩm dầu khí với chất lượng đạt tiêu chuẩn quốc tế là một việc rất cần thiết, có ý nghĩa sống còn đối với sự tồn tại và phát triển của DMC. Khởi đầu vào năm 1990, tại phía Bắc, DMC chưa có nhà máy sản xuất; 500 tấn barit đầu tiên cung cấp cho GPTS được gia công trên hệ thống máy nghiền bi 1,2 tấn/giờ của Công ty Tepcen (Vĩnh Tuy, Hà Nội), chất lượng sản phẩm rất kém vì nghiền quá mịn do thiết bị nghiền không có hệ thống phân cấp hạt. Tại phía Nam, DMC cũng chỉ có một hệ thống thiết bị nghiền bi 1,2 tấn/giờ và một số máy búa sử dụng để sản xuất bentonit với chất lượng thấp theo tiêu chuẩn của Liên Xô (TY 39-043-74). Để đáp ứng nhu cầu của thị trường, một mặt phải đẩy mạnh nghiên cứu công nghệ để nâng cao chất lượng sản phẩm, mặt khác, phải xúc tiến mạnh mẽ việc xây dựng các nhà máy. Tháng 12-1990, với sự hỗ trợ vốn của Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, DMC đã mua lại nhà máy sản xuất xi măng lò đứng Cống Thôn đóng tại xã Đình Xuyên, huyện Gia Lâm, Hà Nội thuộc Công ty Gạch lát Nam Thắng với giá 715 triệu đồng. Trên cơ sở đổ nát, hoang tàn của một nhà máy phá sản, DMC đã nhanh chóng cải tạo, tận dụng các thiết bị còn lại của nhà máy, tổ chức sản xuất sản phẩm barit. Chỉ sau 4 tháng cải tạo, nhà máy đã bắt đầu đi vào sản xuất. Với hệ thống thiết bị không phù hợp với công nghệ sản xuất barit của Viện Dầu mỏ Mỹ (API), DMC đã kiên trì, sáng tạo đưa ra hàng loạt các giải pháp cải tiến để nâng cao chất lượng sản phẩm và đã cung cấp được hàng vạn tấn barit cho các nhà thầu dầu khí nước ngoài. Nhờ chiếm lĩnh được thị trường và tiêu thụ được sản phẩm nên chỉ sau hơn 13 tháng hoạt động, nhà máy đã hoàn vốn đầu tư ban đầu. Vào năm 1993, có một thử thách quan trọng đối với DMC là Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đưa ra đòi hỏi chỉ sử dụng các hoá phẩm khoan phù hợp với tiêu chuẩn quốc tế của Viện Dầu mỏ Mỹ (API). Yêu cầu này đặt ra cho DMC nhiệm vụ phải nhanh chóng nghiên cứu công nghệ để sản xuất được bột barit API và bentonit API. Chỉ trong một thời gian rất ngắn, chưa đầy một tháng, những mẫu sản phẩm nghiên cứu đã được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chấp nhận, giúp cho DMC trúng thầu cung cấp barit và bentonit cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Ngày 21-3-1995, hệ thống sản xuất bentonit API trên cơ sở thiết bị nghiền con lắc ly tâm tròn kiểu Raymond (Mỹ) nhập từ Trung Quốc đã đi vào hoạt động ở chi nhánh DMC Vũng Tàu. Tiếp đến ngày 29-10-1995, hệ thống sản xuất barit API trên cơ sở thiết bị nghiền Raymond được khánh thành tại Xí nghiệp Hoá phẩm dầu khí Yên Viên. Hai sự kiện này đã mở ra một thời kỳ mới của việc tăng sản lượng và chất lượng sản phẩm, chiếm lĩnh được lòng tin của khách hàng và đặt cơ

sở cho việc xuất khẩu sản phẩm ra thị trường quốc tế vào năm 1997. Đi đôi với việc đầu tư hệ thống thiết bị mới là việc đầu tư một hệ thống kho tàng, các phòng thí nghiệm hiện đại, các phương tiện kỹ thuật bốc xếp, phương tiện đi lại, các thiết bị văn phòng hiện đại, chỉnh trang các trụ sở, đẩy mạnh việc cơ giới hoá hệ thống sản xuất nhằm giảm nhẹ sức lao động và cải thiện môi trường làm việc.

DMC đã trở thành nhà cung cấp toàn bộ nhu cầu về barit và bentonit để pha chế dung dịch khoan dầu khí cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và các công ty dầu khí nước ngoài hoạt động ở Việt Nam. Sản phẩm bentonit API và barit API của DMC trở thành một sản phẩm nổi tiếng được các nhà thầu dầu khí chấp nhận với sự đánh giá cao về chất lượng sản phẩm và dịch vụ cung cấp. Nếu biết rằng bentonit và barit là hai hoá phẩm chiếm trên 80% lượng hóa chất sử dụng để pha chế dung dịch khoan, thì việc đáp ứng hoàn toàn được nhu cầu về các sản phẩm này là một việc làm có ý nghĩa hết sức to lớn.

Phân xưởng nghiền và đóng gói barit của DMC

Ý tưởng đa dạng hoá sản phẩm, kinh doanh đa ngành trên cơ sở phân tích năng lực chủ đạo của doanh nghiệp đã được những người khởi nghiệp của DMC bắt đầu từ năm 1998. Vào cuối năm 1998, DMC có thêm một dây chuyền sản xuất feldspar, dolomit, $CaCO_3$ với công suất 20.000 tấn sản phẩm/năm đi vào hoạt động tại Xí nghiệp Hoá phẩm dầu khí Yên Viên, góp phần mở rộng lĩnh vực hoạt động của công ty phục vụ các ngành công nghiệp khác (sơn, gốm sứ,...). Cũng trong năm 1998, với sự hỗ trợ vốn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (300.000 USD), DMC đã đầu tư hệ thống silo, hệ thống hoạt hoá...để chế biến bentonit API tại chi nhánh DMC Vũng Tàu. Triển khai các kết quả nghiên cứu, thử nghiệm trong nhiều năm, DMC đã từng bước đầu tư sản xuất các sản phẩm chất bôi trơn

(DMC - lub), chất diệt khuẩn (DMC - biosafe) và các sản phẩm đã nhanh chóng được tiêu thụ trên thị trường đem lại lợi nhuận cao cho công ty. Vào tháng 6 - 1999, với sự hỗ trợ vốn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, DMC đã mua lại Xí nghiệp Chế biến Thực phẩm (thuộc Sở Công nghiệp tỉnh Quảng Ngãi) và đầu tư sửa chữa cải tạo để đặt cơ sở cho việc tổ chức sản xuất các hoá phẩm phục vụ khoan khai thác dầu khí (polyme sinh học, biosafe, lubricant,...) và chuẩn bị phục vụ cho công nghiệp chế biến dầu khí tại Khu công nghiệp Dung Quất.

Vào tháng 12-2001, Công ty trách nhiệm hữu hạn hai thành viên Nghệ An - DMC (30% vốn của Công ty Khoáng sản Nghệ An, 70% vốn của DMC) ra đời. Với mục tiêu từng bước đưa vào thị trường các sản phẩm mới chế biến từ đá vôi trắng (marble) phục vụ cho ngành công nghiệp giấy, sơn, nhựa, thuỷ sản, xử lý môi trường, v.v., ở trong nước và xuất khẩu. Một dự án đầu tư chế biến 100.000 tấn/năm các sản phẩm marble siêu mịn đã được trình duyệt và thông qua. Nhưng do nhiều nguyên nhân, ý tưởng kinh doanh đa ngành của DMC trong giai đoạn này đã không được ủng hộ. Sau này, các tổ chức kinh tế khác ở Bình Dương, Thành phố Hồ Chí Minh đã liên kết với tỉnh Nghệ An xây dựng những nhà máy có công suất lớn hàng trăm nghìn tấn/năm bột marble siêu mịn. Một cơ hội kinh doanh đã bị bỏ qua đối với DMC.

Từ năm 2000 đến năm 2002, DMC đã xúc tiến xây dựng nhà máy sản xuất vật liệu cách nhiệt, cách âm từ đá Basalt (Dự án sợi Basalt siêu mảnh) trên cơ sở tiếp nhận công nghệ của Ucraina. Đây là dự án xuất phát từ ý tưởng tốt, tuy nhiên, do nhiều nguyên nhân khách quan và chủ quan, dự án đã không được thực hiện đến cùng. Trên cơ sở của Nhà máy sợi Basalt thuộc Khu công nghiệp Phú Mỹ, sau này DMC tiếp tục liên doanh để thành lập Công ty cổ phần Khí nén CNG Việt Nam.

Song song với việc đầu tư hệ thống thiết bị sản xuất, DMC đã chú trọng xây dựng các phòng thí nghiệm nghiên cứu, kiểm soát chất lượng sản phẩm. Các phòng thí nghiệm phân tích và kiểm tra với trang thiết bị hiện đại phù hợp với các tiêu chuẩn quốc tế của API, Phillips Petroleum đã được tổ chức ở các nhà máy Vũng Tàu, Yên Viên, Quảng Ngãi; các phòng thí nghiệm phục vụ cho việc nghiên cứu sản phẩm mới, dịch vụ kỹ thuật mới đã được tổ chức ở Hà Nội, Vũng Tàu, Yên Viên (phải kể đến nỗ lực xây dựng phòng thí nghiệm vi sinh dầu mỏ ở Hà Nội để phục vụ cho việc nghiên cứu tăng cường thu hồi dầu, xử lý môi trường); phòng thí nghiệm nghiên cứu các chất phân tán, giảm nhiệt độ đông đặc của dầu thô có hàm lượng parafin cao, phục vụ cho việc vận chuyển dầu thô, các chất khử nhũ tương phục vụ cho khai thác và chế biến dầu thô ở Vũng Tàu. Các phòng thí nghiệm này

đã góp phần tích cực vào việc kiểm soát, nâng cao chất lượng sản phẩm và phục vụ tốt cho công tác nghiên cứu, phát triển.

Ngoài ra, DMC cũng chú trọng xây dựng hệ thống quản lý chất lượng theo tiêu chuẩn ISO 9001: 2000 và là một trong số các đơn vị của ngành Dầu khí sớm nhận được chứng chỉ ISO. Ý tưởng xây dựng tiêu chuẩn API Monogram đối với các sản phẩm chính của công ty như barit API, bentonit API, xi măng Class G đã bắt đầu thực hiện từ năm 2002, nhưng về sau Công ty đã không kiên trì theo đuổi được. Ý tưởng phát triển sản xuất kinh doanh của DMC thường bị hạn chế về nguồn lực tài chính. Nguồn tài chính lớn nhất là phần chia lãi hàng năm của liên doanh ADF-Việt Nam/MI-Việt Nam (hàng chục tỷ đồng/năm) lại không được để lại cho DMC (Tổng công ty thu từ 80-100%). Tuy nhiên, trong lịch sử phát triển của mình, DMC cũng đã đầu tư hàng chục tỷ đồng trên cơ sở lợi nhuận tích tụ hàng năm để xây dựng cơ sở vật chất kỹ thuật. Đây có thể coi là một con số rất đáng kể đối với một công ty có điểm xuất phát thấp.

- Sản xuất hóa phẩm thay thế nhập khẩu, tiến tới xuất khẩu

Kế thừa và dựa trên những kết quả nghiên cứu của các đề tài thuộc Chương trình Nhà nước (1981-1985) và Chương trình 22A (1986-1990) của Viện Dầu khí Việt Nam do tiến sĩ Tạ Đình Vinh chủ trì, DMC đã tổ chức sản xuất các hoá phẩm khoan phục vụ khoan khai thác dầu khí (giai đoạn đầu chủ yếu tập trung sản xuất barit API và bentonit API, hai sản phẩm chiếm trên 80% khối lượng các hoá phẩm dùng để pha chế dung dịch khoan) để thay thế cho sản phẩm nhập ngoại. Từ việc cung cấp 500 tấn barit đầu tiên cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro năm 1991, DMC đã tiến dần từng bước đến việc cung cấp toàn bộ nhu cầu về barit cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và tất cả các công ty dầu khí nước ngoài hoạt động ở thềm lục địa Việt Nam. Nhờ áp dụng những giải pháp công nghệ tiên tiến (trong đó có việc sử dụng phụ gia để hoàn thiện tính chất lưu biến của bột barit khi tăng tỷ trọng của dung dịch khoan lên lớn hơn 2 g/cm^3), bột barit của DMC đã có sự khác biệt rất lớn so với các nguồn barit nhập ngoại, khẳng định được một thương hiệu có tầm cỡ thế giới. Do vậy, kể từ chuyến hàng xuất khẩu 2.000 tấn barit đầu tiên ngày 7-3-1997 cho Công ty Baroid-Halliburton của Inđônêxia, lượng barit xuất khẩu ngày càng tăng. Thương hiệu "Barite DMC" đã phủ kín khu vực châu Á - Thái Bình Dương (Ôxtrâylia, Niu Dilân, Malaixia, Inđônêxia, Xingapo, Philippin, Brunây, Hàn Quốc, Nga, Nhật Bản, Thái Lan, Băngladét,...); Trung Đông (Irắc); Trung Mỹ (Triniđát - Tôbagô); Nam Mỹ (Vênêzuêla, Mêhicô); Bắc Mỹ (Mỹ);... Bên cạnh đó, DMC đã nghiên cứu,

đưa vào sản xuất thành công bentonit API từ nguồn sét montmorilonit kiềm thổ (chứa Ca, Mg) thay thế hoàn toàn cho bentonit nhập ngoại. "Bentonite DMC" đã trở thành một thương hiệu quen thuộc đối với các nhà thầu dầu khí hoạt động ở Việt Nam. Điều đó đã cho phép DMC xuất khẩu sản phẩm này ra thị trường thế giới (Hàn Quốc, Xingapo, Irắc,...).

Ngoài hai sản phẩm chính kể trên, DMC đã tự sản xuất và hợp tác sản xuất trên 20 loại sản phẩm khác nhau (bentonit cọc nhồi CN, bentonit khoan đúc, bentonit xử lý chất độc da cam BT1, $CaCl_2$ > 94%, mica (C-M-F), $CaCO_3$ (C-M-F), feldspar, dolomit, pyrophylit, silicaflour, DMC-lub, DMC-biosafe, xi măng G, xi măng bền sulfat, xi măng chịu nhiệt độ cao, xi măng nhẹ, biopolyme xanthangum, galka, metka...).

Trong số các sản phẩm này, nhiều sản phẩm đã được xuất khẩu ra thị trường nước ngoài ($CaCl_2$, mica, silicaflour). Những sản phẩm của DMC đã được sử dụng rộng rãi trong ngành xây dựng (xử lý móng các nhà cao tầng, cầu vượt sông, cầu vượt trong thành phố, đê, đập thuỷ điện, thuỷ lợi,...) thay thế cho sản phẩm nhập ngoại.

Trong Chương trình đổi dầu lấy lương thực (Oil for Food) của Liên hợp quốc ở Irắc, DMC đã đấu thầu thành công nhiều hợp đồng cung cấp các hoá phẩm khoan cho Công ty Dầu phía Bắc và Công ty Dầu phía Nam Irắc, với giá trị hàng chục triệu euro, kể từ Phase 8. DMC là đơn vị dịch vụ duy nhất của Petrovietnam trúng thầu các dịch vụ kỹ thuật tại Irắc. Sản phẩm và chất lượng dịch vụ của DMC đã gây được tiếng vang đối với các công ty dầu khí Irắc, khiến cho DMC mặc nhiên được hưởng sự ưu tiên của Bộ Dầu Irắc mua 2 triệu thùng dầu thô "Basrah ligh" theo chương trình "Oil for Food" của Liên hợp quốc (tháng 1-2002). Doanh thu từ hoạt động xuất khẩu có thời kỳ đã chiếm tới trên 50% tổng doanh thu hoạt động của DMC.

- Xây dựng đội ngũ cán bộ, công nhân kỹ thuật

Hàng năm, DMC lập kế hoạch cử hàng trăm lượt người đi đào tạo và tái đào tạo ở cả trong nước và nước ngoài, nhằm nâng cao trình độ cho các cán bộ quản lý điều hành, cán bộ khoa học, công nhân kỹ thuật và những cán bộ lãnh đạo chủ chốt của công ty. Chỉ tính riêng năm 1998, tổng số tiền chi phí cho đào tạo đã lên tới trên 74 nghìn USD và 660 triệu VNĐ. Năm 1999, chi phí trên 63 nghìn USD và 518 triệu VNĐ cho việc đào tạo hàng trăm lượt người, bao gồm nhiều lĩnh vực đào tạo khác nhau.

Khi thành lập, năm 1990, DMC chỉ có 63 cán bộ, công nhân viên, trong đó chỉ vẻn vẹn có trên 10 cử nhân, cán bộ quản lý, khoa học - kỹ thuật chuyên ngành sản

xuất, kinh doanh hoá phẩm dầu khí còn quá mỏng, nhưng đến ngày 31-12-2000, đội ngũ cán bộ khoa học - kỹ thuật ở DMC đã có 4 tiến sĩ, 3 thạc sĩ, 160 kỹ sư, cử nhân, cao đẳng và hàng trăm công nhân kỹ thuật lành nghề. Lực lượng này có đủ khả năng thích ứng với những yêu cầu phát triển ngày càng cao của công ty, bảo đảm chắc chắn cho việc thực hiện các kế hoạch sản xuất - kinh doanh, với năng suất cao và chất lượng ổn định theo tiêu chuẩn quốc tế.

- Liên doanh sản xuất, cung cấp hóa phẩm và dung dịch khoan

+ Liên doanh ADF/DMC và MI/DMC:

Sau nhiều vòng đàm phán với phía đối tác nước ngoài, Công ty Anchor Drilling Fluids A/S Nauy (ADF A/S), ngày 9-5-1991, tại trụ sở của Công ty ở 29A2 Láng Hạ (sau đổi là 97 Láng Hạ - Hà Nội), Giám đốc Công ty, tiến sĩ Tạ Đình Vinh đã ký kết bản Hợp đồng và Điều lệ liên doanh với Phó Chủ tịch Công ty ADF A/S Fin Boe, đặt cơ sở cho việc thành lập Công ty Liên doanh Dung dịch khoan ADF - Việt Nam, với vốn pháp định ban đầu 800.000 USD, theo tỷ lệ góp vốn là 50/50. Đây là một bước đột phá quan trọng trong lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật dầu khí, là liên doanh đầu tiên của Petrovietnam với công ty của một nước phương Tây. Ngày 12-8-1991, Công ty Liên doanh ADF - Việt Nam được thành lập theo Giấy phép đầu tư số 224/GP của Ủy ban Nhà nước về Hợp tác và Đầu tư. Chỉ sau hơn hai tháng kể từ khi thành lập, dưới sự lãnh đạo của Giám đốc Công ty, tiến sĩ Tạ Đình Vinh và Giám đốc điều hành (Operation Manager), ông Arvid Brauti (quốc tịch Nauy), Công ty Liên doanh ADF - Việt Nam đã dần dần xâm nhập có hiệu quả vào thị trường dung dịch khoan Việt Nam, từng bước trở thành một công ty có sức cạnh tranh cao và uy tín lớn trên thị trường dầu khí Việt Nam. Năm 1996, Công ty Liên doanh ADF - Việt Nam đã chuyển thành MI - Việt Nam (sau sự kiện sáp nhập của ADF với MI) với tổng số vốn đầu tư đăng ký là 939.106,00 USD (tỷ lệ góp vốn DMC 50%; MI 50%). Trải qua gần 20 năm hoạt động, Công ty Liên doanh ADF - Việt Nam/MI - Việt Nam, đã giành được nhiều hợp đồng cung cấp dịch vụ kỹ thuật dung dịch khoan cho hàng trăm giếng khoan dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam, đạt doanh thu hàng trăm triệu đôla Mỹ, chia lợi nhuận hàng năm cho DMC hàng triệu đôla Mỹ. Sự thành công của Công ty Liên doanh MI - Việt Nam không chỉ dừng ở những con số mà quan trọng hơn là đã có những ảnh hưởng tích cực đến hoạt động sản xuất - kinh doanh của DMC. Trong nhiều năm qua, Công ty Liên doanh MI - Việt Nam luôn là nhà cung cấp lớn nhất ở thị trường dung dịch khoan dầu khí trong nước. Đồng thời, Công ty liên doanh MI - Việt Nam là cầu nối của DMC với thị trường khu vực và thế giới. Công ty Liên

doanh MI - Việt Nam đã giúp DMC đào tạo nhiều kỹ sư dung dịch khoan và cán bộ quản lý, trong số này có nhiều người đã trở thành những cán bộ lãnh đạo các phòng, ban thuộc Tổng công ty/Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và các công ty thành viên. Công ty Liên doanh MI - Việt Nam cũng góp phần vào việc chuyển giao cho DMC các công nghệ dung dịch khoan dầu khí tiên tiến.

+ Công ty Liên doanh Barit Tuyên Quang - DMC

Ở trong nước, DMC chủ động đề xuất với tỉnh Tuyên Quang thành lập Công ty Liên doanh Barit Tuyên Quang - DMC. Hợp đồng liên doanh được ký kết ngày 26-3-1995 giữa Công ty Barit Tuyên Quang và DMC với tỷ lệ vốn đóng góp 50:50, để khai thác, chế biến quặng barit. Ngoài lợi ích kinh tế, công ty liên doanh này còn có ý nghĩa rất lớn về mặt xã hội, góp phần phát triển kinh tế địa phương và giới thiệu được sản phẩm của địa phương vào thị trường dầu khí trong và ngoài nước. Công ty Liên doanh Barit Tuyên Quang - DMC có thể xem là liên doanh đầu tiên của Petrovietnam với một tỉnh. Đây cũng là một liên doanh hoạt động có hiệu quả. Song, đến tháng 8-2005, sau 10 năm hoạt động liên doanh đã phải chấm dứt hoạt động do phía tỉnh Tuyên Quang không muốn tiếp tục liên doanh.

- Hoạt động nghiên cứu và triển khai

• Đầu tư nghiên cứu khoa học - công nghệ:

Có thể khẳng định, DMC được hình thành đúng lúc và trong một thời gian dài đã phát triển trong sự năng động, trở thành một thương hiệu có tên tuổi trong lĩnh vực dung dịch khoan trong nước, khu vực và thế giới. Căn nguyên của sự phát triển là sự định hướng đúng đắn, đầu tư đúng hướng và tiết kiệm, chú trọng công tác nghiên cứu phát triển, sớm xây dựng hệ thống quản lý theo tiêu chuẩn quốc tế (ISO 9002), quản lý tốt hoạt động của các công ty liên doanh với nước ngoài và trong nước, coi trọng việc xây dựng và phát triển vốn tài sản trí tuệ (con người và công nghệ), chú trọng chăm lo đời sống vật chất và tinh thần của cán bộ công nhân viên, đề cao giá trị văn hoá thương mại của công ty. Lịch sử xây dựng và phát triển của DMC ghi đậm dấu ấn của người Giám đốc Công ty đầu tiên, tiến sĩ Tạ Đình Vinh (Giám đốc Công ty từ ngày 8-3-1990 đến tháng 1-2003), với vai trò người chèo lái, nhìn xa trông rộng, có công xây dựng đội ngũ cán bộ, đứng mũi chịu sào từ khâu đề xuất ý tưởng, giải pháp công nghệ đến việc tổ chức thực hiện và phát triển các sản phẩm, dịch vụ của DMC ra thị trường trong nước và thế giới.

Sở dĩ DMC đạt được nhiều thành tích ấn tượng trong lĩnh vực cung cấp dịch vụ dung dịch khoan và hóa phẩm dầu khí không những cho các công ty dầu

Phân tích dung dịch khoan từ phòng thí nghiệm của DMC

khí hoạt động tại Việt Nam mà còn xuất khẩu ra nước ngoài, tạo được thương hiệu có uy tín trên thị trường quốc tế, là nhờ đã đầu tư một cách liên tục vào lĩnh vực nghiên cứu và phát triển (R&D), nhằm tạo ra sản phẩm mới và dịch vụ kỹ thuật mới, đưa ra nhiều sáng kiến, sáng chế, cải tiến kỹ thuật, hợp lý hoá sản xuất, áp dụng tiến bộ khoa học và công nghệ vào thực tiễn sản xuất. Có thể tóm lược một số kết quả đạt được như sau:

+ Công nghệ sản xuất bentonit API từ nguồn sét bentonit kiềm thổ được xem là một trong số những thành tựu có ý nghĩa thực tiễn lớn của ngành hóa học Việt Nam. Từ việc tìm ra công nghệ sản xuất bentonit API, DMC có thể tạo ra nhiều sản phẩm bentonit dùng trong công nghiệp xây dựng, thuỷ lợi, luyện kim, xử lý môi trường…

+ Sáng kiến nâng cao tính chất lưu biến của barit trên cơ sở đưa thêm polyme vô cơ vào đã tạo ra một bước chuyển về chất của barit Việt Nam, tạo ra sự khác biệt lớn, làm cho sản phẩm đạt được cả hai tiêu chuẩn quốc tế của API và Phillips Petroleum.

+ Đề xuất công nghệ sản xuất chất bôi trơn (DMC-lub), chất diệt khuẩn (DMC-biosafe) sử dụng cho dung dịch khoan dầu khí từ các chế phẩm trong nước đã tạo ra sản phẩm hàng hoá có tính cạnh tranh cao trên thị trường.

+ Sản phẩm silica flour-DMC được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và các công ty, nhà thầu nước ngoài chấp nhận đưa vào sử dụng rộng rãi để nâng cao chất lượng vật liệu trám xi măng từ năm 1998 và trong những năm tiếp theo, đồng thời đã được xuất khẩu ra thị trường dầu khí nước ngoài.

+ Nghiên cứu áp dụng hệ dung dịch Polyme PHPA-KCL-Glycol cho giếng khoan ngang đầu tiên ở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (GK-815) và lần đầu

tiên, đã cung cấp trọn gói các hoá chất cần thiết để pha chế dung dịch khoan cho một giếng khoan ngang của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đi kèm với các giải pháp kỹ thuật như thiết kế hệ dung dịch và xử lý dung dịch trong quá trình khoan.

+ Nghiên cứu hoàn thiện quy trình công nghệ sản xuất polyme sinh học xanthangum (DMC-biopolyme) chất lượng cao từ rỉ đường (Đề tài 3162/DK-KH). DMC đã phối hợp với Trung tâm Khoa học tự nhiên và Công nghệ quốc gia (sau này là Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam) và Sở Công nghiệp tỉnh Quảng Ngãi nghiên cứu sản xuất thử thành công 3 tấn polyme sinh học từ rỉ đường. Sản phẩm đã được thử nghiệm thành công ở giếng khoan 109 giàn MSP-1 mỏ Rồng. Đây là một sản phẩm mới có giá trị thương mại cao, có ý nghĩa quan trọng đối với công nghệ khoan khai thác dầu khí ở nước ngoài. Do nhiều nguyên nhân, dự án sản xuất lớn mặc dù đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chấp thuận (năm 2002) nhưng không triển khai được.

+ Nghiên cứu sản xuất xi măng nhẹ bền nhiệt (120-160°C) (Đề tài 5887 DK-KH). Sau đó, xi măng bền nhiệt trên cơ sở xi măng G và silicaflour đã được sử dụng rộng rãi trong thực tế.

+ Đề xuất công nghệ chế tạo chất hấp phụ H_2S là DMC-HS (sản phẩm mới trên cơ sở dẫn xuất của triazin), có khả năng trung hoà H_2S trong pha dầu - khí - nước với dải hàm lượng rộng của H_2S, từ vài vạn cho đến hàng trăm ppm xuống đến 4-5 ppm.

+ Nghiên cứu tạo ra hàng loạt sản phẩm trên cơ sở bentonit như sét bentonit làm khuôn đúc, sét bentonit xử lý chất độc cọc nhồi, sét bentonit xử lý chất độc da cam BT1, cung cấp rộng rãi trên thị trường trong nước phục vụ công nghệ luyện kim, xây dựng, v.v..

+ Nghiên cứu chế tạo dung dịch khoan dầu tổng hợp cho tầng móng của mỏ Bạch Hổ (đã hoàn thành báo cáo gửi Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đề nghị cho thử nghiệm). Nghiên cứu này gắn liền với đặc điểm địa chất của tầng móng mỏ Bạch Hổ, có ý nghĩa khoa học và thực tiễn, song tiếc rằng vì nhiều điều kiện khách quan đã chậm được đưa vào sử dụng.

+ Nghiên cứu phương pháp phức hợp vi sinh - hoá lý để tăng cường thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ. Đây chỉ là đề tài cấp ngành (do tiến sĩ Tạ Đình Vinh chủ trì đã được nghiệm thu vào năm 2002) nhưng những kết quả của đề tài đã được hội đồng nghiệm thu đánh giá cao; những năm 2007-2008, công nghệ này đã được áp

dụng thành công ở giếng khoan bơm ép 74 và các giếng khai thác 705 và 117, tầng Miocen hạ mỏ Bạch Hổ. Kết quả cho thấy, công nghệ này đã làm tăng thêm 3.550 tấn dầu ở các giếng khai thác. Có thể nói DMC là công ty mở đường cho lĩnh vực nghiên cứu áp dụng công nghệ này ở Việt Nam.

• *Hợp tác nghiên cứu khoa học và công nghệ*

Để nâng cao chất lượng dịch vụ giếng khoan, DMC đã tiến hành nhiều công trình hợp tác với các đối tác trong nước cũng như ngoài nước để áp dụng tiến bộ khoa học và công nghệ vào thực tiễn sản xuất. Một số thành công tiêu biểu:

+ Hợp tác với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro xử lý vùng cận đáy giếng khoan bằng hỗn hợp tạo khí nitơ XP-1, XP-2. Giải pháp công nghệ mới gồm một tổ hợp phương pháp sử dụng hoá chất để xử lý vùng đáy giếng. Sau giai đoạn thử nghiệm công nghiệp đã được chính thức áp dụng rộng rãi; lượng dầu khai thác trung bình đã tăng 46 tấn/ngày đêm cho một giếng khoan. Công nghệ này được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro áp dụng hiệu quả từ năm 1994 và trở thành một công nghệ được áp dụng rộng rãi với tên gọi "Xử lý vùng cận đáy giếng khoan bằng hoá phẩm DMC".

+ Hợp tác với Viện Nghiên cứu Hạt nhân Đà Lạt và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro áp dụng thành công kỹ thuật đánh dấu đồng vị phóng xạ để xác định khoảng tiếp nhận nước của các giếng bơm ép 914, 905. Kỹ thuật đánh dấu đồng vị phóng xạ đã được ứng dụng ở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để khảo sát sự ngập nước của các giếng khai thác và hướng di chuyển của nước bơm ép. Tiếc rằng, sau này DMC đã thiếu những điều kiện để có thể tiếp tục hợp tác với Viện Nghiên cứu Hạt nhân Đà Lạt phát triển các công nghệ này. Viện Nghiên cứu Hạt nhân Đà Lạt từ sau năm 2003 đã độc lập phát triển kỹ thuật đánh dấu đồng vị phóng xạ trong khoan khai thác dầu khí ở các vùng mỏ thuộc các Cửu Long JOC, Hoàn Vũ JOC và xuất khẩu kỹ thuật này sang các nước Trung Đông.

+ Hợp tác với Viện Vật liệu xây dựng (Bộ Xây dựng) nghiên cứu sản xuất xi măng giếng khoan dầu khí Class G. Sản phẩm đã được các công ty nước ngoài, như BJ, Schlumberger, Lloyd's, Anzoil đánh giá cao, thoả mãn các chỉ tiêu của tiêu chuẩn API. Hàng trăm tấn xi măng giếng khoan dầu khí Class G đã được công ty BJ, Schlumberger dùng để trám 2 giếng khoan của Anzoil tại Thái Bình. Hỗn hợp xi măng dầu khí Class G DMC-VLXD và Silica-DMC đã được thử nghiệm thành công tại giếng khoan 75 của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Hàng nghìn tấn

xi măng giếng khoan dầu khí Class G do DMC sản xuất đã được sử dụng để trám các giếng khoan của các công ty dầu khí nước ngoài ở thềm lục địa Việt Nam. DMC đã ký hợp đồng uỷ thác cho BJ độc quyền phân phối sản phẩm xi măng giếng khoan dầu khí Class G.

+ Hợp tác với Viện Hoá dầu Tomsk (Liên bang Nga) và Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro thử nghiệm thành công công nghệ tạo gel vô cơ galka để điều chỉnh mặt tiếp nhận nước của giếng bơm ép 202 mỏ Bạch Hổ. Thử nghiệm công nghệ tạo gel galka, metka để hạn chế mức độ ngập nước ở tầng móng các giếng khai thác 902, 904 mỏ Bạch Hổ. Tiếp theo, việc hợp tác với Viện Hoá dầu Tomsk nghiên cứu công nghệ tăng cường thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ bằng phương pháp phức hợp vi sinh - hoá lý (2000-2002) đã tạo cơ sở cho các dịch vụ tăng cường thu hồi dầu ký kết với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong những năm sau này.

7. Chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu từ dịch vụ dầu khí và từng bước xuất khẩu dịch vụ dầu khí ra nước ngoài

Với sự gia tăng đáng kể các hoạt động dầu khí từ cuối năm 2000, mở ra cơ hội phát triển to lớn cho ngành công nghiệp dịch vụ dầu khí, tại hội nghị dịch vụ dầu khí toàn ngành cuối năm 2000, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam công bố chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu dịch vụ và từng bước xuất khẩu dịch vụ ra nước ngoài. Mục tiêu đặt ra cho giai đoạn đến năm 2020 là "Phát triển công tác tài chính, thương mại và dịch vụ dầu khí…, bảo đảm cung cấp 60-70% dịch vụ cho nhu cầu công nghiệp dầu khí... Từng bước phát triển hoạt động ra nước ngoài cả về thăm dò, khai thác, dịch vụ và thương mại"[1].

Để cụ thể hóa việc thực hiện mục tiêu tăng nhanh tỷ trọng dịch vụ và sớm đưa hoạt động dịch vụ ra nước ngoài, chủ động tham gia tiến trình hội nhập quốc tế, bên cạnh việc phát huy các dịch vụ truyền thống đã có từ những năm trước và đã phát triển đến mức cao như dịch vụ căn cứ, dịch vụ cung ứng vật tư, thiết bị, nhân lực, dịch vụ sinh hoạt tổng hợp v.v., Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam đã tập trung đầu tư vào các lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật mới, có hàm lượng công nghệ cao, phức tạp và cho tỷ trọng thu dịch vụ lớn như dịch vụ tàu chuyên dụng, dịch vụ FSO/FPSO, dịch vụ chế tạo lắp ráp và xây lắp công trình dầu khí biển, dịch vụ khoan và dịch vụ giếng khoan.

1. Bài phát biểu của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong Lễ kỷ niệm 25 năm ngày thành lập ngành Dầu khí (3/9/1975 - 3/9/2000), tr. 9.

7.1. Đầu tư phát triển đội tàu dịch vụ chuyên dụng

Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC) là đơn vị đảm nhận nhiệm vụ xây dựng và khai thác đội tàu dịch vụ chuyên dụng. PTSC kế thừa đội tàu dịch vụ của Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí gồm 4 tàu yểm trợ, trực công trình: DK101, DK104, DK105, DK106 và một tàu dịch vụ đa chức năng Mimosa. Thực hiện chủ trương của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, PTSC đã năng động, quyết liệt tạo nguồn vốn, tìm kiếm thị trường, từng bước hình thành đội tàu dịch vụ chuyên dụng hiện đại. Các con tàu dịch vụ đa chức năng hiện đại lần lượt được đầu tư như tàu Sapa, tàu Thanh Long, tàu An Bang, tàu An Phong, tàu Phong Lan… Đây là những con tàu dịch vụ lớn thực hiện các thao tác đặc thù không thể thiếu trong hoạt động khoan và khai thác dầu khí biển như kéo, thả neo, vận chuyển vật tư hóa phẩm khoan dầu khí, cứu hộ, cứu nạn và chống cháy, v.v.. Những năm sau, yêu cầu về kỹ thuật và an toàn đối với tàu dịch vụ dầu khí ngày một nâng cao, PTSC đã đưa ra quyết định đi ngay vào hiện đại. Ngoài việc cải tạo, nâng cấp và hiện đại hóa các con tàu đã đầu tư trước đây, PTSC đã quyết định mua thêm những con tàu hiện đại định vị động học: tàu DP1 Phong Nha, tàu DP2 Bình Minh, tàu DP1 PTSC Vũng Tàu. Theo hướng đa dạng hóa các hoạt động dịch vụ tàu chuyên dụng dầu khí, PTSC đã đầu tư tàu chống cháy Hoa Mai 93, tàu vận chuyển sản phẩm khí LPG; tàu Việt Gas, tàu Hồng Hà Gas, tàu Cửu Long Gas.

Tàu dịch vụ dầu khí làm việc trên biển

Bên cạnh việc đầu tư cơ sở vật chất kỹ thuật, PTSC rất chú trọng đến công tác an toàn và kỹ thuật hàng hải, tuân thủ nghiêm ngặt Bộ luật Hàng hải Việt Nam, các bộ luật, công ước, quy ước quốc tế như ISM Code, Solas, Loadline,

Colreg, Stcw, Tonnage, Marpol, Sua, Isps, v.v.. Đây là những yếu tố quan trọng góp phần làm nên uy tín thương hiệu đội tàu dịch vụ PTSC.

Con người là yếu tố quan trọng hàng đầu, đội ngũ thuyền viên của PTSC được tuyển chọn kỹ càng, thường xuyên được huấn luyện, đào tạo cả ở trong và ngoài nước. Từ thực tế hoạt động, đội tàu của PTSC đã đào tạo được những thuyền trưởng, máy trưởng, đội ngũ chỉ huy thuyền viên tàu dịch vụ đa năng hiện đại thay thế cho nhân lực phải thuê nước ngoài trước đây. Nhiều người trong số họ trưởng thành nhanh chóng, sau này được bổ nhiệm giữ nhiều chức vụ cao trong bộ máy PTSC và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (nay là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam).

Dịch vụ tàu chuyên dụng là loại hình dịch vụ thứ hai PTSC chiếm lĩnh gần như 100% thị phần trong nước bằng đội tàu của mình và tàu thuê của các đối tác nước ngoài. Tàu DP2 Bình Minh là con tàu đầu tiên đưa dịch vụ dầu khí ra hoạt động ở nước ngoài với một hợp đồng dài hạn tại Thái Lan. Ngoài ra, đội tàu hiện đại của PTSC còn là lực lượng chủ lực tham gia tích cực vào các chiến dịch cứu hộ, cứu nạn trên biển, tham gia các nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền lãnh thổ quốc gia.

Hiệu quả hoạt động của đội tàu dịch vụ chuyên dụng của PTSC không những đóng góp đáng kể vào việc thực hiện chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu dịch vụ và từng bước xuất khẩu dịch vụ ra nước ngoài, mà còn đặt nền móng cho việc phát triển các lĩnh vực đầy tiềm năng khác như dịch vụ FSO/FPSO, dịch vụ khảo sát và xây dựng các công trình dầu khí biển, v.v.. Thành tựu vẻ vang của đội tàu dịch vụ PTSC gắn liền với công sức của tập thể lao động Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí nói chung, Xí nghiệp Tàu dịch vụ PTSC (sau này là Công ty Tàu dịch vụ PTSC) nói riêng và những đóng góp to lớn của các thế hệ giám đốc công ty giai đoạn 1990-2006, các ông Nguyễn Quang Thường, Nguyễn Quốc Tuấn, Thái Quốc Hiệp.

7.2. Đầu tư tàu chứa/sơ chế dầu thô FSO/FPSO

Dịch vụ tàu chứa/sơ chế dầu thô FSO/FPSO là loại hình dịch vụ chuyên dụng không những có doanh thu dịch vụ cao mà còn cho phép làm chủ một công đoạn quan trọng trong công nghệ khai thác dầu khí biển. Tuy nhiên đây là những phương tiện cần vốn đầu tư lớn, đòi hỏi trình độ quản lý và kỹ thuật cao, đặc biệt là yêu cầu vận hành an toàn, vì bất cứ một trục trặc nào trên tàu FSO/FPSO cũng có thể gây ra ngừng khai thác, thiệt hại kinh tế khôn lường. Nhận biết rõ tiềm năng và tính phức tạp của loại hình dịch vụ này, Tổng công ty Dầu

khí Việt Nam giao cho Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí tiến hành các bước chuẩn bị mọi mặt để sớm bắt đầu công tác đầu tư và đưa vào khai thác các con tàu FSO/FPSO.

Năm 2002, hợp đồng cung cấp tàu FPSO cho mỏ Hồng Ngọc do Petronas điều hành, chuẩn bị kết thúc, mở ra cơ hội cho việc đầu tư dịch vụ tàu chứa và sơ chế dầu thô FSO/FPSO cho phía Việt Nam. Quyết định bắt đầu đi vào lĩnh vực dịch vụ phức tạp này bằng giải pháp mua lại tàu Ruby Princess là lựa chọn thích hợp nhất, vì vốn đầu tư bỏ ra không lớn, tàu đang hoạt động tại Việt Nam, điều kiện tiếp quản phương tiện và tiếp tục vận hành thuận lợi. Ông Nguyễn Quốc Tuấn, Giám đốc Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí đã được Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trực tiếp giao nhiệm vụ tổ chức tiếp xúc với chủ tàu, lập phương án đầu tư trình Tổng công ty phê duyệt.

Sau khi triển khai làm việc với các bên hữu quan, một phương án cụ thể đã được PTSC báo cáo. Để giải quyết vấn đề vốn, PTSC đã chủ động làm việc với Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PV Insurance), Công ty Tài chính Dầu khí (PVFC) và đề nghị phương án hợp tác giữa ba công ty của Petrovietnam đầu tư dự án. Vấn đề quản lý và khai thác do PTSC đảm nhận, giai đoạn đầu thuê lại toàn bộ nhân lực trên tàu của chủ tàu cũ để không ảnh hưởng đến an toàn và ổn định khai thác mỏ Hồng Ngọc. Sau đó từng bước sẽ tổ chức đào tạo và thay thế dần nhân lực nước ngoài. Mặc dù có một số trở ngại do có nhiều ý kiến khác nhau ở cơ quan Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, đặc biệt là các ý kiến lo ngại về khả năng vận hành an toàn một phương tiện nổi phức tạp, lại là tàu cũ, mà hệ lụy của nó có thể uy hiếp việc khai thác an toàn mỏ Hồng Ngọc, song được sự ủng hộ mạnh mẽ của lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, cuối cùng phương án của PTSC cũng được thông qua.

Bước tiếp theo là phải thuyết phục nhà điều hành khai thác mỏ Hồng Ngọc là Petronas. Phía bạn đưa ra quan điểm là PTSC chưa từng sở hữu và vận hành tàu FSO/FPSO, quyết định giao ngay tàu dịch vụ FPSO cho PTSC là rất rủi ro. Theo bạn, căn cứ tập quán dầu khí thế giới thì việc chấp nhận một nhà thầu FSO/FPSO chưa từng có kinh nghiệm là không khả thi. Giải pháp do Petronas đưa ra là kéo dài hợp đồng cũ thêm hai, ba năm nữa để Việt Nam có đủ thời gian tiếp cận và chuẩn bị mọi mặt. Vì đã được chuẩn bị kỹ lưỡng từ trước về mặt đầu tư cũng như các giải pháp tiếp quản, quản lý và vận hành an toàn con tàu, phía Việt Nam rất tự tin kiên trì thuyết phục và tỏ rõ quyết tâm triển khai dự án. Sau đó Petronas đã đưa ra giải pháp thỏa hiệp là PTSC liên doanh với một công ty có kinh nghiệm trong

lĩnh vực này của Malaixia để thực hiện dự án. Cuối cùng, lãnh đạo Petrovietnam phải vào cuộc, trao đổi ý kiến trực tiếp với lãnh đạo Petronas mới tranh thủ được sự chấp thuận của bạn.

Ngày 5-5-2003, dưới sự chứng kiến của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Nhậm, lễ ký hợp đồng hợp tác kinh doanh tàu Ruby Princess đã được tiến hành giữa Giám đốc PTSC Nguyễn Quốc Tuấn, Giám đốc PV Insurance Lê Văn Hùng và Giám đốc PVFC Nguyễn Tiến Dũng, mở đầu cho sự ra đời một lĩnh vực dịch vụ đầy tiềm năng, dịch vụ FSO/FPSO.

Để thực hiện việc quản lý, vận hành tàu FPSO Ruby Princess, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định thành lập Xí nghiệp Dịch vụ khai thác (PPS) thuộc PTSC, do ông Phạm Việt Anh làm Giám đốc.

Ngoài việc cung cấp dịch vụ FSO/FPSO, Xí nghiệp Dịch vụ khai thác còn mở rộng hoạt động sang các lĩnh vực dịch vụ vận hành và bảo dưỡng các công trình dầu khí (O&M), dịch vụ kiểm tra khảo sát ngầm bằng Robot (ROV), dịch vụ xây lắp và hiệu chỉnh các công trình khai thác dầu khí.

Tàu chứa và xử lý dầu thô (FPSO) Ruby Princess đã được PTSC tiếp nhận và vận hành an toàn tại mỏ Hồng Ngọc, lô 01, bể Cửu Long, ngoài khơi Việt Nam

Tàu Ruby Princess đã được PTSC tiếp nhận đưa vào hoạt động an toàn từ đầu với hiệu quả kinh tế cao. Từ thành công của tàu Ruby Princess, PTSC đã nhanh chóng nhân lên, đầu tư và hợp tác đầu tư nhiều tàu FSO/FPSO phục vụ các mỏ dầu khí khác, không những đóng góp quan trọng vào việc tăng doanh thu dịch vụ của PTSC và toàn ngành, mà còn khẳng định khả năng tự lực của ngành Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực công nghệ phức tạp này. Ngoài ra, dịch vụ tàu FSO/FPSO của PTSC cũng đóng góp tích cực vào tiến trình vươn ra nước ngoài của ngành dịch vụ dầu khí Việt Nam với dự án hợp tác cung cấp thành công tàu FPSO cho Công ty Talisman (Canađa) tại mỏ PM3, PM3-CAA,...

7.3. Đầu tư phát triển dịch vụ chế tạo và xây lắp các công trình dầu khí biển

Dịch vụ chế tạo và xây lắp các công trình dầu khí biển là một trong những loại hình dịch vụ cho tỷ trọng thu dịch vụ cao nhất. Trong chiến lược tăng tỷ trọng thu từ dịch vụ dầu khí và phát triển dịch vụ ra nước ngoài, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam rất coi trọng loại hình dịch vụ đầy tiềm năng này. Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí lại là địa chỉ tin cậy được giao phó sứ mệnh lịch sử này. PTSC qua các thế hệ giám đốc công ty, ông Nguyễn Quang Thường và sau đó là ông Nguyễn Quốc Tuấn là những người có công đầu trong việc khởi sự và phát triển dịch vụ cơ khí chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển tại Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí.

Dựa trên thế mạnh sẵn có cơ sở hạ tầng là Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu, lại nằm bên cạnh cơ sở xây lắp công trình dầu khí biển của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, thuận lợi cho các khả năng hợp tác, PTSC đã từng bước đầu tư xây dựng cơ sở hạ tầng kỹ thuật cho cơ khí chế tạo và xây lắp. Các công trình hạ tầng kỹ thuật đặc thù như xưởng hàn, xưởng chế tạo, bãi lắp ráp, hệ thống đường trượt để hạ thủy các công trình và hàng loạt trang thiết bị cơ khí, nâng chuyển, v.v. đã được đầu tư với tổng số vốn gần 200 tỷ đồng và trên 3 triệu USD tại phía hạ lưu bãi hàng của Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu.

Công trình đầu tay là khối nhà ở LQ-CPC 99 cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Công trình đã được thực hiện thông qua đấu thầu quốc tế và PTSC đã trúng thầu với một hợp đồng trị giá gần 20 triệu USD. Công trình được triển khai và hoàn thành đúng tiến độ, bảo đảm chất lượng, phục vụ kịp thời cho hoạt động khai thác dầu khí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trên khu vực mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng.

Từ thành công của công trình LQ-CPC 99 thực hiện theo theo hợp đồng với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, dịch vụ cơ khí chế tạo và xây lắp công trình

dầu khí biển của PTSC đã nhanh chóng trưởng thành, liên tiếp giành được các hợp đồng trị giá tới hàng trăm triệu đôla Mỹ như: Khối thượng tầng giàn công nghệ đầu giếng S1 (WHP-S1) mỏ Rạng Đông; Khối thượng tầng giàn công nghệ đầu giếng WHP-A mỏ Sư Tử Đen; lắp đặt đường ống nội mỏ Rạng Đông; v.v.. PTSC còn thực hiện thành công việc chế tạo và lắp đặt một số công trình dầu khí trên bờ như trạm nén khí tăng áp lực cung cấp cho Nhà máy Điện Phú Mỹ, lắp đặt bồn chứa condensat cho Dự án khí Nam Côn Sơn, v.v.. Đặc biệt, PTSC còn có công trình xuất khẩu dịch vụ ra nước ngoài trong lĩnh vực này đó là "khối nhà ở giàn công nghệ trung tâm" cho nhà thầu Talisman (Canađa) ở khu vực mỏ PM3, PM3-CAA,... PTSC cũng đã thực hiện thành công hợp đồng xây lắp công trình biển tại Thái Lan năm 1999, với việc sử dụng tàu cẩu tự hành Trường Sa và tàu cẩu Hoàng Sa của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Lễ hạ thủy khối thượng tầng giàn khoan tại Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu

Bằng việc thực hiện thắng lợi các dự án trên với tổng giá trị lên đến hàng trăm triệu đôla Mỹ, PTSC đã khẳng định được thương hiệu mạnh trong lĩnh vực dịch vụ cơ khí chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển phục vụ các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước. Từ thực tiễn các dự án lớn này, đội ngũ cán bộ và công nhân kỹ thuật của PTSC được rèn luyện, tạo tiền đề vững chắc cho Công ty tiếp tục chinh phục lĩnh vực dịch vụ đầy tiềm năng này. Những hợp đồng chế tạo và xây lắp các công trình dầu khí biển mà PTSC giành được năm sau cao hơn năm trước, có hợp đồng giá trị vài trăm triệu đôla Mỹ cho một dự án.

Những thành công trong lĩnh vực dịch vụ chế tạo và xây lắp các công trình dầu khí biển của PTSC được kiểm định trong thực tiễn là những bước đi vững chắc,

rất đáng tự hào, đóng góp tích cực vào việc thực hiện chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu từ dịch vụ và phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

7.4. Đầu tư các giàn khoan tự nâng hiện đại

Công tác khoan là lĩnh vực chiếm một tỷ trọng chi phí rất cao trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Phát triển hoạt động khoan là một trong những giải pháp hàng đầu nhằm gia tăng tỷ trọng thu dịch vụ. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam coi dịch vụ khoan giếng dầu khí là một trong những hướng tiếp cận quan trọng nhất trong chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu từ dịch vụ. Đồng thời đây cũng là khâu góp phần quan trọng trong tiến trình tự lực của ngành Dầu khí Việt Nam.

Những thành công bước đầu về hoạt động khoan dầu khí biển trong khuôn khổ Liên doanh khoan ODV Vietnam, giữa Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí và Công ty Khoan Oilfield Drilling của Nauy những năm 1990-1993, đã cho chúng ta nhiều bài học quý giá về sự cần thiết đầu tư phát triển lĩnh vực dịch vụ này. Như vậy, dự định đầu tư một giàn khoan tự nâng đã được manh nha rất sớm từ thời GPTS, được Petrovietnam theo đuổi suốt thập kỷ 1990, nhưng phải đến năm 2001 mới có cơ hội thực hiện trên thực tế. Với quyết tâm và sự tự tin rất cao, cuối cùng, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cho ra đời được lĩnh vực dịch vụ quan trọng này. Ngày 26-11-2001, Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PVD) được thành lập trên cơ sở Xí nghiệp Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí biển (PTSC). Ông Đỗ Văn Khạnh, Giám đốc Xí nghiệp Dịch vụ Dầu khí biển PTSC (từng là Phó Tổng Giám đốc Liên doanh khoan ODV Vietnam) được bổ nhiệm làm Giám đốc Công ty.

Vào những lúc cao điểm, bình quân mỗi năm tại Việt Nam có khoảng 40-60 giếng khoan biển, tổng số giàn khoan có lúc lên tới 15 giàn/năm, trong đó phân nửa là giàn tự nâng. Tổng chi phí cho công tác khoan và dịch vụ giếng khoan tới hàng trăm triệu đôla Mỹ mỗi năm, có năm chí phí này tăng đến trên 1 tỷ USD. Trừ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tự túc được một phần công tác khoan, còn lại khối ngoài Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí, các công ty điều hành chung (JOC)), 100% dịch vụ khoan là do các nhà thầu nước ngoài cung cấp. Khoảng vài trăm triệu đến nửa tỷ đôla Mỹ từ dịch vụ cho thuê giàn khoan tại Việt Nam được chuyển ra nước ngoài mỗi năm. Thị trường khoan hầu như bỏ trống. Việc cho phép PVD đầu tư giàn khoan tự nâng đầu tiên trở thành một đòi hỏi thực tế khách quan cấp bách.

Sau khi được thành lập và đi vào hoạt động, ngoài việc tiếp tục thực hiện một số dịch vụ khoan tiếp nhận từ PTSC như cho thuê dụng cụ khoan, sửa chữa dụng cụ khoan, cung cấp vật tư, thiết bị, nhân lực khoan, v.v., nhiệm vụ hàng đầu của PVD là tiến hành dự án đầu tư giàn khoan tự nâng đầu tiên. Báo cáo nghiên cứu khả thi đã được lập nhanh chóng và trình lên các cấp có thẩm quyền phê duyệt, quy định tiến độ hoàn thành đầu tư là năm 2004.

Công tác đấu thầu hoàn tất ở cấp công ty vào nửa đầu năm 2003. PVD báo cáo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam để trình Chính phủ phê duyệt theo quy định. Tuy nhiên, do nhiều lý do khác nhau, dự án không được triển khai theo tiến độ.

Việc đầu tư kéo dài tận năm 2007 mới hoàn thành với chi phí tăng hàng chục triệu đôla Mỹ.

Tuy nhiên, với nỗ lực phi thường của PVD, cuối cùng giàn khoan tự nâng đầu tiên PV Drilling I đã về Việt Nam tháng 3-2007. Vượt lên tất cả mọi chông gai, trở ngại, việc thực hiện có kết quả dự án giàn khoan tự nâng đầu tiên là một thành tựu tuyệt vời, gắn liền với công sức to lớn, sự tận tụy và nhẫn nại của tập thể lãnh đạo PVD mà người chèo lái là Giám đốc Công ty, ông Đỗ Văn Khạnh.

Giàn khoan PV Drilling I tại vị trí làm việc trên biển

Giàn khoan PV Drilling I ra đời đúng thời điểm thị trường cho thuê giàn khoan đang lên, các hợp đồng khoan đã đem về doanh thu hàng chục triệu đôla Mỹ. Hoạt động có hiệu quả của PV Drilling I đã khẳng định tầm nhìn, sự quyết tâm và nhiệt huyết của lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và của PVD.

Trong năm 2008, giàn tự nâng PV Drilling I đã cho hiệu suất hoạt động kỷ lục, trên 99%. Doanh thu từ hoạt động của PV Drilling I đã thay đổi căn bản tỷ trọng thu dịch vụ của PVD. Đồng thời nó cũng tạo điều kiện cho PVD phát triển một loạt dịch vụ kỹ thuật giếng khoan có tiêu chuẩn cao như mud logging, slickline, dịch vụ thiết bị khoan, đầu giếng, v.v. thay thế dần các nhà cung cấp nước ngoài, mang lại doanh thu và tỷ suất lợi nhuận cao.

Từ thành công của PV Drilling I, những năm sau PVD tiếp tục đầu tư các giàn PV Drilling II, PV Drilling III, v.v. đưa PVD trở thành công ty khoan lớn nhất khu vực Đông Nam Á.

7.5. Đầu tư các tàu chuyên chở dầu thô và sản phẩm dầu khí

Việt Nam là nước xuất khẩu dầu thô và nhập khẩu các sản phẩm dầu. Chi phí vận tải dầu thô xuất khẩu, vận chuyển sản phẩm dầu nhập khẩu và phân phối cho các đầu mối kinh doanh xăng dầu bằng đường thủy lên đến hàng trăm triệu đôla Mỹ mỗi năm. Trong khi đó vận tải dầu thô hoàn toàn giao cho nước ngoài, còn vận tải sản phẩm thì các doanh nghiệp trong nước mới bảo đảm được một phần. Khi các nhà máy lọc dầu đi vào hoạt động, sẽ xuất hiện thêm nhu cầu mới cả về chuyên chở dầu thô nhập khẩu lẫn vận chuyển sản phẩm xuất xưởng. Đây không những là lĩnh vực dịch vụ tạo nguồn thu ngoại tệ không nhỏ, mà nó còn bảo đảm cho ngành Dầu khí chủ động điều hành công tác xuất nhập khẩu dầu thô cũng như xuất xưởng sản phẩm của các nhà máy lọc, hóa dầu sau này. Chính vì vậy, chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu từ dịch vụ dầu khí đã dành sự quan tâm thích đáng cho lĩnh vực vận tải dầu thô và sản phẩm dầu khí.

Để thực hiện nhiệm vụ đó, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phải sở hữu một đội tàu chuyên chở dầu thô và sản phẩm xăng dầu đủ mạnh làm công cụ điều hành linh hoạt các hoạt động thương mại và sản xuất - kinh doanh khâu hạ nguồn, lọc - hóa dầu. Trước hết phải tập trung đầu tư ngay một số tàu vận tải dầu thô, nơi thị trường còn đang bỏ ngỏ cho nước ngoài.

Tổng công ty đã tổ chức lập quy hoạch phát triển đội tàu đến năm 2010 với mục tiêu đầu tư 10 con tàu, trong đó chủ yếu là loại tàu Aframax 100.000 DWT, phục vụ nhiệm vụ trước mắt vận chuyển cho thị trường khu vực và Đông Á. Vào

cuối kỳ quy hoạch, tùy thuộc vào tiến độ xây dựng nhà máy lọc dầu số 2 (dự kiến dùng dầu chua Trung Đông) sẽ đầu tư những con tàu loại VLCC 250.000 - 300.000 DWT phục vụ nhập dầu thô cho nhà máy lọc dầu. Bản quy hoạch được trình lên Thủ tướng Chính phủ cùng với Báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư tàu chở dầu thô loại Aframax 100.000 DWT đầu tiên bằng cách mua lại một tàu đang hoạt động, dưới 10 tuổi để tranh thủ tung ra thị trường sớm.

Trong quá trình xem xét của các bộ, ngành trước khi trình Thủ tướng Chính phủ quyết định, đã nảy sinh một tình huống phức tạp là Tổng công ty Công nghiệp Tàu thủy Việt Nam (Vinashin) chính thức đề nghị giao cho họ đóng mới toàn bộ 10 con tàu này trên tinh thần ủng hộ phát triển công nghiệp cơ khí trong nước. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thể hiện sự ủng hộ hoàn toàn quan điểm hỗ trợ công nghiệp trong nước. Tuy nhiên, theo tính toán của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, lĩnh vực chuyên chở dầu thô là lĩnh vực kinh doanh cạnh tranh quốc tế, một vài con tàu đầu tiên nên mua lại tàu đang hoạt động. Nếu mua lại tàu đang hoạt động, thì với vốn đầu tư không quá lớn sẽ thuận lợi cho việc kinh doanh hơn, xét về mặt hiệu quả kinh tế, lấy ngắn nuôi dài. Đồng thời, đầu tư một con tàu đang hoạt động trong lĩnh vực chuyên chở dầu thô, sẵn có thương hiệu trên thương trường quốc tế, sẽ dễ bề thâm nhập vào thị trường hơn. Mặt khác Vinashin cũng cần có thời gian ít nhất là hàng năm để chuẩn bị cho việc bắt tay vào đóng mới lần đầu tiên loại tàu chở dầu thô Aframax 100.000 DWT này. Nếu giao ngay cho Vinashin đóng mới có thể sẽ mất ít nhất 2-3 năm mới có tàu thì sẽ mất cơ hội kinh doanh và tiến trình đi vào lĩnh vực dịch vụ chuyên chở dầu thô của Việt Nam sẽ phải đẩy lùi khoảng 5 năm. Thực tiễn triển khai chậm trễ và vô cùng khó khăn của Vinashin trong các dự án đóng mới tàu FSO cho PTSC, ba tàu chở 100.000 DWT cho Công ty Vận tải Dầu khí (PV Trans) sau này đã minh chứng cho cách đặt vấn đề của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là hoàn toàn hợp lý và có cơ sở khoa học. Lôgíc là như vậy nhưng cũng phải mất nhiều thời gian kiên trì đấu tranh, cuối cùng Vinashin mới chịu chấp nhận giải pháp thỏa hiệp là hai tàu đầu tiên Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được mua lại tàu đang hoạt động, tám tàu còn lại phải giao cho Vinashin đóng mới.

Có phương án được duyệt, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nhanh chóng tổ chức triển khai. Ngày 27-5-2002, Công ty Vận tải Dầu khí (PV Trans), được thành lập. Ông Bùi Thọ Mạnh, Phó Giám đốc Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim) được bổ nhiệm làm Giám đốc Công ty. Công việc đầu tiên và quan trọng nhất là triển khai mua tàu Aframax thứ nhất 100.000 DWT.

Tàu chở dầu của Công ty Vận tải Dầu khí tại cảng biển thành phố Xítnây, Ôxtrâylia

Công tác đấu thầu được thực hiện khẩn trương, con tàu được lựa chọn với giá khoảng 30 triệu USD, giao trong năm 2003. Việc bố trí thuyền bộ, chuẩn bị cho chuyến hàng đầu tiên là những phần việc không đơn giản vì mọi công việc đều mới mẻ. Tập thể lãnh đạo và người lao động PV Trans có quyền tự hào về thành tựu đầu tay vẻ vang này. Một công ty mới được thành lập năm 2002, nhưng chỉ một năm sau, năm 2003, đã hoàn thành việc đầu tư và sở hữu một phương tiện đắt tiền, hiện đại, tàu Aframax 100.000 DWT.

Trong năm hoạt động đầu tiên, để bảo đảm nguồn hàng vận chuyển, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam giao cho Petechim, đơn vị xuất khẩu dầu thô, ký hợp đồng thuê tàu của PV Trans, tạo điều kiện cho PV Trans vừa xây dựng lực lượng vừa khai thác hiệu quả con tàu.

Từ thành công của con tàu đầu tiên, PV Trans đã mua tiếp tàu Aframax 100.000 DWT thứ hai vào năm 2005, chính thức đưa Việt Nam vào danh sách một trong số ít nước xuất khẩu dầu có ngành vận tải dầu thô.

Chiến lược tăng tỷ trọng thu từ dịch vụ dầu khí và từng bước xuất khẩu dịch vụ dầu khí ra nước ngoài do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam hoạch định năm 2000 đã nhanh chóng đi vào thực tiễn xây dựng và phát triển ngành công nghiệp dịch vụ dầu khí, đã tạo ra bước phát triển nhảy vọt, đa dạng hóa các loại hình dịch vụ,

đặc biệt là dịch vụ kỹ thuật dầu khí, mà hạt nhân là các dịch vụ có hàm lượng công nghệ cao và cho tỷ trọng thu dịch vụ lớn. Việc tổ chức thực hiện thắng lợi chiến lược này đã đưa doanh thu hoạt động dịch vụ toàn ngành tăng từ 4,8 nghìn tỷ đồng năm 2001 lên 24,10 nghìn tỷ đồng năm 2006, tương ứng, tỷ lệ thu từ dịch vụ trên doanh thu toàn ngành, tăng từ 8,80% năm 2001 lên 13,38% năm 2006; bước đầu có xuất khẩu dịch vụ ra các nước trong khu vực như Malaixia, Thái Lan; hình thành được những đơn vị làm dịch vụ kỹ thuật dầu khí có tính chuyên nghiệp, có chứng chỉ quốc tế, có cơ sở vật chất hiện đại, đội ngũ lao động có tay nghề cao như Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí, Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, v.v..

8. Thành tựu và những bài học kinh nghiệm

Có thể thấy, lịch sử hình thành, xây dựng và trưởng thành của ngành dịch vụ dầu khí đã trải qua ba giai đoạn phát triển.

Giai đoạn từ khi thành lập Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam từ năm 1975 đến năm 1986, dịch vụ dầu khí chủ yếu hoạt động theo cơ chế kế hoạch hóa tập trung, mang tính chất tự cung, tự cấp. Bước đầu hình thành một số lĩnh vực dịch vụ hoạt động theo cơ chế thị trường ở mức độ hạn chế như dịch vụ căn cứ, dịch vụ bay trực thăng dầu khí, dịch vụ đời sống cho các nhà thầu dầu khí.

Giai đoạn từ năm 1986 đến năm 1989, giai đoạn chuyển tiếp, dịch vụ dầu khí phát triển trong bối cảnh kinh tế đất nước chuyển mạnh từ cơ chế kế hoạch hóa tập trung, bao cấp sang cơ chế thị trường. Trong thời gian đó, các hoạt động dịch vụ cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chủ yếu vẫn theo cơ chế khép kín, bao cấp. Tuy nhiên, càng về sau càng hình thành và phát triển nhiều lĩnh vực dịch vụ hoạt động mang tính chất thị trường, cung cầu được điều chỉnh tương đối hợp lý. Các lĩnh vực dịch vụ phát triển mạnh thời kỳ này là: dịch vụ căn cứ (Căn cứ Phà Rừng, Căn cứ Đà Nẵng, Căn cứ Vũng Tàu); dịch vụ tàu chuyên dụng (PTSC); dịch vụ khoan (ODV Vietnam, GPTS, PSC, DMC,...). Về phạm vi hoạt động dịch vụ dầu khí giai đoạn này chủ yếu hoạt động ở khâu thượng nguồn.

Giai đoạn từ khi thành lập Tổng công ty Dầu khí Việt Nam năm 1990 đến nay, dịch vụ dầu khí chuyển sang hoạt động hoàn toàn theo cơ chế thị trường, cạnh tranh trong nước và quốc tế. Dịch vụ dầu khí đã phát triển vượt bậc trở thành ngành công nghiệp dịch vụ tương đối hoàn chỉnh, hoạt động ở cả khâu thượng nguồn, trung nguồn và hạ nguồn. Ngoài các dịch vụ đã hình thành từ trước như dịch vụ căn cứ, dịch vụ tàu thuyền, dịch vụ sinh hoạt… nhiều lĩnh vực dịch vụ

dầu khí mới đã ra đời và phát triển vượt bậc như dịch vụ FSO/FPSO, dịch vụ chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển, khoan và dịch vụ giếng khoan, dịch vụ vận tải dầu khí…

Nhìn lại quá trình xây dựng và phát triển dịch vụ dầu khí, từ buổi ban đầu trứng nước đến cơ ngơi to lớn của những năm đầu thế kỷ XXI, ngành Dầu khí Việt Nam hoàn toàn có thể tự hào về những thành tựu đạt được trong lĩnh vực dịch vụ đã và đang đóng một vai trò quan trọng hỗ trợ đắc lực cho toàn bộ hoạt động sản xuất - kinh doanh của toàn ngành.

8.1. Các thành tựu về phát triển dịch vụ dầu khí

Quy mô phát triển dịch vụ dầu khí, đặc biệt là dịch vụ kỹ thuật đạt tới mức độ cao, cả bề rộng và bề sâu. Dịch vụ dầu khí phát triển nhanh và đa dạng, có mặt ở hầu hết các khâu, các địa bàn có hoạt động dầu khí, từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn, từ Bắc vào Nam và từng bước vươn ra nước ngoài. Dịch vụ dầu khí Việt Nam có thể cung cấp hầu hết các loại hình dịch vụ cho mọi mặt hoạt động dầu khí. Một số lĩnh vực đã tạo được thế mạnh đáng kể như dịch vụ căn cứ, dịch vụ tàu thuyền, dịch vụ chế tạo và lắp ráp các công trình dầu khí biển. Nhiều lĩnh vực dịch vụ mới có hàm lượng công nghệ cao như FSO/FPSO, dịch vụ chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển, khoan và dịch vụ giếng khoan, dịch vụ vận tải dầu khí…

Tổ chức ngành dịch vụ dầu khí được hoàn chỉnh theo mô hình hiện đại, chuyên nghiệp. Mô hình tổ chức ngành dịch vụ dầu khí được hoàn chỉnh về cơ bản trong thời kỳ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Đã hình thành được một số đơn vị dịch vụ chuyên nghiệp, có uy tín, đạt tiêu chuẩn quốc tế như PTSC, PVD, DMC, v.v. có cơ sở vật chất mạnh, hệ thống quản lý và đội ngũ chuyên môn, kỹ thuật có chứng chỉ quốc tế. Các đơn vị dịch vụ chuyên nghiệp này đã cung cấp được nhiều loại hình dịch vụ kỹ thuật cao mà trước đây phải thuê nước ngoài, đồng thời đã từng bước vươn ra cung cấp dịch vụ dầu khí trong khu vực.

Năng lực cạnh tranh trong nước và quốc tế ngày một nâng cao. Ngành công nghiệp dịch vụ dầu khí từng bước chiếm lĩnh thị trường và đáp ứng ngày càng cao các nhu cầu dịch vụ dầu khí tại Việt Nam. Doanh thu và tỷ trọng thu dịch vụ trên tổng doanh thu toàn ngành tăng liên tục, trung bình 15-20%/năm. Dịch vụ dầu khí Việt Nam đã có thể cạnh tranh bình đẳng với các công ty nước ngoài trong nhiều lĩnh vực, kể cả các lĩnh vực kỹ thuật cao như: dịch vụ FSO/FPSO, dịch vụ chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển, khoan và dịch vụ giếng khoan. Đặc biệt dịch vụ căn cứ và dịch vụ tàu chuyên dụng chiếm 100% thị phần trong nước.

Nhiều dịch vụ khác đang từng bước vươn lên chiếm thị phần ngày một tăng như dịch vụ chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển (PTSC), khoan và dịch vụ giếng khoan (PVD),…

Công tác đầu tư và phát triển có những bước đi bứt phá, đạt hiệu quả cao. Công tác đầu tư phát triển luôn là mối quan tâm hàng đầu của ngành dịch vụ dầu khí, trong đó hiệu quả đầu tư là tiêu chí quan trọng nhất. Một số lĩnh vực thế mạnh đã được chú trọng đầu tư mở rộng, nâng cấp, hiện đại hóa liên tục. Căn cứ dịch vụ dầu khí PTSC Vũng Tàu được đầu tư mở rộng ba lần, trở thành một trong những căn cứ hiện đại lớn nhất Đông Nam Á. Các dự án đầu tư cơ sở vật chất kỹ thuật trị giá hàng chục, hàng trăm triệu đôla Mỹ đã được thực hiện đem lại hiệu quả kinh tế cao như các giàn khoan tự nâng (PVD); các tàu dịch vụ thế hệ mới DP1, DP2 và các tàu FSO/FPSO (PTSC), tàu chuyên chở dầu thô loại Aframax 100.000 DWT (PV Trans)…

8.2. Một số bài học kinh nghiệm

Việc xây dựng chiến lược, quy hoạch dài hạn phát triển ngành dịch vụ dầu khí ngay từ bước đi ban đầu là tiền đề cho sự phát triển thành công và bền vững ngành công nghiệp dịch vụ. Ngay từ ngày đầu làm dịch vụ, trong muôn vàn khó khăn, bỡ ngỡ vì nhiều loại hình dịch vụ còn rất mới mẻ, lần đầu tiên thực hiện ở Việt Nam, nhưng Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí đã hoạch định được một kế hoạch phát triển dài hạn, trong đó xác định định hướng dịch vụ kỹ thuật và địa bàn trọng điểm là khu vực phía Nam. Định hướng này là sợi chỉ xuyên suốt quá trình xây dựng và phát triển của GPTS, rồi PTSC sau này, là tiền đề tạo nên thành công của Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí, đơn vị dịch vụ kỹ thuật hàng đầu của ngành Dầu khí và cả nước. Chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu dịch vụ và từng bước xuất khẩu dịch vụ dầu khí ra nước ngoài do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam hoạch định năm 2000, định hướng phát triển vào các lĩnh vực có hàm lượng công nghệ cao, cho tỷ trọng thu từ dịch vụ lớn đã tạo lên bước nhảy vọt phát triển lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật dầu khí ở các loại hình dịch vụ chuyên ngành như dịch vụ căn cứ, dịch vụ tàu thuyền, dịch vụ chế tạo và lắp ráp các công trình dầu khí biển, dịch vụ FSO/FPSO, khoan và dịch vụ giếng khoan, dịch vụ vận tải dầu khí.

Chất lượng và tính chuyên nghiệp là yếu tố quyết định phát triển dịch vụ dầu khí. Dịch vụ dầu khí Việt Nam, ngay từ những bước đi ban đầu đã phải đối mặt với hội nhập và cạnh tranh quốc tế nên chất lượng và tính chuyên nghiệp là tiêu chí hàng đầu. Các đơn vị làm dịch vụ thực hiện tốt việc này, coi đó là văn hóa doanh nghiệp, đều đã thành công ở những mức độ khác nhau như: Công ty Dịch vụ Kỹ

thuật Dầu khí, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Công ty Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí, Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí, v.v..

Trong khi coi trọng đa dạng hoạt động dịch vụ dầu khí, cần tập trung xây dựng theo hướng chuyên môn hóa, tạo thế mạnh cạnh tranh, tạo dựng thương hiệu riêng trong chiến lược chiếm lĩnh thị trường. Thực tiễn chứng minh rằng, không xác định và tập trung đầu tư chuyên môn hóa thì không thể có thương hiệu và doanh nghiệp không thể phát triển bền vững. Các đơn vị xây dựng được thương hiệu mạnh như PTSC (dịch vụ căn cứ, dịch vụ tàu chuyên dụng, dịch vụ FSO/FPSO, dịch vụ chế tạo và xây lắp công trình dầu khí biển), PVD (khoan, dịch vụ mud logging, slickline, dịch vụ thiết bị khoan, đầu giếng), DMC (barit Việt Nam) đều xác định được và tập trung phát triển những lĩnh vực chuyên sâu có thế mạnh của mình và họ đã thành công.

Quảng bá thương hiệu dịch vụ, coi trọng hợp tác quốc tế. Quảng bá thương hiệu, tăng cường tiếp xúc và hợp tác với các công ty dịch vụ hàng đầu nước ngoài là giải pháp quan trọng trong tiến trình hội nhập khu vực và thế giới của dịch vụ dầu khí Việt Nam. Thành công của các đơn vị như PTSC, PVD, VSP, DMC trong những năm qua có phần đóng góp không nhỏ của sự hợp tác hiệu quả với các đối tác khu vực và quốc tế, là minh chứng thực tiễn của cách tiếp cận này.

Đẩy mạnh công tác đầu tư và phát triển. Không ngừng đầu tư và phát triển, trong đó hiệu quả đầu tư là yếu tố quyết định. Nhờ có sự đầu tư mạnh và hiệu quả mà các đơn vị dịch vụ kỹ thuật hàng đầu của ngành dầu khí như PTSC, PVD, DMC, v.v. đã thiết lập được cơ sở vật chất đủ mạnh, đáp nhu cầu trong nước và bắt đầu vươn ra nước ngoài.

Phát triển nguồn nhân lực. Chất lượng đội ngũ làm dịch vụ là yếu tố quyết định. Song song với việc tăng cường đầu tư cơ sở vật chất, việc tuyển chọn, huấn luyện, đào tạo nguồn nhân lực làm dịch vụ dầu khí luôn được đặt lên hàng đầu. Trong mấy chục năm qua, đội ngũ lao động làm dịch vụ luôn là lực lượng lao động đông đảo nhất của ngành dầu khí, số lượng đã phát triển lên tới hàng nghìn người, trong đó lực lượng có tay nghề cao, có chứng chỉ quốc tế khá đông đảo. Sau này nhiều người trong số họ đã trưởng thành nhanh chóng trở thành nguồn cán bộ kế cận quý báu, bổ sung cho các vị trí lãnh đạo quản lý cấp cao của ngành Dầu khí Việt Nam qua các thời kỳ.

Hơn ba mươi năm xây dựng và phát triển, ngành dịch vụ dầu khí Việt Nam đã khẳng định được vị trí quan trọng của mình trong sự nghiệp phát triển vượt bậc

của ngành công nghiệp dầu khí. Thành công của ngành dịch vụ dầu khí chẳng những đã đóng góp đáng kể về nhiều mặt vào kết quả sản xuất kinh doanh của ngành Dầu khí, đầu tàu kinh tế của cả nước, mà còn tạo ra những tiền đề vật chất kỹ thuật quan trọng góp sức đẩy nhanh tiến trình tự lực của công nghiệp Dầu khí Việt Nam. Tất cả những người tham gia làm dịch vụ dầu khí từ những bước đi chập chững ban đầu cho đến đỉnh cao sau hơn 30 năm xây dựng và trưởng thành đều có quyền tự hào về sự nhiệp phát triển ngành công nghiệp dịch vụ dầu khí Việt Nam.

II. HOẠT ĐỘNG XÂY LẮP DẦU KHÍ

Khi Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được thành lập, Xí nghiệp Liên hiệp Xây lắp dầu khí (được Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt thành lập năm 1983) là đơn vị chủ lực của ngành Dầu khí đảm nhiệm vai trò thực hiện các công trình thiết kế và xây lắp dầu khí bên cạnh Cục Xây lắp dầu khí (nay là Xí nghiệp Xây lắp, khảo sát và Sửa chữa các công trình khai thác dầu khí) của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên Dịch vụ cơ khí Hàng hải thuộc Tổng công ty PTSC.

Trên bước đường trưởng thành theo hướng đặc thù chuyên ngành dầu khí với việc xây lắp các kết cấu cho các giàn khoan biển, Xí nghiệp Liên hiệp Xây lắp Dầu khí đã hoàn thành có chất lượng trên 20 chân đế các giàn khoan cố định và khối nhà ở cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đồng thời hoàn thành trên 10 khối chân đế cho các cụm nhà giàn DK1 trên thềm lục địa phía Nam và quần đảo Trường Sa, góp phần bảo vệ quốc phòng, an ninh vùng biển của Tổ quốc.

Năm 1994, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thực hiện Dự án tổng thể "Thu gom, vận chuyển và chế biến khí mỏ Bạch Hổ". Công trình sớm đưa khí vào bờ (Fast track) đã được Chính phủ phê duyệt và nhà thầu Hyundai đã trúng thầu hợp đồng EPC với tiến độ thi công 12 tháng. Xí nghiệp Liên hiệp Xây lắp Dầu khí được nhà thầu Hyundai chọn làm nhà thầu phụ để xây lắp đoạn đường ống trên bờ từ Long Hải đến Bà Rịa.

Đây là công trình xây dựng đầu tiên ở nước ta theo quy chuẩn quốc tế và cũng là công trình đầu tay về khí đốt của Xí nghiệp Liên hiệp Xây lắp Dầu khí dưới sự giám sát của Hyundai và Cơ quan đăng kiểm quốc tế Lloyd's Register.

Sau 12 tháng, đúng như tiến độ đề ra, dòng khí đầu tiên từ mỏ Bạch Hổ vượt 100 km đường biển và 20 km trên đất liền đã được đưa vào Nhà máy Điện Bà Rịa. Đúng ngày 26-4-1995, ngọn đuốc rực sáng ở Nhà máy Điện Bà Rịa đã làm nức

lòng nhân dân cả nước, tạo niềm hân hoan tự hào về sự đóng góp của chuyên ngành xây dựng dầu khí vào sự kiện lịch sử này.

Ngày 19-9-1995, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định chuyển đổi Xí nghiệp Liên hiệp Xây lắp Dầu khí thành Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí (PVECC) do ông Nguyễn Trọng Nhưng làm Giám đốc. Đây là bước phát triển rất quan trọng, tạo ra sự thay đổi cả về chất lẫn về lượng của ngành xây dựng dầu khí Việt Nam.

Với chức năng và nhiệm vụ mới, Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí được giao nhiệm vụ nhận thầu trọn gói (EPC) công trình "Đường ống dẫn khí Bà Rịa - Phú Mỹ", công suất ban đầu 1 triệu m^3/ngày đêm, về sau mở rộng lên 2 triệu, rồi 3 triệu m^3/ngày đêm.

Đây cũng là công trình đầu tiên Công ty được giao làm tổng thầu hợp đồng EPC (bao gồm thiết kế, cung cấp thiết bị vật tư, xây lắp và chạy thử) với sự giúp đỡ của Công ty tư vấn John Brown và giám sát của cơ quan đăng kiểm quốc tế Lloyd's Register.

Sau 2 năm tích cực và khẩn trương thực hiện, giữa năm 1998 tại Khu công nghiệp Phú Mỹ lại rực sáng lên ngọn đuốc chạy thử công trình trước sự hân hoan của người dân trong vùng và lòng sung sướng tự hào của những cán bộ, công nhân viên PVECC đã tham gia xây lắp công trình này.

Cũng từ đấy, tại Khu công nghiệp Phú Mỹ, nhờ những dòng khí thiên nhiên và đồng hành từ thềm lục địa phía Nam, đã từng bước ra đời hàng loạt các nhà máy điện chạy bằng khí và sau đó là Nhà máy Đạm Phú Mỹ chạy khí đầu tiên được xây dựng và vận hành bằng nguồn khí từ mỏ Bạch Hổ, góp phần to lớn vào việc phát triển kinh tế của đất nước.

Từ thành tựu này, thương hiệu PVECC được nâng cao trên thị trường xây lắp trong và ngoài ngành.

Năm 2003, năm phát triển tốt nhất, Công ty Thiết kế và Xây dựng Dầu khí đã trúng thầu 72 công trình, khởi công 44 công trình (trong đó có 10 công trình ngoài ngành) với tổng sản lượng kế hoạch là 4.100 tỷ đồng.

Để tiếp tục triển khai Dự án tổng thể thu gom, vận chuyển và chế biến khí mỏ Bạch Hổ, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiến hành gọi thầu công trình "Nhà máy xử lý khí Dinh Cố và kho cảng Thị Vải".

Theo kế hoạch ban đầu, đây là một công trình khép kín được giao thầu một gói. Tuy nhiên, sau đó vì một số lý do nhất định, trong đó có lý do muốn tận dụng

khả năng tự làm của lực lượng xây lắp nội địa, lãnh đạo cấp trên và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chủ trương tách gói thầu làm hai gói thầu EPC:

Gói 1 (gọi là gói trong hàng rào) là "Nhà máy chế biến và xử lý khí Dinh Cố": nhà thầu Samsung, Hàn Quốc, trúng tổng thầu EPC.

Gói 2 (ngoài hàng rào) là "Đường ống sản phẩm từ nhà máy ra kho cảng và cụm kho cảng Thị Vải": chỉ định thầu EPC cho PVECC.

Cả hai gói thầu đều phải thực hiện đồng bộ về tiến độ với thời gian 17 tháng. Khi nhà máy đi vào vận hành thì kho cảng cũng phải hoàn thành để tiếp nhận và phân phối sản phẩm; 17 tháng coi như là kế hoạch pháp lệnh.

Một cuộc "chạy đua" không hề cân sức giữa một bên là nhà thầu Samsung rất mạnh về tiềm năng kỹ thuật và kinh nghiệm, lại được xây dựng trên một vùng đồi bằng phẳng thuận lợi, còn phía PVECC phải nhận công trình đầu tư mới mẻ về kỹ thuật, lại phải xây dựng trên địa hình hoang vu, sình lầy, nền đất yếu, tiềm ẩn những rủi ro, phức tạp về địa chất công trình và địa chất thủy văn.

Mặc dù được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tạo mọi điều kiện giúp đỡ và bản thân PVECC cũng bằng nỗ lực của mình, thực hiện mọi biện pháp để đẩy nhanh tiến độ thiết kế và thi công nhằm đạt mục tiêu hoàn thành công trình trong 17 tháng, thế nhưng Công ty đã gặp phải không ít những tình huống khó khăn, bất khả kháng, đặc biệt là những diễn biến phức tạp về địa chất công trình, nền móng. Do chưa có kinh nghiệm về thiết kế nền móng, lại gặp phải khu vực có nền đất yếu, nên tình trạng lún sụt, sự cố kéo dài, việc khắc phục sự cố dẫn tới nhiều phát sinh mới trong quá trình xử lý. Từ đó dẫn tới các diễn biến xấu trong dư luận xã hội, tâm lý cán bộ và cuối cùng các cơ quan điều tra đã vào cuộc. Hàng chục cán bộ chủ chốt từ Ban Giám đốc đến các phòng, ban, các xí nghiệp bị xét hỏi thẩm tra và xử lý. Vào thời điểm đó, với gần 3.000 cán bộ công nhân viên, toàn bộ PVECC như con thuyền chao đảo trong cơn bão tố, phát sinh tâm lý hoài nghi, bi quan, dao động, kéo theo thu nhập giảm sút, đời sống gặp muôn vàn khó khăn.

Trước tình hình nguy ngập đó, việc sớm ổn định tổ chức là một yêu cầu vô cùng cấp bách. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã kịp thời đề ra chủ trương và quyết định đúng đắn, hợp lý, để hỗ trợ vực dậy và củng cố cho Công ty tự lực vươn lên, vượt qua mọi thử thách cam go để tự giải thoát qua cơn khủng hoảng. Ban Tổng Giám đốc mới được thành lập và củng cố. Ngày 17-3-2005, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã phê duyệt Đề án và quyết định chuyển đổi PVECC thành Công ty Cổ phần Xây lắp Dầu khí (PVC).

Chủ trương cổ phần hóa đã như luồng sinh khí mới được truyền tới và tiếp sức cho từng cán bộ công nhân viên để vượt qua mặc cảm về tinh thần, từng bước ổn định, phục hồi và phát triển. Sau gần hai năm thực hiện tiến trình cổ phần hóa, đến đầu năm 2006 về cơ bản công việc đã được hoàn thành với việc Đại hội cổ đông lần thứ nhất bầu ông Bùi Quang Hưng làm Chủ tịch Hội đồng Quản trị và ông Phạm Xuân Diệu làm Tổng Giám đốc và Công ty Cổ phần Xây lắp Dầu khí (PVC) chính thức đi vào hoạt động từ ngày 1-4-2006. Một mô hình quản lý mới: tinh gọn, nhẹ và năng động đã được hình thành, bao gồm cơ chế phối hợp nhịp nhàng giữa Chủ tịch Hội đồng Quản trị và Ban Tổng Giám đốc, 5 phòng ban và 7 đơn vị thành viên.

Năm 2006, năm đầu tiên thực hiện cổ phần hóa, Công ty trúng thầu 28 công trình (9 công trình ngoài ngành) đạt doanh thu 772 tỷ đồng. Thành công bước đầu đã minh chứng chủ trương cổ phần hóa là ưu việt và đúng đắn, đặt nền móng cho những bước phát triển mạnh mẽ về sau.

Ngày 26-10-2007, Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Nghị quyết số 3604/NQ-DKVN phê duyệt Đề án chuyển đổi Công ty Cổ phần Xây lắp Dầu khí thành Tổng công ty Cổ phần Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC). Đây là một bước ngoặt lịch sử đối với chuyên ngành xây lắp dầu khí khi tất cả các đơn vị xây lắp thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã liên kết với nhau thành một doanh nghiệp mạnh nhằm đủ sức cạnh tranh trong môi trường kinh doanh ngày càng phức tạp.

III. HOẠT ĐỘNG KINH DOANH VÀ DỊCH VỤ HỖ TRỢ

1. Nhập khẩu vật tư thiết bị dầu khí

Từ khi Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được thành lập, công tác nhập khẩu thiết bị dầu khí và xuất dầu thô do Petechim (do ông Trần Hữu Lạc làm Tổng Giám đốc) thuộc Bộ Thương mại đảm nhiệm, cho đến khi nhiệm vụ này được chuyển giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (năm 1994). Sự đóng góp của Petechim vào thành công của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là rất quan trọng, đặc biệt là trong thời kỳ mới bắt đầu hoạt động trong cơ chế tập trung, quan liêu, bao cấp của cả nước. Lúc đó cả hai bên, Việt Nam và Liên Xô đều ở trong tình trạng giống nhau, cho nên cơ chế độc quyền ngoại thương đã bộc lộ nhiều khiếm khuyết, ảnh hưởng đến hoạt động thương mại nói chung và cung cấp thiết bị dầu khí nói riêng. Việc giao hàng (chủ yếu từ Liên Xô) không đúng tiến độ, không đúng chủng loại và cơ chế mang tính áp đặt khiến cho công tác đàm phán gặp nhiều khó khăn và

tốn kém thời gian, triệt tiêu tính cạnh tranh trong mua bán, dẫn đến gây bức xúc trong cán bộ của cả hai phía.

Do việc giao hàng không đúng tiến độ nên kế hoạch sản xuất bị chậm trễ. Nhiều cuộc họp ở các cấp để tìm giải pháp khắc phục, kể cả việc cử đoàn sang tận Mátxcơva để đôn đốc việc giao hàng, song hiệu quả vẫn thấp. Do các thiết bị không về kịp tiến độ, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro phải đi "vay" từ các công ty khác, mà cụ thể phải huy động từ Công ty Dầu khí I Thái Bình những thiết bị như thiết bị thử vỉa, thiết bị đo bùn khoan, choòng khoan, ống khoan, v.v.. Những thiết bị đó đã phần nào giúp Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro bổ sung được thiếu thốn trong khi bị chậm trễ trong khâu giao hàng. Điểm đáng chú ý là trong khi sử dụng các thiết bị trên (đều là các thiết bị do các công ty dịch vụ quốc tế cung cấp), Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tạo được năng suất cao, chất lượng tốt rõ rệt. Kết quả này là cơ sở để lãnh đạo hai Phía tham gia Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đưa ra chủ trương và kế hoạch nhập thiết bị, phụ tùng từ nước thứ ba. Một nguyên nhân nữa bức bách trong việc nhập khẩu thiết bị, phụ tùng từ các nước thứ ba là, thực ra trong các thiết bị mà Phía Liên Xô đưa vào góp vốn cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro cũng có những thiết bị, phụ tùng, do các nước khác sản xuất, như cần cẩu nổi Ispolin do Phần Lan sản xuất, giàn khoan tự nâng Ekhabi được đóng ở Phần Lan, nhiều thiết bị, phụ tùng của cần cẩu nổi NPK-547 do Pháp sản xuất. Do đó, Hội đồng Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro quyết định phải giành một khoản ngoại tệ để nhập thiết bị, phụ tùng từ nước thứ ba. Petechim được giao nhiệm vụ trên.

Trong bối cảnh Việt Nam còn bị Mỹ cấm vận, việc nhập khẩu các thiết bị từ nước thứ ba gặp rất nhiều rủi ro. Tuy nhiên với sự chuẩn bị kỹ lưỡng và kinh nghiệm tích lũy được trên thương trường, cán bộ công nhân viên Petechim đã hoàn thành tốt nhiệm vụ, đặc biệt, đã giải tỏa được bức xúc do cơ chế buôn bán một chiều và áp đặt điều kiện của người bán. Trong thời gian từ năm 1986 đến năm 1994, Petechim đã triển khai việc nhập khẩu các thiết bị, công nghệ hiện đại từ nước thứ ba như sau:

- Cần cẩu bánh xích hạng nặng loại Demag (Cộng hòa liên bang Đức) 600 tấn, 300 tấn;

- Đóng mới giàn khoan tự nâng CJ-50 tại Công ty Keppel, Xingapo;

- Đóng mới các tàu dịch vụ đa năng và chuyên dụng như tàu dịch vụ lặn, tàu chống cháy, tàu dịch vụ thả neo;

- Nhập khẩu trang thiết bị cắt gọt kim loại cỡ lớn và các loại xách tay rất tiện dụng cho công tác xây lắp trên bờ và ngoài biển;

- Nhập trang thiết bị thí nghiệm, hóa chất chuyên dụng, v.v..

Việc mở rộng được thị trường đã giúp Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro giải quyết được tiến độ thi công các công trình xây dựng cơ bản và đưa công nghệ mới vào hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác của Xí nghiệp.

Sau năm 1990, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thi công hàng loạt công trình lớn, như giàn nén khí trung tâm mỏ Bạch Hổ, giàn bơm ép vỉa số 1 và số 2, công suất 40.000 m^3/ngày đêm, giàn công nghệ trung tâm mỏ Bạch Hổ. Những công trình trên đã đóng vai trò rất quan trọng giúp Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro hoàn thành nhiệm vụ to lớn của mình trong tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ngày một nhiều hơn cho đất nước. Trong những thành tích lớn lao mà Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đạt được với hai lần được tặng danh hiệu Anh hùng Lao động có phần đóng góp đáng kể của tập thể cán bộ công nhân viên Petechim, đặc biệt là người đứng đầu Công ty, ông Trần Hữu Lạc.

Bên cạnh những thành tích rất đáng khích lệ, công tác xuất nhập khẩu, nhất là nhập khẩu thiết bị kỹ thuật dầu khí, ở giai đoạn này còn bị ảnh hưởng nặng bởi cơ chế tập trung, bao cấp đã để lại nhiều bài học thiết thực cho đội ngũ làm công tác thương mại, đó là:

- Sự xơ cứng, thiếu linh hoạt trong hoạt động thương mại. Khoảng cách giữa sản xuất và thị trường còn xa; trách nhiệm cá nhân và tập thể không rõ ràng, gây lãng phí thời gian, thiệt hại kinh tế.

- Có những thiếu sót do chủ quan gây ra do còn non kém về nghiệp vụ và thiếu thông tin thị trường. Điển hình là vụ mua tàu dầu cũ để cải hoán thành kho nổi chứa dầu xuất của Hãng Sud Marine (Pháp); sau khi hợp đồng ký xong và tiền được chuyển thì Hãng Sud Marine tuyên bố phá sản. Vụ việc buộc Chính phủ Việt Nam phải vào cuộc nhờ Chính phủ Pháp can thiệp mới giải quyết được.

- Khi tổ chức đấu thầu giàn nén khí trung tâm và giàn nén khí nhỏ mỏ Bạch Hổ, do không tính kỹ nhu cầu cấp thiết và nhu cầu lâu dài để có kế hoạch chính xác, nên có sự trùng lặp, gây lãng phí.

- Vụ giàn bơm ép nước 40.000 m^3/ngày đêm, do chưa có kinh nghiệm, có thể đã đưa ra những yêu cầu kỹ thuật quá cao dẫn đến triệt tiêu khả năng cạnh

tranh giữa các công ty nhà thầu làm cho vụ việc phức tạp và cơ quan bảo vệ pháp luật đã vào cuộc.

Theo Quyết định số 506/QĐ-TTg ngày 17-9-1994, Thủ tướng Chính phủ quyết định: "chuyển giao tổ chức, nhiệm vụ xuất nhập khẩu vật tư, thiết bị dầu khí và xuất khẩu dầu thô từ Công ty Xuất khẩu Dầu khí (Petechim) thuộc Bộ Thương mại sang Tổng công ty Dầu khí Việt Nam". Thực hiện quyết định này, ngày 5-10-1994, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã quyết định thành lập Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim) là doanh nghiệp nhà nước theo Nghị định số 388/HĐBT ngày 20-11-1991 của Hội đồng Bộ trưởng ban hành quy chế thành lập và giải thể doanh nghiệp nhà nước; đồng thời xác định các nhiệm vụ chính của công ty là: xuất nhập khẩu dầu thô; xuất nhập khẩu thiết bị, vật tư và sản phẩm dầu khí; dịch vụ cho các nhà thầu dầu khí; giới thiệu và tư vấn các hoạt động thương mại phục vụ hoạt động dầu khí tại Việt Nam; ký các hợp đồng ủy thác bởi các đơn vị trong ngành; được phép liên doanh, liên kết với các công ty và các tổ chức thương mại quốc tế để triển khai các dự án về dầu khí trong và ngoài nước theo ủy quyền của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1].

Việc thành lập Công ty Thương mại Dầu khí và chuyển giao các nhiệm vụ xuất nhập khẩu từ Petechim của Bộ Thương mại về Petechim của Petrovietnam (tức chuyển cả thương hiệu) là một sự kiện rất có ý nghĩa, mở ra thời kỳ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tự tổ chức hoạt động xuất nhập khẩu, đặc biệt là xuất khẩu dầu thô, giảm được các giao dịch trung gian gây tốn kém không cần thiết cũng như tiêu tốn thời gian do cơ chế cũ để lại. Từ ngày 8-4-1994, sau khi Công ty Thương mại Dầu khí (PVTC) được thành lập, và đặc biệt là từ ngày 17-9-1994, thì các hoạt động nhập khẩu vật tư thiết bị dầu khí chủ yếu được các công ty dầu khí thực hiện thông qua ủy thác cho Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim).

2. Xuất khẩu dầu thô

Công tác xuất khẩu dầu thô trước cuối năm 1994

Từ giữa năm 1986 đến năm 1994, công việc xuất dầu thô của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro do Petechim (Bộ Thương mại) đảm nhiệm với sự hỗ trợ và tư vấn của các chuyên gia Liên Xô. Cho đến năm 1997, công thức giá bán được phép là: Giá dầu thô mỏ Bạch Hổ = Giá trung bình dầu thô Minas (được tham chiếu từ nguồn công bố giá APPI - Asian Petroleum Price Index của Hồng Kông

1. Quyết định số 1212/DK-TCNS ngày 5-10-1994 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

tại tuần trước tuần giao hàng và tuần sau đó) + hệ số điều chỉnh được Chính phủ phê duyệt 6 tháng một lần trên cơ sở đàm phán giữa Petechim với khách hàng.

Công tác xuất khẩu dầu thô từ cuối năm 1994

Công tác xuất khẩu dầu thô được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam rất coi trọng vì nó bảo đảm an toàn cho quá trình khai thác liên tục của các mỏ dầu. Từ cuối năm 1994, sau khi được Thủ tướng Chính phủ cho phép tiếp nhận chức năng xuất dầu thô, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định thành lập Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim) và điều động Phó Tổng Giám đốc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro Phạm Hồng Minh làm Giám đốc. Việc xuất dầu thô được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam quản lý rất chặt chẽ thông qua hợp đồng giữa Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và Công ty Thương mại Dầu khí (Petechim); và chịu sự kiểm soát của Hội đồng bán dầu của Tổng công ty.

> Hội đồng bán dầu, ban đầu do Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Nguyễn Thị Ngọc Sương phụ trách, Phòng Thương mại thị trường thực hiện vai trò thường trực, Phòng Tài chính và Công ty Thương mại Dầu khí Petechim là thành viên. Hàng tháng, Hội đồng bán dầu họp và quyết định việc xuất khẩu dầu thô của Petechim.

Thời kỳ 1997-2007, ngoài dầu từ mỏ Bạch Hổ, còn có các nguồn dầu thô từ các mỏ khác như Rạng Đông, Hồng Ngọc, Đại Hùng, v.v.. Petechim vẫn tiếp tục đảm nhận chức năng xuất dầu thô cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và các hợp đồng PSC, JOC, tuy nhiên thể thức bán dầu, kể cả công thức tính giá, phải được thỏa thuận giữa Petechim và các đối tác của Petrovietnam là chủ nguồn dầu. Mặc dù vậy, do đã tích lũy được nhiều kinh nghiệm, thương hiệu Petechim rất có uy tín với khách hàng, mặt khác Petechim đã kiến nghị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cho phép thay đổi nguồn công bố giá, nên các chủ nguồn dầu đều chấp thuận để Petechim làm tổng đại lý xuất dầu và tổ chức giao nhận.

Công thức tính giá bán dầu thô Việt Nam và cơ chế điều hành bán dầu

Công thức tính giá dầu xuất khẩu từ các mỏ Bạch Hổ, Hồng Ngọc và Rạng Đông được điều chỉnh như sau: Giá dầu thô = Giá trung bình dầu thô Minas trong 3 tuần + hệ số điều chỉnh. Giá dầu thô Minas được tham chiếu 50% từ nguồn APPI và 50% từ nguồn công bố Platt's tại tuần trước tuần giao hàng và tuần sau tuần giao hàng. Hệ số điều chỉnh được điều chỉnh 6 tháng một lần đối với hợp đồng dài hạn (6 tháng) và theo từng lô dầu đối với các hợp đồng giao ngay (Spot) trên cơ sở đàm phán do Petechim trình. Các hợp đồng dài hạn và hợp đồng xuất

theo chuyến đều tuân theo các tiêu chuẩn quốc tế có tham khảo tư vấn nước ngoài và được các cấp có thẩm quyền phê duyệt. Trong thời kỳ này, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ban hành quy chế xuất dầu thô và trình tự các thủ tục phê duyệt. Điểm đáng lưu ý là, cùng với việc Thủ tướng Chính phủ giao toàn bộ chức năng xuất nhập khẩu dầu khí cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (từ năm 1994), các quy định pháp lý được tiếp tục hoàn thiện và cơ sở vật chất để hoàn thành nhiệm vụ xuất nhập khẩu tiếp tục được tăng cường. Việc phân cấp quyền hạn và trách nhiệm ngày càng rành mạch hơn. Công việc đấu giá được tiến hành ngay tại trụ sở Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nên có nhiều thuận lợi trong việc tham khảo ý kiến của các phòng, ban, nhận được sự chỉ đạo kịp thời của Lãnh đạo Tổng công ty, bảo đảm tính công khai, minh bạch, cho nên đạt hiệu quả cao và thực tế là giá trị của dầu Bạch Hổ được nâng lên so với trước. Thông qua hoạt động tiếp cận và khảo sát thị trường, hội nghị khách hàng, trình độ đội ngũ cán bộ, chuyên viên về xuất nhập khẩu đã được nâng lên rõ rệt mà kết quả là các đợt đấu thầu lần sau nhanh hơn và hiệu quả hơn lần trước.

Công thức giá dầu thô Bunga - Kekwa, 46/Cái Nước được tính như sau: Giá dầu Bunga - Kekwa, 46/Cái Nước = (50% APPI + 50% Platt's) Minas trong 3 tuần + hệ số điều chỉnh.

> Trong quá trình thực hiện công thức giá trên đây, sau nhiều lần hội thảo nội bộ và hội thảo quốc tế giữa các chủ dầu và khách hàng, cuối năm 2007 - đầu năm 2008, Ban Thương mại và Thị trường, Tổng công ty Dầu đã trình lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho phép điều chỉnh công thức giá bán dầu lần thứ ba. Công thức tính giá dầu Bạch Hổ = (30% APPI + 70% Platt's) Minas + hệ số điều chỉnh. Các nguồn tính giá dầu niêm yết được mở rộng bao gồm APPI, Platt's, Rim (Tôkyô), Reuter.

Dự báo hệ số điều chỉnh là công việc hết sức phức tạp và tốn thời gian. Các chuyên gia phải theo sát tình hình thị trường hàng ngày, phải theo dõi sát sao các thị trường chứng khoán Niu Yoóc, Luân Đôn, Xingapo, Tôkyô và có nhãn quan sắc sảo để đưa ra được dự báo sát với thị trường cho giai đoạn 6 tháng tiếp theo. Việc xem xét mức giá cuối cùng trình Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phê duyệt phải thông qua Tổ tư vấn gồm: Tổ trưởng (Phó Tổng giám đốc Tổng công ty), Tổ phó (Trưởng ban Thương mại và Thị trường), Ủy viên Thường trực (Petechim) và các ủy viên khác gồm đại diện các phòng/ban: Khai thác, Kế hoạch, Tài chính - Kế toán, Thanh tra - Bảo vệ, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, PVEP.

Hội đồng bán dầu các mỏ khác được cơ cấu riêng cho từng mỏ. Mỏ Hồng Ngọc: gồm đại diện các bên tham gia là Petronas, Petrovietnam, PVEP, Petechim theo hình thức "Best Bid Meeting" (gọi hàng cạnh tranh và tự quyết định luôn dựa theo cơ chế thị trường). Mỏ Rạng Đông: gồm đại diện các bên tham gia là JVPC, Conoco Phillips, PVEP và Petechim theo hình thức Best Bid Meeting. Mỏ Sư Tử Đen: gồm đại diện các bên tham gia KNOC, Conoco Phillips, Geopetrol - PVEP, SK và Petechim. Mỏ Bunga - Kekwa: gồm Petronas, Petrovietnam (PVEP), Talisman và Petechim. Các hội đồng hoạt động độc lập và các quyết định của một hội đồng nào đó còn dựa trên kết quả kiểm tra đối chiếu với các lô dầu của các mỏ khác cùng kỳ.

Mặc dù mỏ Bạch Hổ có khối lượng dầu xuất khẩu lớn, sức chứa của các kho nổi hạn chế không cho phép lựa chọn thời điểm xuất khẩu có giá cao để bán như các mỏ khác có sản lượng thấp hơn, nhưng giá dầu mỏ Bạch Hổ thường đạt cao hơn giá dầu các mỏ Hồng Ngọc, Rạng Đông, Sư Tử Đen. Nguyên nhân có thể là do làm tốt khâu khảo sát thị trường và tập trung nghiên cứu hiệu chỉnh công thức giá cũng như đầu tư mở rộng thị trường.

Sản lượng dầu thô xuất khẩu qua các thời kỳ

Thời kỳ	Khối lượng (triệu tấn)	Giá trị (tỷ USD)
1986 - 1990	5,08	
1991 - 1995	30,00	
1996 - 2000	60,5	
2001 - 2005	67,217	
		23,192
Sản lượng và giá trị tính cho từng năm như sau:		
2001	16,88	3,139
2002	17,697	3,232
2003	18,00	3,82
2004	19,55	5,621
2005	18,02	7,38
2006	16,51	8,26

Tính đến hết tháng 12-2009, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã xuất khẩu được 255 triệu tấn dầu thô, đạt doanh thu trên 65 tỷ USD, nộp ngân sách nhà nước 35 tỷ USD.

Công tác điều hành và đào tạo cán bộ thương mại

Thị trường dầu khí là loại thị trường nhạy cảm, chịu ảnh hưởng mạnh của tình hình chính trị, kinh tế và xã hội của khu vực và thế giới. Mức tiêu thụ và tồn trữ của các nước, các biến động về thời tiết cũng tác động không nhỏ đến thị trường dầu thô thế giới. Nhìn chung, thị trường dầu mỏ lên xuống thất thường. Việc dự báo cung, cầu và giá cả diễn ra từng ngày không khác gì dự báo thời tiết. Cho nên, công tác xuất dầu thô đòi hỏi sự phối hợp hết sức nhịp nhàng giữa Petechim, bộ máy của Petrovietnam và các công ty chủ nguồn dầu.

Toàn bộ dầu thô được khai thác tại hơn chục mỏ, mỏ gần nhất (tính đến căn cứ dịch vụ) cũng 120 km, mỏ xa nhất đến ba, bốn trăm kilômét. Thời tiết phần lớn ít thuận lợi, trong năm có ba tháng rất khắc nghiệt, ba tháng thời tiết xấu, biển động mạnh hoặc rất mạnh. Hệ thống kho chứa ngoài khơi hạn chế về kích thước. Vậy mà trung bình 1,5 ngày phải tổ chức một chuyến xuất dầu; mỗi lần xuất dầu cho tàu chở 600.000-700.000 thùng (tương đương gần 100.000 tấn). Mỗi khi tiến hành xuất dầu phải chở một đoàn công tác liên ngành gồm hải quan, công an cửa khẩu, đại diện chủ mỏ, đại diện Petechim, đại diện Công ty Giám định chất lượng quốc tế, Vinacontrol ra ngoài kho nổi chứa dầu để làm thủ tục. Từ năm 1986 đến nay, trên 6.500 lô dầu đã được xuất mà không hề lỡ chuyến. Đây có thể coi là kỳ tích.

Điều đáng ghi nhận là Petechim (kể cả Petechim thuộc Bộ Thương mại trước năm 1994) đã đào tạo được một đội ngũ cán bộ, nhân viên rất chuyên nghiệp trong công tác thương mại. Nhiều dự án lớn của ngành Dầu khí, chủ yếu là của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, có sự đóng góp của Petechim như: giàn bơm ép nước 40.000 m^3/ngày đêm, giàn công nghệ trung tâm, giàn nén khí trung tâm, tàu chứa dầu "Vietsovpetro" có sức chứa 160.000 m^3, giàn khoan tự nâng Tam Đảo, Cửu Long và hàng chục giàn khai thác cố định (MSP). Petechim cũng đã tham gia tích cực trong đàm phán để ký kết các hợp đồng của Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Điện Cà Mau, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Xử lý khí Dinh Cố, hệ thống thu gom khí đồng hành mỏ Bạch Hổ, v.v.. Trong quá trình thực hiện hoạt động thương mại, Petechim đã tạo dựng được hàng trăm bạn hàng truyền thống. Thương hiệu Petechim gắn liền với thương hiệu Petrovietnam trên thị trường quốc tế. Các bạn hàng của Petechim trong thời gian qua rất nhiều, có thể nêu ra một số như sau:

• Các tập đoàn dầu khí của Mỹ, Tây Âu như: Shell, Exxon-Mobil, BP-Amoco, Chevron, Caltex, Coastal, Total-Fina;

• Các tập đoàn lớn của châu Á như Mitsubishi, Marubeni, Sojitz (Nissho Iwai), Itochu, Sumitomo (Nhật Bản), Huyndai, Deawoo, LG, SK, Ssangyong (Hàn Quốc); Sinopec, China Oil, Sinochem, Unipec (Trung Quốc), SPC (Xingapo), Petronas (Malaixia);

• Các tập đoàn ở châu Đại Dương như BHP, Arrow,...

Petechim cũng tham gia trực tiếp kinh doanh dầu thô và khí hóa lỏng từ các nguồn ở Trung Đông như Irắc, Iran, Các tiểu vương quốc Ảrập thống nhất, Ảrập Xêút, Ôman.

Việc lựa chọn đối tác trong kinh doanh cũng là một quá trình thường xuyên phải cập nhật. Petrovietnam thực hiện chính sách mở rộng cửa chào đón các khách hàng, nhưng đồng thời đã xây dựng được hệ thống sàng lọc kỹ càng các đối tác để không bị thua thiệt, thậm chí bị lừa bởi các "đối tác dởm" có âm mưu chiếm dụng hoặc chiếm đoạt hàng trăm nghìn hoặc hàng triệu thùng dầu. Không hiếm những trường hợp một đối tác nào đó tạo được sự quen biết ở các bộ hoặc cơ quan Chính phủ để được giới thiệu hoặc thậm chí gây sức ép buộc Petechim phải thực hiện các giao dịch mua bán dầu. Tuy nhiên, hệ thống sàng lọc, chủ yếu gồm các cán bộ của tổ tư vấn và Petechim đã tìm cách thẩm tra, xác minh, thẩm định bằng những số liệu chính xác về tư cách và năng lực của đối tác mới trình Chính phủ cho phép chấp nhận hoặc loại bỏ đối tác đó. Việc làm này nhiều khi đòi hỏi phải đến tận nơi mới có thể có được sự xác minh đáng tin cậy về thực trạng của công ty, tiềm lực cũng như công nợ của công ty. Chính nhờ vậy, trong số hàng trăm công ty có yêu cầu đăng ký mua dầu Việt Nam, song chỉ 45-50 khách hàng mua dầu thường xuyên và được coi là bạn hàng chiến lược của Petrovietnam. Cũng với lý do như vậy, trong suốt thời kỳ từ khi có dầu bán (năm 1986), mặc dù thị trường có rất nhiều biến động, thậm chí như thời kỳ khủng hoảng những năm cuối thập kỷ 90 của thế kỷ XX, giá dầu thô xuống tới mức thảm hại, chỉ còn 10-12 USD/thùng, có khi còn thấp hơn, Petechim và các bạn hàng vẫn giữ được quan hệ buôn bán gắn bó, tin cậy, cùng nhau vượt qua thử thách.

Mặt khác, với những kinh nghiệm được tích lũy, uy tín với khách hàng và thành tích tốt trong dịch vụ bán dầu, các công ty là đối tác khai thác dầu của Petrovietnam đều đã chấp nhận để Petechim làm đại lý bán dầu mà không cần sự

can thiệp nào từ phía Chính phủ. Điều đó càng khẳng định sự tín nhiệm của các khách hàng và đối tác của Petrovietnam cũng như của Petechim.

3. Hoạt động kinh doanh các sản phẩm dầu

3.1. Kinh doanh dầu thô

Vào cuối những năm 90 của thế kỷ XX, Petechim đã bắt đầu tham gia thị trường dầu thô thế giới với tư cách là nhà kinh doanh chứ không đơn thuần chỉ là nhà xuất khẩu. Tuy nhiên do những hạn chế nhất định về phương tiện kỹ thuật nên quy mô kinh doanh còn nhỏ. Đặc biệt, Petechim, PTSC và DMC đã tham gia tích cực và thành công trong chiến dịch đổi dầu lấy lương thực của Liên hợp quốc đối với Irắc thông qua các đợt đấu thầu bán sản phẩm (DMC) và mua dầu của Irắc rồi bán lại trên thị trường quốc tế. Hoạt động này cũng đã đem lại một số lợi nhuận nhất định, song điều quan trọng là Petrovietnam đã thu được những kinh nghiệm và kỹ năng nhất định trong việc kinh doanh các sản phẩm dầu khí trên thị trường quốc tế.

3.2. Kinh doanh xăng dầu

Hoạt động kinh doanh xăng dầu ở Việt Nam giai đoạn 1990-2000

Năm 1986, nền kinh tế Việt Nam bắt đầu chuyển đổi từ nền kinh tế với cơ chế tập trung, bao cấp sang nền kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa. Lĩnh vực cung ứng xăng dầu tại Việt Nam cũng từng bước chuyển đổi, từ phân phối bao cấp sang kinh doanh rộng rãi. Từ những năm đầu của thập kỷ 1990, thị trường xăng dầu tại Việt Nam sôi động và bắt đầu mở ra thời kỳ kinh doanh có cạnh tranh giữa các doanh nghiệp nhà nước có điều kiện.

Trước những năm 1990, toàn bộ khâu phân phối sản phẩm xăng dầu đều do Nhà nước quản lý và giao cho hai đơn vị thuộc Bộ Vật tư (cũ) là Tổng công ty Xăng dầu (Petrolimex) và Công ty Xuất nhập khẩu Dầu khí (Petechim) thực hiện (Petechim sau này được tách trả chức năng xuất dầu thô và nhập thiết bị dầu khí về Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và ngày 23-9-1994 đổi tên thành Công ty Thương mại Kỹ thuật và Đầu tư (Petec)). Bộ Vật tư (sau là Bộ Thương mại) quản lý toàn bộ lĩnh vực kinh doanh xăng dầu thông qua chính sách cấp "hạn ngạch" nhập khẩu để phân phối ra thị trường.

Đầu những năm 1990, tiếp cận nền kinh tế thị trường, một loạt các doanh nghiệp đã được cấp hạn ngạch nhập khẩu sau khi Bộ Thương mại kiểm tra đánh

giá điều kiện và năng lực kinh doanh. Đến năm 2000, cả nước đã có các đơn vị đầu mối kinh doanh xăng dầu như sau:

- Tổng công ty Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex) - Bộ Thương mại;
- Công ty Thương mại Kỹ thuật và Đầu tư (Petec) - Bộ Thương mại;
- Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu mỏ (PVPDC) - Petrovietnam;
- Công ty Xăng dầu Quân đội (MPC) - Bộ Quốc phòng;
- Công ty Xăng dầu hàng không (Vinapco) - Vietnam Airline;
- Công ty Dầu khí Thành phố Hồ Chí Minh (Saigon Petro) - Thành ủy Thành phố Hồ Chí Minh;
- Công ty Vật tư tổng hợp Phú Yên;
- Công ty Xăng dầu Đồng Tháp;
- Công ty Liên doanh Dầu khí Mêkông (Petro Mekong).

Đối với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, do tập trung các nguồn lực chủ yếu vào khâu "thượng nguồn" (upstream), việc tham gia vào khâu phân phối sản phẩm xăng dầu (hoàn toàn nhập khẩu) có hơi muộn. Trên cơ sở kinh nghiệm hoạt động nhỏ lẻ trong lĩnh vực cung cấp các sản phẩm dầu, bắt đầu từ dầu nhờn, đến giữa những năm 1990, khi chuẩn bị xây dựng nhà máy lọc dầu đầu tiên của mình, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam mới thực sự tập trung vào việc nghiên cứu để xây dựng chiến lược phát triển lĩnh vực kinh doanh phân phối sản phẩm dầu khí một cách toàn diện trên địa bàn cả nước.

Hội nghị Đồ Sơn năm 1999 về phát triển khâu hạ nguồn dầu khí

Vào những năm 1980, Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam tập trung chủ yếu vào lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ để khai thác nguồn tài nguyên dầu khí, nguồn năng lượng mới và tổ chức khai thác phục vụ sự phát triển của đất nước.

Vào giai đoạn này, công nghiệp lọc dầu ở Việt Nam hầu như chưa có. Công ty Dầu khí Thành phố Hồ Chí Minh (Saigon Petro) được thành lập với ý đồ chế biến dầu (chỉ chưng cất) có quy mô 40.000 tấn/năm, nhưng cũng không thực hiện được việc lọc dầu thô, mà phải chuyển sang kinh doanh thương mại là chính. Cho nên, lúc đó Việt Nam là quốc gia nhập khẩu gần như 100% sản phẩm dầu mỏ để phân phối trong nước.

Trong quá trình tìm hiểu, làm việc với các nước có nền kinh tế phát triển và có ngành công nghiệp dầu khí hàng đầu thế giới, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam nhận thấy rằng, muốn phát triển thành một tập đoàn kinh tế mạnh trong lĩnh vực công nghiệp dầu khí, việc cần thiết là: "Song song với khâu thăm dò, khai thác, phải phát triển lĩnh vực chế biến và kinh doanh các sản phẩm dầu mỏ, phải có vai trò ổn định thị trường, điều chỉnh được công nghiệp năng lượng của đất nước".

Phải thừa nhận rằng, trong sự phát triển của ngành công nghiệp dầu khí, vai trò của các hãng dầu khí nước ngoài đóng góp một phần quan trọng và cung cấp nhiều kinh nghiệm quý báu để phát triển các lĩnh vực hoạt động của ngành Dầu khí ở Việt Nam. Xác định thị trường Việt Nam có tiềm năng, những năm sau chiến tranh, các công ty dầu khí nước ngoài đã cố gắng tìm cơ hội để thâm nhập Việt Nam không những trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí, mà cả trong kinh doanh phân phối các sản phẩm dầu khí. Họ đã rất năng động; mặc dù không được trực tiếp kinh doanh trên thị trường nội địa, song một số công ty đã tìm cách cung cấp sản phẩm của mình bằng nhiều phương thức khác nhau, trong đó có phương thức liên doanh chế biến bán thành phẩm thành sản phẩm có thể tiêu thụ được trên thị trường. Công ty Hóa dầu Dầu khí (Vidamo) của Petrovietnam là một trong những doanh nghiệp đi tiên phong trong việc tìm cách hợp tác với công ty dầu khí quốc tế để sản xuất dầu nhờn cung cấp ra thị trường đang được nhanh chóng mở rộng.

Trong bối cảnh đó, việc hình thành chức năng phân phối sản phẩm xăng dầu của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được các đơn vị tự phát triển theo cơ chế thị trường, còn mang tính manh mún, quy mô nhỏ lẻ. Những đơn vị trong Tổng công ty có cơ sở vật chất như kho chứa, đất đai, cửa hàng… có thể kinh doanh được mặt hàng xăng dầu đã tìm cách bổ sung ngành nghề kinh doanh xăng dầu, hoặc tìm tòi phương hướng phát triển kinh doanh mặt hàng này.

Tháng 7-1999, được coi là cột mốc thời gian rất quan trọng đối với sự phát triển lĩnh vực kinh doanh các sản phẩm dầu mỏ của Petrovietnam. Sau một thời gian chuẩn bị, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tổ chức hội nghị đầu tiên với sự tham gia của tất cả các đơn vị trong Tổng công ty có khả năng hoạt động khâu sau tại Đồ Sơn, Hải Phòng và đưa ra chiến lược phát triển khâu sau trong toàn ngành với quy hoạch và định hướng cụ thể. Với chủ trương để nhiều đơn vị trong ngành cùng kinh doanh xăng dầu và khi đạt được sự phát triển nhất định sẽ tổ chức lại, tại hội nghị đã có sự phân công địa bàn hoạt động kinh doanh xăng dầu như sau:

- Miền Bắc: PVPDC và PTSC.
- Miền Trung: PVPDC, PTSC và Petechim.
- Miền Đông Nam Bộ và Thành phố Hồ Chí Minh: Petechim, PTSC và PVPDC.
- Miền Tây Nam Bộ: PVPDC, Petro Mekong và PTSC.
- Phát triển kinh doanh ra ngước ngoài: PVPDC, Petechim và PVGC (LPG).

Ngoài định hướng nêu trên, các đơn vị vẫn có thể phát triển các hoạt động của mình tại các địa bàn có khách hàng truyền thống và phù hợp với khả năng phát triển của mỗi đơn vị.

Không lâu sau đó, tháng 6-2001, tại Hạ Long, Hội nghị Phát triển hoạt động hạ nguồn giai đoạn 2001-2005 của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã làm thay đổi cơ bản tổ chức, quy mô và định hướng chắc chắn cho lĩnh vực kinh doanh xăng dầu của ngành Dầu khí. Hội nghị đã đưa ra những vấn đề hết sức cấp bách, đặt mục tiêu rõ ràng cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phải phát triển khâu phân phối xăng dầu một cách tổng thể, toàn diện, có chiều sâu, nhằm bao tiêu toàn bộ sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và chiếm lĩnh tỷ lệ đáng kể thị trường xăng dầu cả nước.

Hội nghị tại Đồ Sơn và Hội nghị tại Hạ Long đã đánh dấu bước ngoặt quan trọng của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong việc phát triển khâu hạ nguồn, đặc biệt và chủ yếu là kinh doanh xăng dầu, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

Quá trình phát triển hoạt động kinh doanh xăng dầu dầu khí (*từ Vidamo đến PVPDC)*

Đầu thập kỷ 1990, các hãng dầu khí nước ngoài bắt đầu tham gia vào thị trường phân phối bằng những bước đi thận trọng nhưng chắc chắn, đó là tạo dựng thị trường và thương hiệu, bắt đầu từ những sản phẩm đơn giản, phổ thông nhất, trong đó phải kể đến dầu mỡ bôi trơn (lube oil).

Ngày 21-12-1990, Bộ Công nghiệp nặng ban hành Chỉ thị số 3564/CNNg-HCTC giao nhiệm vụ liên doanh sản xuất dầu bôi trơn với hãng Shell từ Viện Hóa học Công nghiệp sang Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam. Có thể nói, đây là dấu mốc đầu tiên cho sự phát triển của một lĩnh vực mới đối với Tổng công ty. Trước đó, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã có Văn bản số 663/KTKH ngày 4-12-1990 kiến nghị Bộ Công nghiệp nặng chấp thuận đề án thành lập liên

doanh với hãng Shell để sản xuất dầu bôi trơn. Thực tế, đề án này đã được Shell ấp ủ từ lâu với đối tác là Viện Hóa học Công nghiệp thuộc Bộ Công nghiệp nặng. Tuy nhiên, chính Shell cũng nhận thấy rằng, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam mới là đối tác tiềm năng và xác đáng trong lĩnh vực này.

Ngày 20-6-1991, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam Trương Thiên ký Quyết định số 470/DK-TC thành lập cơ sở đầu tiên trong lĩnh vực chế biến sản phẩm dầu mỏ. Đó là quyết định thành lập Xí nghiệp Dầu mỡ nhờn Vidamo trực thuộc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Giám đốc đầu tiên của Vidamo là ông Nguyễn Thanh Hải, tiến sĩ hóa dầu, được cử sang từ Viện Hóa học Công nghiệp. Ông chính là người đã ấp ủ và tham gia xây dựng dự án liên doanh sản xuất dầu bôi trơn với Shell.

Cũng từ đây, thương hiệu Vidamo (viết tắt từ VIỆT NAM DẦU MỠ) bắt đầu được thị trường Việt Nam biết đến. Xí nghiệp được thành lập với mục đích chuẩn bị cho việc liên doanh với Shell để sản xuất dầu bôi trơn.

Cơ sở đầu tiên của Xí nghiệp là Xưởng sản xuất dầu nhờn (Pilot Plant) tại xã Cổ Nhuế, huyện Từ Liêm, Hà Nội, với diện tích 2.000 m^2 được bàn giao từ Công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí. Năm 1992, Xưởng sản xuất dầu nhờn đóng tại Cổ Nhuế bắt đầu đi vào hoạt động. Cơ sở sản xuất dầu mỡ nhờn đầu tiên của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã vinh dự được Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đức Lương tới thăm, động viên và chỉ đạo.

Từ cơ sở ở xã Cổ Nhuế, Vidamo phát triển thành Công ty (tháng 2-1992) và có thêm xí nghiệp sản xuất tại khu vực phía Nam, đóng tại Tân Cảng, Thành phố Hồ Chí Minh.

Thị trường Việt Nam đã biết đến thương hiệu Vidamo với các sản phẩm dầu mỡ nhập khẩu và sản xuất trong nước. Sau 2 năm thành lập, Vidamo đã chính thức có tên trên thị trường phân phối sản phẩm xăng dầu, với sản lượng 2.000 tấn dầu mỡ, là một bước khởi đầu hết sức ngoạn mục. Khách hàng chính của công ty là ngành điện, than ở Quảng Ninh, các đơn vị thuộc Bộ Quốc phòng…

Đầu những năm 1990, thị trường Việt Nam đã có những chuyển biến tích cực, dưới tác động của các chủ trương đổi mới, xóa bỏ cơ chế bao cấp. Một loạt các doanh nghiệp mới ra đời và tham gia vào thị trường phân phối, trong đó sự cạnh tranh đã trở thành tất yếu. Với khả năng tổ chức sản xuất tốt, có kỹ thuật và tiếp thu nhanh cách quản lý hợp lý từ kinh nghiệm học được ở các công ty nước ngoài,

Vidamo đã tạo được sự hấp dẫn để thu hút nhiều khách hàng mới đến đặt hàng. Có thể nói, Vidamo đã ghi nhận những con số kỷ lục về số lượng dầu nhờn chất lượng cao được sản xuất, pha chế tại các xí nghiệp của mình, nhất là tại Vidamo Tân Cảng (về sau chuyển về Thủ Đức) để cung cấp cho các đối tác.

Những năm 1994-1997, sản phẩm dầu nhờn của Vidamo đã đạt được đỉnh cao về chất lượng và sản lượng. Các doanh nghiệp trong nước, đặc biệt ở khu vực phía Nam, đã thuê Vidamo sản xuất dầu nhờn cung cấp cho thị trường. Các hãng dầu nhờn nổi tiếng thế giới đã tiếp cận thị trường Việt Nam và chọn Vidamo là đối tác sản xuất dầu theo chất lượng của hãng. Trong nhiều năm tiếp theo, sản phẩm dầu nhờn của các hãng Mobil, Total, Shell được phân phối tại Việt Nam đã được sản xuất tại Vidamo, với chất lượng đạt tiêu chuẩn quốc tế và sự kiểm soát chặt chẽ bởi chính các hãng dầu khí này. Đây là một dấu ấn khẳng định sự phát triển của Vidamo, cả về công tác quản lý, năng lực sản xuất và kỹ thuật tiên tiến.

Đồng thời với lĩnh vực dầu mỡ nhờn, Vidamo đã từng bước tiếp cận với các sản phẩm khác và hướng tới sản phẩm chính là xăng dầu, nhiên liệu. Vidamo đã hoàn thành sứ mệnh của mình với sản phẩm dầu mỡ nhờn. Để kinh doanh sản phẩm xăng dầu, có thể coi là ở một tầm cao hơn, một thị trường lớn hơn, cần phải có một tổ chức mới đáp ứng nhiệm vụ này.

Thị trường xăng dầu sau ngày miền Nam giải phóng chủ yếu được giao cho Tổng công ty Xăng dầu (Petrolimex) thuộc Bộ Vật tư, với hệ thống phân phối độc quyền ngành hàng, được hình thành trên cơ sở hệ thống xăng dầu ngành vật tư cũ. Trong bối cảnh đổi mới của đất nước, với tiến trình chuyển đổi cơ chế quản lý các hoạt động sản xuất kinh doanh theo cơ chế thị trường của những năm 1990, lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã nhận thức được tầm quan trọng của việc kinh doanh sản phẩm dầu khí như là lĩnh vực hoạt động không thể thiếu đối với một công ty dầu khí nhằm bảo đảm sự cân đối và bền vững trong hoạt động sản xuất kinh doanh.

Theo hướng đó, ngày 18-9-1995, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quyết định thành lập Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm dầu[1] (tên tiếng Anh là Petrovietnam Processing and Distribution Company - PVPDC) trực thuộc Tổng công ty trên cơ sở sáp nhập hai công ty là Công ty Lọc hóa dầu và Công ty Dầu mỡ nhờn Vidamo.

1. Quyết định số 1241/QĐ-HĐQT ngày 18-9-1995 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Ngày 21-11-1995, Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã phê duyệt Điều lệ và tổ chức hoạt động của PVPDC[1].

Ngày 16-2-1996, Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ đã quyết định thành lập Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu mỏ[2]. Trụ sở công ty đóng tại 29 Láng Hạ, Đống Đa, Hà Nội. Công ty có các chi nhánh tại Thành phố Hồ Chí Minh (201 Điện Biên Phủ, quận Bình Thạnh), thành phố Cần Thơ. Ông Đỗ Quang Toàn, Vụ trưởng Vụ Dầu khí thuộc Văn phòng Chính phủ được điều động về làm Giám đốc PVPDC từ năm 1996 đến tháng 6-1998. Sau khi ông Đỗ Quang Toàn nghỉ hưu, ông Lê Văn Hùng, Trưởng phòng Thương mại, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam được điều động về làm Giám đốc Công ty từ tháng 6-1998 đến tháng 5-2001.

PVPDC có nhiệm vụ chính là:

- Chuẩn bị cho việc xây dựng Nhà máy Lọc dầu số 1.

- Phát triển thị trường, từng bước tham gia phân phối các sản phẩm dầu mỏ.

- Từng bước chuẩn bị cơ sở vật chất cho việc bao tiêu sản phẩm Nhà máy Lọc dầu số 1, tạo thành lĩnh vực "khâu sau" hay "hạ nguồn" (downstream) của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Về các hoạt động chuẩn bị xây dựng nhà máy lọc dầu, bộ phận Dự án lọc - hóa dầu của PVPDC đã từng bước tham gia, phát triển dự án theo chỉ đạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Việc quyết định sáp nhập hai công ty để trở thành PVPDC đã khẳng định sự đúng đắn, đặt những viên gạch đầu tiên làm nền tảng cho một lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam - lĩnh vực chế biến và phân phối sản phẩm dầu mỏ. Cũng từ đây, các khái niệm "khâu trước", "khâu sau" hay "thượng nguồn", "hạ nguồn" đã trở thành quen thuộc trong Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, thể hiện hai mặt hoạt động chủ yếu của một công ty dầu khí.

Tiếp tục phát triển khâu chế biến và kinh doanh, các liên doanh với nước ngoài được xúc tiến thành lập: liên doanh sản xuất dầu mỡ nhờn với Shell tại Đồng Nai (Shell - Codamo), liên doanh kinh doanh, phân phối khí với Statoil (Nauy) tại Cần Thơ, liên doanh sản xuất bitumen (nhựa đường) với Total - Fina (Pháp - Bỉ) tại Cần Thơ; liên doanh DOP tại Thành phố Hồ Chí Minh.

---

1. Quyết định số 3127/QĐ-HĐQT ngày 21-11-1995 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Quyết định số 196/BT ngày 16-2-1996 của Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ.

Đối với dầu nhờn, hai cơ sở sản xuất ở hai miền đã được chuẩn bị và bước vào đầu tư. Đó là Xưởng pha chế dầu nhờn Hải Phòng, tại số 1 Nguyễn Bỉnh Khiêm, thành phố Hải Phòng, với công suất thiết kế 15.000 tấn/năm và Xưởng pha chế dầu nhờn Bình Chiểu, Thủ Đức, Thành phố Hồ Chí Minh, công suất 10.000 tấn/năm. Đây là những cơ sở đầu tiên của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất dầu nhờn, với quy mô lớn, chính quy, hiện đại, có tính chiến lược lâu dài.

Về cơ sở vật chất phục vụ kinh doanh xăng dầu, PVPDC đã triển khai các thủ tục cần thiết để xây dựng hệ thống phân phối riêng của mình. Dự án Tổng kho xăng dầu Đình Vũ, Hải Phòng; Kho xăng dầu Nghi Sơn, Thanh Hóa (về sau không tiếp tục thực hiện nữa vì nằm trên khu đất quy hoạch cho Tổ hợp lọc - hóa dầu Nghi Sơn), các cửa hàng xăng dầu tại Hà Nội, Thanh Hóa, Hải Phòng… Tuy nhiên những khó khăn thực sự về vốn, thủ tục đất đai và tính chất đặc thù của ngành hàng đã làm cho tiến độ xây dựng hệ thống không đạt được theo mong muốn của Tổng công ty.

Nhiều năm sau nhìn lại có thể thấy rằng, để trở thành nhà phân phối sản phẩm xăng dầu có uy tín và chiếm được tỷ trọng đáng kể, vào thời điểm đó, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chưa có đủ điều kiện. Nhân lực còn yếu và thiếu, cơ sở vật chất, đặc biệt là hệ thống tàng trữ và phân phối - yếu tố quan trọng hàng đầu của hệ thống kinh doanh xăng dầu - hầu như chưa có. Đã đến thời điểm cần thiết phải tạo lập một hệ thống kinh doanh với sự phát triển hài hòa các điều kiện cần thiết cho lĩnh vực kinh doanh đặc thù này.

Hoạt động kinh doanh xăng dầu của PTSC

Năm 1993, PTSC được thành lập, ông Nguyễn Xuân Nhậm được cử làm Giám đốc Công ty. Hoạt động chủ yếu của PTSC là thực hiện các hoạt động dịch vụ phục vụ thăm dò và khai thác dầu khí. Lĩnh vực kinh doanh xăng dầu chưa có gì.

Tại Vũng Tàu, Công ty đã được giao quản lý kho chứa xăng dầu 45.000 m^3. Đây là kho được xây dựng từ trước năm 1975 và sau đó với sự giúp đỡ của Liên Xô, Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã thiết kế lại và xây dựng thêm, trong đó gồm 03 bồn loại 8.000 m^3 từ trước năm 1975; 03 bồn 5.000 m^3 và 03 bồn 2.000 m^3 xây lắp mới.

Trong các cuộc họp về định hướng phát triển của PTSC, các phương án phát triển lĩnh vực kinh doanh xăng dầu trên phạm vi toàn quốc đã được thảo luận kỹ. Trên cơ sở những ý kiến trao đổi đầy trách nhiệm và sâu sắc, lãnh đạo Công ty đã quyết định từng bước thành lập các đơn vị kinh doanh xăng dầu. Kết cấu hạ tầng

Kho xăng dầu PTSC Vũng Tàu

phục vụ cho hoạt động kinh doanh xăng dầu đã dần dần được hình thành tại Hải Phòng, Thái Bình, Nam Định, Đà Nẵng, Tây Ninh và Vũng Tàu. Tuy nhiên, các kho chứa và các cửa hàng đều ở mức độ nhỏ lẻ, kinh doanh chủ yếu được thực hiện theo hình thức đại lý bán lẻ cho các đơn vị đầu mối…

Tháng 9-1997, ông Nguyễn Xuân Nhậm, lúc đó là Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phụ trách khâu dịch vụ, đã chỉ đạo PTSC thành lập lại đơn vị kinh doanh xăng dầu tại Vũng Tàu để khai thác cơ sở vật chất đã có với tên gọi Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu, cử ông Đặng Thế Hưởng làm Giám đốc. Giám đốc Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu và lãnh đạo PTSC thống nhất nhận định rằng, khó khăn chủ yếu của việc kinh doanh xăng dầu trong những năm trước đó là: công ty không có hạn ngạch nhập khẩu xăng dầu; hệ thống kho chứa và kỹ thuật phụ trợ lạc hậu và chỉ sử dụng cho một sản phẩm là dầu diesel. Vì vậy, Xí nghiệp đã tập trung cải tạo, hoàn thiện để khai thác hiệu quả hơn kho Vũng Tàu và từng bước xây dựng hệ thống kinh doanh xăng dầu trong hoàn cảnh chưa có hạn ngạch nhập khẩu.

Để khắc phục yếu điểm thứ nhất, Xí nghiệp đã tập trung đầu tư vào việc mua theo lô hàng khi giá thế giới thấp, đồng thời xin đầu tư mở rộng kho và hệ thống công nghệ, kỹ thuật hạ tầng. Xí nghiệp đã chủ động khắc phục để tạo cơ sở tồn chứa theo những phương án hết sức đơn giản và tiết kiệm: mua ống chống giếng

khoan với giá phế liệu và mua lại bồn cũ của Nhà máy Điện Bà Rịa để tận dụng. Xí nghiệp đã tự thiết kế, cải tạo hệ thống công nghệ để kho xăng dầu Vũng Tàu có thể xuất nhập tất cả các loại sản phẩm phục vụ kinh doanh và thực hiện phương án sản xuất xăng A83.

Khắc phục hạn chế không có hạn ngạch, Xí nghiệp đã quyết định hợp tác với Công ty Xăng dầu Quân đội - đơn vị có hạn ngạch nhưng không có kho để cùng phát triển kinh doanh, chiếm lĩnh thị trường.

Ông Nguyễn Xuân Nhậm, nguyên Giám đốc PTSC, sau đó là Phó Tổng Giám đốc và Tổng Giám đốc Petrovietnam nhớ lại: "Ngành Dầu khí Việt Nam bắt đầu khai thác dầu và Việt Nam trở thành nước xuất khẩu dầu thô từ năm 1986. Thời điểm ấy, ngành dầu khí chúng ta chưa tham gia vào lĩnh vực kinh doanh xăng dầu. Tuy nhiên nhận thức rằng, lĩnh vực kinh doanh xăng dầu là lĩnh vực kinh doanh có nhiều tiềm năng, chắc chắn đưa lại hiệu quả doanh thu và lợi nhuận to lớn, đồng thời kinh doanh xăng dầu còn có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong nền kinh tế của đất nước. Nhìn rộng ra, trách nhiệm bảo đảm an ninh xăng dầu cho đất nước là trách nhiệm chính trị của ngành Dầu khí. Sớm muộn, ngành Dầu khí cũng sẽ phải đảm nhận sứ mạng phát triển khâu sau - lọc hóa dầu - và một khi có nhà máy lọc dầu thì, ở nước nào cũng vậy, doanh nghiệp lọc dầu nhất thiết phải chi phối lĩnh vực kinh doanh xăng dầu bởi vì kinh doanh xăng dầu, một mặt, làm tăng hiệu quả lọc dầu (vốn là lĩnh vực mà tự thân dự án không cho hiệu quả kinh tế cao); mặt khác, kinh doanh xăng dầu còn nhằm bảo đảm ổn định đầu ra (tiêu thụ sản phẩm) cho lọc dầu. Bởi vậy, kinh doanh xăng dầu vừa mang lại lợi ích trước mắt, vừa bảo đảm đón đầu khi ta có nhà máy lọc dầu. Với suy nghĩ đó, khi nhận nhiệm vụ Giám đốc Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC) năm 1993, việc kinh doanh xăng dầu trong toàn ngành chưa có, PTSC chỉ có 45.000 m^3 kho ở Vũng Tàu nằm ở vị trí chiến lược nhưng bị bỏ phí nhiều năm không khai thác, tôi quyết định phải tìm cách phát triển lĩnh vực dịch vụ này. Tôi đã bổ sung thêm chức năng kinh doanh xăng dầu cho các đơn vị trong toàn công ty từ Bắc vào Nam. Tuy nhiên, việc kinh doanh xăng dầu vẫn chưa phát triển mạnh được với nhiều lý do khách quan cũng như chủ quan… Cũng cần nói thêm rằng, việc thực hiện một ý tưởng mới luôn là một thử thách rất khó khăn, kể cả khi ở cấp Giám đốc Công ty hay khi làm Tổng Giám đốc Tổng công ty, vì luôn tồn tại nhiều quan điểm khác nhau trong lãnh đạo về kinh doanh xăng dầu... Tôi còn nhớ, năm 1997, khi đó tôi là Phó Tổng Giám đốc, anh Ngô Thường San là Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, cả hai chúng tôi đều chung ý tưởng là cần phát động và khuyến khích các đơn vị trong ngành có khả năng đều được phép tham gia kinh doanh xăng dầu, nhằm tìm ra khâu đột phá, những điển hình về con người, kinh nghiệm để giúp phát triển lĩnh vực kinh doanh xăng dầu, bởi vì kinh doanh xăng dầu là lĩnh vực rất rộng cả về không gian và cơ hội nắm bắt. Tuy vậy, nhiều ý kiến lại cho là có quá nhiều đơn vị kinh doanh xăng dầu sẽ gây cạnh tranh nội bộ. Theo đuổi ý tưởng phải khai thác triệt để mọi cơ sở vật chất

toàn ngành và cần chấp nhận cạnh tranh cọ xát một thời gian để có nhiều bộ phận tham gia, khi phát triển tới một mức độ nào đó sẽ tổ chức lại. Tôi đã chỉ đạo thành lập xí nghiệp kinh doanh xăng dầu của PTSC, nhưng để tránh ý kiến phân tán, cản trở, đã đặt một cái tên rất dài là Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu, mặc dù thực chất Xí nghiệp chỉ làm nhiệm vụ kinh doanh xăng dầu. Giờ đây nhìn lại quá trình trưởng thành và phát triển khâu kinh doanh xăng dầu của ngành, đi lên từ thuở trứng nước đến việc ra đời của Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV Oil) to lớn ngày nay, dễ nhận thấy rằng đây chính là điểm xuất phát".

Qua hai năm phấn đấu quyết liệt, từ năm 1997 đến năm 1999, Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu đã có thương hiệu trên thị trường toàn quốc và sau khi kiểm tra các điều kiện theo quy định, Bộ Thương mại đã quyết định cấp hạn ngạch cho Xí nghiệp từ năm 2000. Bắt đầu từ đây, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có thêm một đơn vị đầu mối trong kinh doanh xăng dầu (dù chỉ ở "cấp cháu" của Tổng công ty), có kho chứa sản phẩm, có thương hiệu và góp phần ổn định thị trường.

Với hoạt động kinh doanh xăng dầu, Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu đã trở thành một trong những đơn vị hàng đầu của PTSC về doanh thu và lợi nhuận. Một trong những nguyên nhân dẫn đến tăng trưởng mạnh doanh thu và lợi nhuận của Xí nghiệp còn phải kể đến việc quyết định tự sản xuất sản phẩm xăng A83 thành công. Khởi đầu, Xí nghiệp liên doanh với Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu mỏ (PVPDC) để sản xuất xăng, nhưng do các kết quả tính toán hiệu quả kinh tế chưa thuyết phục được hai phía nên đã không thực hiện được, mặc dù có giấy phép. Trong tình huống đó, Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu đã xin giấy phép và tự thực hiện dự án. Kết quả là Xí nghiệp đã sản xuất thành công sản phẩm xăng A83, cung cấp cho thị trường trong thời gian dài. Thực tế, việc sản xuất xăng A83 cũng gặp rất nhiều khó khăn do đây là công việc mới, Xí nghiệp chưa có kinh nghiệm, cho nên lúc đầu sản phẩm không đạt tiêu chuẩn chất lượng. Đến khi thành công, được Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường cấp phép sản xuất thì lại vì chưa có hạn ngạch nhập khẩu cho nên Xí nghiệp phải tìm cách liên kết với Petec và Công ty Xăng dầu Quân đội để có reformat chỉ số octan cao cho việc pha trộn với condensat thành xăng A83. Đến năm 2001, hệ thống kho và cây xăng của PTSC đã được thiết lập tại các địa phương Hải Phòng, Thái Bình, Nam Định, Đà Nẵng, Tây Ninh, Vũng Tàu. Năm 2003, PVPDC chính thức tiếp quản Dự án Nhà máy chế biến condensat từ PVGC (sau là Tổng công ty PV Gas) tại cảng Cái Mép, huyện Tân Thành, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và thành lập hội đồng liên doanh sản

xuất xăng giữa PVPDC với PVGC. Liên doanh sản xuất xăng hàng năm đã đem lại cho PVPDC hàng trăm tỷ đồng lợi nhuận. Đến năm 2006, kinh doanh dịch vụ xăng dầu của PVPDC đã có quy mô đứng thứ 3 toàn quốc sau Petrolimex và Sài Gòn Petro với hạn ngạch nhập khẩu xăng dầu 1,3 triệu tấn/năm cùng hệ thống đại lý bán lẻ xăng dầu toàn quốc lên đến hàng nghìn cửa hàng kinh doanh xăng dầu.

Tổ chức lại PVPDC

Ngày 27-4-2001, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ra Quyết định số 652/QĐ-HĐQT về việc tổ chức lại PVPDC. Theo quyết định này, PVPDC được tổ chức lại với sự sáp nhập của Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu và Xí nghiệp Kinh doanh sản phẩm dầu khí Tây Ninh thuộc Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC). Ông Đặng Thế Hưởng, Giám đốc Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu được cử làm Tổng Giám đốc.

Với mô hình tổ chức mới, PVPDC thực sự có nhiều điều kiện thuận lợi để tham gia thị trường xăng dầu đang rất sôi động và phức tạp. Công ty đã tổ chức lại bộ máy, hình thành các đơn vị con trực thuộc, kinh doanh theo địa bàn quản lý:

• Phía Nam gồm: các Xí nghiệp Xăng dầu Dầu khí Vũng Tàu (PDC Vũng Tàu), Xí nghiệp Xăng dầu Dầu khí Tây Ninh (PDC Tây Ninh), Xí nghiệp Xăng dầu Dầu khí (PDC Cần Thơ), chi nhánh PDC tại Sóc Trăng và hàng loạt các chi nhánh ở miền Tây Nam Bộ

• Phía Bắc gồm: Xí nghiệp Xăng dầu Dầu khí Hà Nội (PDC Hà Nội), Xí nghiệp Xăng dầu Dầu khí Hải Phòng (PDC Hải Phòng), Xí nghiệp Xăng dầu Dầu khí Thái Nguyên (PDC Thái Nguyên).

Về sự kiện này, ông Nguyễn Xuân Nhậm đánh giá: "Sau 3 năm Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu của PTSC đã phát triển nhanh về doanh thu và lợi nhuận, có thương hiệu trong nước và được Bộ Thương mại cấp hạn ngạch bắt đầu từ năm 2000, là một trong hơn 10 đầu mối nhập khẩu xăng dầu toàn quốc. Khi đó chúng tôi đã có ý tưởng tổ chức lại PVPDC, tôi đã đề xuất phương án sáp nhập Xí nghiệp Dịch vụ Vật tư Thiết bị và Nhiên liệu vào PVPDC. Và điều đó đã được thực hiện vào năm 2001. Cùng với quyết định đó là sự tập hợp lại về một mối mọi nguồn lực: địa bàn kinh doanh toàn quốc, các cơ sở vật chất mà nhiều đơn vị trong ngành đã cùng tham gia tạo nên, một lực lượng cán bộ đầy nhiệt huyết và tài năng được đề bạt vượt cấp. Và họ đã không phụ lòng tin của chúng tôi.

Một số mốc quan trọng của PVPDC trong lĩnh vực kinh doanh các sản phẩm dầu mỏ:

- Tháng 12-2003: Tổng kho xăng dầu Đình Vũ, Hải Phòng được khánh thành và đưa vào sử dụng với dung tích 45.000 m^3. Tổng kho xăng dầu Đình Vũ là cơ sở đầu tiên của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tại khu vực phía Bắc trong khâu phân phối xăng dầu.

- Tháng 1-2004, PVPDC chính thức tham gia thị trường xăng dầu ở cả hai miền.

- Cơ sở vật chất gồm: Kho Vũng Tàu dung tích 104.000 m^3, Kho Hải Phòng 45.000 m^3, Kho Tây Ninh dung tích 3.000 m^3, Kho Sóc Trăng dung tích 800 m^3. Số lượng cây xăng trực thuộc công ty: Hải Phòng: 03, Hà Nội: 03, Nghệ An: 01, Thanh Hóa: 02, Tây Ninh: 03, Vũng Tàu: 04.

- Thay đổi phương thức quản lý kinh doanh: chấm dứt việc bán nợ tiền hàng, ban hành Quy chế quản lý tiền hàng, công nợ, kiểm soát và báo cáo tài chính theo tuần để kiểm tra lỗ/lãi, công nợ và sự tăng trưởng.

- Tổ chức góp ý bằng phiếu kín để tăng cường công tác quản lý, đánh giá cán bộ và củng cố đoàn kết.

- Mở rộng khách hàng trong lĩnh vực dầu nhờn, nhất là khách hàng trong ngành Dầu khí (Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, PTSC…). Mở rộng kinh doanh tại các khu vực tiêu thụ nhiều xăng dầu như Đồng bằng sông Cửu Long, Đồng bằng sông Hồng, các khu công nghiệp, các nhà máy điện, v.v..

- Bộ máy quản lý tại văn phòng Công ty gọn nhẹ (khoảng 30 người, kể cả tạp vụ, lái xe), với nhiệm vụ phân bổ công việc cho các đơn vị; ngoài ra chỉ kiểm tra, giám sát, thúc đẩy các đơn vị thực hiện đúng luật, đúng tiến độ, bảo đảm chất lượng, chủ trương hành động của Công ty. Toàn bộ các công việc cụ thể như nhập khẩu, bán hàng, sản xuất, chế biến sản phẩm đều do các đơn vị thực hiện, Công ty chỉ thực hiện chức năng kiểm tra, kiểm soát.

Kết quả, sau vài năm, từ một công ty làm ăn thua lỗ, doanh thu thấp…, PVPDC đã đạt được những thành công lớn. Cụ thể:

• Hệ thống kho, phát triển từ 46.000 m^3 (tại Vũng Tàu) năm 1997 lên 187.000 m^3 năm 2006. Hệ thống mạng lưới tổng đại lý và đại lý kinh doanh xăng dầu tăng từ vài chục đại lý năm 1997 lên 1.372 đại lý năm 2006 và trải khắp toàn quốc. Thị trường mở rộng trong toàn quốc, đứng vị trí thứ hai sau Petrolimex.

• Kết quả sản xuất kinh doanh giai đoạn 2001-2006:

Năm 2001: nhập khẩu 315.000 tấn; doanh thu 1.481 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 19,25 tỷ đồng, nộp ngân sách 505 tỷ đồng.

Năm 2006: nhập khẩu 1.200.000 tấn, các con số doanh thu, lợi nhuận trước thuế và nộp ngân sách tương ứng là 8.342 tỷ đồng, 729,6 tỷ đồng và 1.774 tỷ đồng.

> Nhớ lại thời kỳ PDC phát triển kinh doanh, mở rộng thị trường, ông Vương Tiến Khoa, nguyên Phó Tổng Giám đốc PDC tâm sự: "Chỉ trong nửa năm số khách hàng của Công ty từ mấy chục, đã lên đến mức 300, rồi 350 cửa hàng và đại lý. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng bất ngờ vì thấy khắp nơi biểu tượng "ngọn lửa dầu khí" đã có mặt. Hàng năm hội nghị khách hàng được tổ chức tại Hạ Long, tại Huế, tại Hải Phòng… Mỗi năm PDC lại lớn thêm và điều vui lớn đã đến, khách hàng rất yêu mến PDC và rất thủy chung với PDC. Không thể quên hình ảnh bà Giám đốc Công ty Gia Sàng - Thái Nguyên tuyên bố kiên quyết với một doanh nghiệp xăng dầu đầu mối khác: "Các anh làm cách gì tôi cũng chỉ mua hàng của PDC". Khi đơn vị kia đến yêu cầu bà ký hợp đồng để lấy hàng, bà đã trả hợp đồng và cương quyết không thay đổi bạn hàng PDC. Bà nói với chúng tôi: Tôi biết sẽ gặp khó khăn, họ gây áp lực nhưng tôi nhất quyết không theo họ. Chỉ trong vòng 6 tháng, Thái Nguyên từ chỗ thị trường trắng đã trở thành một địa chỉ rất quen thuộc đối với PDC. Các tổng đại lý Thái Nguyên đã giúp cho PDC thấy rằng: thị trường là khốc liệt, nhưng sự tận tụy, chân thành sẽ tạo nên mối quan hệ khách hàng vững chắc và chúng ta có thể yên tâm về sự chung thủy của họ. Thái Nguyên đã trở thành tỉnh có mức tiêu thụ đứng thứ 3 sau Hải Phòng và Hà Nội. Có một doanh nghiệp tư nhân từ Cao Bằng, cả ông bố, con trai và con dâu lặn lội xuống xin mua hàng của Công ty. Xa cũng chấp nhận, hoa hồng ít cũng vui vẻ. Và cho đến nay họ vẫn là khách hàng chung thủy của Công ty, vẫn lấy hàng dù xa 300-400 km. Đây cũng là đại lý mua hàng tại Hải Phòng với cự ly vận chuyển xa nhất, vất vả nhất của PDC trong những năm đầu kinh doanh".

Hoạt động kinh doanh xăng dầu của Công ty Liên doanh Dầu khí Mêkông (Petro Mekong)

Năm 1996, nhằm phát huy sức mạnh giữa ngành công nghiệp mũi nhọn của đất nước là dầu khí với vùng nông nghiệp lớn nhất Việt Nam là Đồng bằng sông Cửu Long, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cử đoàn cán bộ đến khảo sát địa điểm tại Đồng bằng sông Cửu Long để xây dựng kho bãi và phát triển, mở rộng thị trường phân phối sản phẩm dầu khí.

Tháng 10-1996, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cùng với Chủ tịch Ủy ban nhân dân các tỉnh: Cần Thơ, Vĩnh Long, Trà Vinh, Sóc Trăng, An

Giang, Cà Mau, Bạc Liêu, Kiên Giang và Lãnh đạo Quân khu 9 ký kết thỏa thuận hợp tác toàn diện nhằm phát triển hệ thống tồn chứa, phân phối, chế biến và kinh doanh các sản phẩm dầu khí tại khu vực này. Công ty Liên doanh Dầu khí Mêkông (Petro Mekong) được hình thành trong hoàn cảnh đó với phần góp vốn của Công ty Chế biến và Kinh doanh sản phẩm dầu mỏ (PVPDC) và 8 công ty thuộc các tỉnh Nam Bộ.

Chủ tịch Hội đồng Quản trị đầu tiên của Petro Mekong do Giám đốc PVPDC Đỗ Quang Toàn kiêm nhiệm. Giám đốc đầu tiên Petro Mekong nguyên là Phó Giám đốc PVPDC Nguyễn Thanh Hải. Trụ sở đầu tiên của Petro Mekong đặt tại thành phố Cần Thơ.

Từ năm 1996 đến năm 2006, Petro Mekong đã phát triển mạnh, các số liệu cụ thể tăng trưởng cho đến năm 2006 như sau:

Mạng lưới đại lý phân phối có khoảng 600 điểm bán lẻ xăng dầu và hệ thống kho chứa, đội tàu vận tải nội địa, quốc tế với tổng sức chứa khoảng 100.000 m^3. Số liệu năm 2006:

+ Doanh thu: 2.300 tỷ VNĐ;

Tổng kho xăng dầu của Petro Mekong tại Cần Thơ

+ Nộp ngân sách: 433 tỷ VNĐ;

+ Lợi nhuận trước thuế: 817 triệu VNĐ;

+ Khối lượng xăng dầu phân phối: 328.000 tấn.

Năm 2006, Petro Mekong được Chủ tịch nước trao tặng Huân chương Lao động hạng Ba. Ngoài ra, Công ty còn được nhận nhiều bằng khen của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các đơn vị khác.

Với xu thế hội nhập và mở cửa nền kinh tế, chắc chắn trong những năm tiếp theo, hoạt động kinh doanh xăng dầu sẽ được phát triển theo đúng quy luật của thị trường. Điều đó sẽ mang lại cho Công ty những cơ hội phát triển mới và những thành công mới, góp phần vào sự phát triển kinh tế - xã hội của khu vực Đồng bằng sông Cửu Long nói riêng và Việt Nam nói chung.

Hoạt động kinh doanh xăng dầu của Petechim

Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam ban đầu chủ yếu tiến hành các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác. Trong quá trình tiến hành các hoạt động sản xuất kinh doanh, nhu cầu về hoạt động thương mại dần dần xuất hiện. Tháng 4-1994, Công ty Thương mại Dầu khí (sau khi thành lập Chính phủ cho phép sử dụng tên gọi tắt là Petechim) được thành lập theo Quyết định số 346/TCCB-ĐT của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam với nhiệm vụ tiến hành các hoạt động kinh doanh thương mại trong mọi lĩnh vực liên quan đến dầu khí, trong đó hoạt động kinh doanh xăng dầu là một mảng trong các chức năng, nhiệm vụ của Petechim.

Bắt đầu từ năm 1996, Công ty được giao là một trong những đầu mối nhập khẩu và kinh doanh xăng dầu trong toàn quốc, với khối lượng nhập khẩu chỉ 100.000 tấn/năm, đến năm 2006 khối lượng nhập khẩu sản phẩm dầu tăng lên 424.000 tấn/năm. Công ty cũng đã thực hiện thêm nhiệm vụ nhập khẩu ủy thác các sản phẩm dầu cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và các nhà thầu trong và ngoài nước. Mặc dù còn gặp nhiều khó khăn như giá cả trên thị trường thế giới không ổn định, tỷ giá ngoại tệ biến đổi mạnh…Petechim luôn hoàn thành tốt chỉ tiêu hạn ngạch do Bộ Thương mại giao. Hàng năm, mảng kinh doanh xăng dầu của Công ty đã đóng góp vào ngân sách nhà nước hàng trăm tỷ đồng tiền thuế, phí xăng dầu và chiếm tỷ trọng đáng kể trong tổng doanh thu của Công ty.

Nhằm mục đích bảo đảm ổn định nguồn xăng dầu để cung cấp trong nước, Công ty đã tiến hành đầu tư xây dựng hệ thống kho chứa. Tháng 9-2002, Tổng kho

xăng dầu Nhà Bè với dung tích 50.000 m^3 đi vào khai thác sử dụng. Để đẩy mạnh lĩnh vực kinh doanh xăng dầu ở khu vực miền Trung, Công ty đã đầu tư xây dựng kho xăng dầu Chân Mây, Thừa Thiên - Huế, với tổng sức chứa là 14.000 m^3. Năm 2007, công trình đã được đưa vào vận hành khai thác.

Tổng kho xăng dầu của Petechim tại Nhà Bè, Thành phố Hồ Chí Minh

Đối chiếu với mục tiêu kinh doanh xăng dầu đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đặt ra và thực tế đạt được có thể thấy mức độ đạt được tương đối thấp. Việc không đạt được mục tiêu do Hội nghị Hạ Long đề ra có thể do nhiều nguyên nhân, trong đó có:

- Việc xây dựng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bị chậm so với kế hoạch đề ra.

- Từ năm 2002 đến năm 2005, do một số nguyên nhân khách quan và chủ quan, không khí làm việc trong Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trở nên trầm lắng, nhiệt tình của cán bộ công nhân viên, nhất là cán bộ lãnh đạo các phòng, ban và các đơn vị tác nghiệp - những người thường phải chịu trách nhiệm chính hoặc không nhỏ trong các dự án phát triển có tính tiên phong, giảm sút rõ rệt. Điều đó có ảnh hưởng lớn đến sự phát triển chung của Tổng công ty, trong đó có lĩnh vực kinh doanh xăng dầu là lĩnh vực cũng đòi hỏi sự nhiệt tình và kiên nhẫn rất lớn

trong khi phải chèo lái vượt qua nhiều khó khăn, thử thách để có được những dự án có hiệu quả. Việc đầu tư mở rộng kho, trạm kinh doanh bán lẻ, phương tiện vận chuyển xăng dầu hoặc bị dừng lại hoặc tiến triển rất chậm chạp. Có đơn vị đã hủy bỏ đầu tư khi hồ sơ cấp đất của địa phương đã xong.

Mặc dù không đạt được mục tiêu đặt ra, nhưng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng đã đạt được những thành tích đáng kể trong lĩnh vực kinh doanh xăng dầu. Ví dụ, năm 2006, với năng lực nhập khẩu và phân phối đạt 2,236 triệu tấn xăng dầu (xăng sản xuất trong nước là 0,312 triệu tấn), chiếm 17,79% thị phần toàn quốc và đứng thứ hai sau Petrolimex (54,8%).

> Nhớ lại thời kỳ giao nhau giữa hai thế kỷ, ông Ngô Thường San nhấn mạnh: "Hai hội nghị tổ chức ở Đồ Sơn và Hạ Long là rất quan trọng, để thống nhất tư tưởng chỉ đạo trong Petrovietnam, xây dựng và củng cố tổ chức cũng như xây dựng chiến lược hoạt động phân phối trong toàn ngành. Trong chiến lược đó, vấn đề quan trọng là tổng kho. Chúng ta đã tiến hành xây dựng các tổng kho lớn là Đình Vũ, Nhà Bè, Cần Thơ. Với ý đồ mở rộng ra nước ngoài mà Campuchia sẽ là bàn đạp đầu tiên nên đã triển khai xây dựng tổng kho xăng dầu Tây Ninh. Còn ở miền Trung sẽ dựa vào tổng kho của Dung Quất. Còn mạng lưới phân phối ở nơi mà tiêu thụ sẽ phát triển mạnh nhất là Đồng bằng sông Cửu Long sẽ dựa vào Petro Mekong".

Lĩnh vực phân phối, kinh doanh xăng dầu của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đóng vai trò quan trọng trên quy mô toàn quốc. Do vậy sau này, để tiếp tục phát triển ổn định và có sự thống nhất cao, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức lại tất cả các lực lượng tác nghiệp kinh doanh xăng dầu vào khuôn khổ của đơn vị mới thành lập là Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV Oil), mở ra một thời kỳ mới, thời kỳ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có vai trò xuyên suốt từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến, phân phối nguồn năng lượng chính của quốc gia là dầu mỏ, đóng góp phần quan trọng trong lịch sử phát triển kinh tế và an ninh năng lượng của đất nước.

4. Hoạt động bảo hiểm dầu khí

4.1. Bảo hiểm đối với các hoạt động dầu khí Việt Nam đến trước năm 1996

Trong tất cả các ngành kinh tế quốc dân đều coi bảo hiểm là cửa thoát hiểm cho mình, bảo đảm an toàn tiền vốn và tài sản trước mọi rủi ro không lường trước được. Đặc biệt, các ngành hàng hải, hàng không, dầu khí… là những ngành có

vốn đầu tư lớn nhưng cũng tiềm ẩn nhiều rủi ro cao, theo quy định của pháp luật hiện hành, nếu không có bảo hiểm thì không được tiến hành hoạt động.

Từ khi thành lập, lãnh đạo Tổng cục Dầu khí Việt Nam, về sau là Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, luôn xác định sự cần thiết của công tác bảo hiểm trong các hoạt động dầu khí và luôn coi bảo hiểm là cửa thoát hiểm khi xảy ra rủi ro.

Trong thời kỳ bao cấp, Bảo Việt là doanh nghiệp nhà nước duy nhất cung cấp các sản phẩm bảo hiểm cho các hoạt động dầu khí. Do vậy, các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC) đều được quy định điều khoản mua bảo hiểm của Bảo Việt. Trên thực tế, Bảo Việt cũng đã tích cực giúp đỡ Petrovietnam giải quyết nhiều vụ việc lớn, như vụ tàu Chi Lăng của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong quá trình cải hoán tại Supply Marine (Pháp) bị bắt giữ yêu cầu phải bán tàu do chủ nhà máy bị phá sản. Petrovietnam, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và Bảo Việt đã phối hợp làm mọi biện pháp, trong đó có cả can thiệp bằng con đường ngoại giao, để giải phóng tàu Chi Lăng, v.v..

Năm 1990, Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam được thành lập và bước đầu hoạt động theo hình thức doanh nghiệp nhà nước nên đã xin phép thành lập Bảo hiểm Y tế Dầu khí để thực hiện chức năng chăm sóc sức khỏe cho cán bộ công nhân viên ngành Dầu khí. Năm 1996, trước yêu cầu cấp thiết của công việc, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đề nghị Chính phủ cho thành lập công ty bảo hiểm của ngành.

4.2. Công ty Bảo hiểm Dầu khí (PVI) và hoạt động bảo hiểm dầu khí từ sau năm 1996

Công ty Bảo hiểm Dầu khí được thành lập ngày 23-1-1996 với vốn điều lệ là 22 tỷ đồng. Giai đoạn ban đầu, Công ty Bảo hiểm Dầu khí chủ yếu triển khai các hoạt động bảo hiểm trong ngành, hợp tác với Bảo Việt để tái bảo hiểm ra quốc tế; tỷ lệ hợp tác là 64/36. Doanh thu ở giai đoạn này thấp, dao động quanh 100 tỷ đồng/năm, thu nhập của người lao động không cao, triển khai kinh doanh khó khăn. Ông Bùi Ngọc Biểu là Phó Giám đốc phụ trách đầu tiên của Công ty Bảo hiểm Dầu khí, các ông Trần Văn Kim và Lê Thuần Phong là Phó Giám đốc. Tháng 5-1997, ông Bùi Ngọc Biểu được điều về Tổng công ty và ông Trần Văn Kim được giao trách nhiệm Phó Giám đốc phụ trách Công ty đến tháng 10-1997. Ở giai đoạn này, trong thời gian đầu đi vào hoạt động (khoảng 2 năm), Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã gặp nhiều khó khăn và mắc phải một số sai sót trong quản lý tài chính. Tháng 10-1997, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã điều động ông Đỗ Đình Luyện về nhận nhiệm

vụ Giám đốc Công ty. Ban lãnh đạo Công ty Bảo hiểm Dầu khí lúc này gồm: Ông Đỗ Đình Luyện (Giám đốc), ông Trần Văn Kim (Phó Giám đốc) và ông Nguyễn Anh Tuấn (Phó Giám đốc từ tháng 3-1998). Từ năm 2000, Công ty có trụ sở chính tại 154 Nguyễn Thái Học, Ba Đình, Hà Nội, hai chi nhánh tại Thành phố Hồ Chí Minh và Vũng Tàu, một văn phòng đại diện ở Đà Nẵng. Tháng 12-2000, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam điều động ông Đỗ Đình Luyện về Tổng Công ty và bổ nhiệm ông Trần Văn Kim làm Phó Giám đốc phụ trách Công ty đến tháng 4-2001.

Tháng 4-2001, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam điều động ông Lê Văn Hùng, Giám đốc PVPDC về làm Giám đốc Công ty Bảo hiểm Dầu khí; các Phó Giám đốc là ông Trần Văn Kim và ông Nguyễn Anh Tuấn.

Sự kiện ngày 11-9-2001 ở Mỹ làm thị trường bảo hiểm quốc tế đóng băng. Hợp đồng bảo hiểm với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sau khi ký không thu xếp tái bảo hiểm được. Công ty Bảo hiểm Dầu khí đứng trước bờ vực phá sản, Ban lãnh đạo Công ty đã phối hợp với Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để cùng chịu trách nhiệm thu xếp bảo hiểm và tiếp xúc với công ty môi giới hàng đầu quốc tế Marsh để có "treaty năng lượng". Cuối năm 2001, vốn điều lệ của Công ty Bảo hiểm Dầu khí được nâng lên 55 tỷ đồng.

Trong giai đoạn 1996-2001, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã giải quyết được một số vụ khiếu nại lớn, như tổn thất đường ống MSP8-UBN2 tháng 9-1997 với số tiền bồi thường là 455.000 USD, sự cố đứt ống mềm số 3 Monobouy Ba Vì với số tiền bồi thường lên đến gần 1 triệu USD. Trong năm 2000, số tiền bảo hiểm mà Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã thanh toán cho đối tượng được bảo hiểm là hơn 22 tỷ đồng và trong năm 2001, số tiền bảo hiểm bồi thường là gần 70 tỷ đồng.

Nhìn chung, cho đến năm 2001 là giai đoạn Công ty Bảo hiểm Dầu khí mới thành lập, nên gặp rất nhiều khó khăn, Công ty đã tìm mọi cách để tồn tại và tạo tiền đề cho sự phát triển vào các năm sau.

4.3. Hoạt động của Công ty Bảo hiểm Dầu khí giai đoạn 2001-2006

Trong giai đoạn 2001-2006, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã thực sự kinh doanh độc lập, làm chủ thị trường bảo hiểm dầu khí, chủ động bàn bạc với Bảo Việt thay đổi tỷ lệ 64/36 thành tỷ lệ phù hợp hơn với đóng góp của mỗi công ty, mở được hợp đồng tái bảo hiểm cố định ở Luân Đôn (Anh), thành lập thêm nhiều đơn vị thành viên. Ban lãnh đạo Công ty được bổ sung các Phó Giám đốc Tôn Thiện Việt, Nguyễn Đình Hoàn, Đỗ Trung Thiện, Bùi Ngọc Thắng.

Năm 2003, Bộ Tài chính trình Chính phủ chiến lược bảo hiểm, trong đó chủ trương không thành lập công ty bảo hiểm chuyên ngành và sáp nhập Công ty Bảo hiểm Dầu khí với Bảo Minh vì lý do vốn nhỏ, tích tụ rủi ro cao và làm ăn chưa có hiệu quả. Tuy nhiên, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam luôn xác định được sự cần thiết hoạt động của Công ty Bảo hiểm Dầu khí và nhận thấy tương lai phát triển của Công ty trong thời gian mở cửa và hội nhập, nên đã kiến nghị Thủ tướng Chính phủ giữ nguyên Công ty Bảo hiểm Dầu khí là doanh nghiệp độc lập. Ngày 18-11-2003, Thủ tướng Chính phủ có Quyết định số 246/2003/QĐ-TTg về việc phê duyệt phương án tổng thể sắp xếp, đổi mới doanh nghiệp nhà nước trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đến năm 2005, trong đó quy định giữ nguyên Công ty Bảo hiểm Dầu khí là đơn vị thành viên của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Năm 2003, vốn điều lệ của Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã tăng lên 70 tỷ đồng, đáp ứng yêu cầu của Luật Kinh doanh bảo hiểm.

Năm 2001, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã có bước phát triển nhảy vọt trong kinh doanh, doanh thu bằng 150% so với năm 2000. Trên đà tăng trưởng, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã lần lượt đạt doanh thu năm 2002 là 498 tỷ đồng, năm 2003 là 592 tỷ đồng và năm 2004 là 610 tỷ đồng. Năm 2005, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã kết thúc tốt đẹp kế hoạch 5 năm (2001-2005) với mức doanh thu đạt 782 tỷ đồng. Bằng kết quả này, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã vươn lên đứng thứ 3 trên thị trường bảo hiểm Việt Nam và khẳng định vai trò là nhà bảo hiểm công nghiệp số 1 của Việt Nam.

Đầu năm 2006, Bộ Tài chính xác nhận Công ty Bảo hiểm Dầu khí có vốn điều lệ 100 tỷ đồng. Tháng 6-2006, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cấp thêm 350 tỷ đồng, nâng số vốn điều lệ lên đạt 500 tỷ đồng. Công ty Bảo hiểm Dầu khí duy trì tốc độ tăng trưởng mạnh. Song song với việc tăng cường chiếm lĩnh thị phần trong nước, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã đẩy mạnh việc cấp đơn bảo hiểm cho các nhà thầu, nhà thầu phụ dầu khí nước ngoài, cung cấp dịch vụ bảo hiểm qua biên giới… Năm 2006, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã đạt kết quả kinh doanh hết sức ấn tượng với doanh thu đạt 1.300 tỷ đồng, giữ vững vai trò là nhà bảo hiểm công nghiệp số 1 Việt Nam.

Tháng 6-2006, Bộ Công nghiệp và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã có các quyết định về việc cổ phần hóa Công ty Bảo hiểm Dầu khí với mục tiêu tăng cường năng lực cạnh tranh và xây dựng Công ty Bảo hiểm Dầu khí thành một công ty cổ phần mạnh trong định chế tài chính - bảo hiểm của Tổng công ty/Tập đoàn. Bằng việc tích cực triển khai các quyết định này, ngày 29-12-2006, Công ty

Bảo hiểm Dầu khí đã tiến hành bán đấu giá cổ phần lần đầu và trở thành một hiện tượng nổi bật trên thị trường chứng khoán Việt Nam khi đạt cùng lúc 3 kỷ lục: (i) Doanh nghiệp tiến hành cổ phần hóa trong thời gian ngắn nhất (hơn 3 tháng); (ii) Có số lượng nhà đầu tư đăng ký đấu giá lớn nhất (trên 8.000); (iii) Có giá trúng thầu bình quân cao nhất (16.470 đồng/cổ phần) và số tiền thu về cho Nhà nước từ bán đấu giá một phần vốn là khoảng 2.200 tỷ đồng.

Sau khi cổ phần hóa, Công ty Bảo hiểm Dầu khí chuyển đổi thành Tổng công ty Cổ phần Bảo hiểm Dầu khí. Tổng công ty Cổ phần Bảo hiểm Dầu khí đã có một hội sở chính và 25 công ty thành viên. Tổng công ty Cổ phần Bảo hiểm Dầu khí đang từng bước chiếm lĩnh toàn bộ thị trường trong ngành và phát triển mạnh ra thị trường bảo hiểm toàn quốc.

Trong giai đoạn 2002-2006, Công ty Bảo hiểm Dầu khí đã bồi thường cho đối tượng được bảo hiểm với số tiền lên tới 500 tỷ đồng. Có thể kể đến một số vụ khiếu nại lớn như vụ sự cố rơi tháp nước và chìm bơm ngầm giàn Cửu Long vào tháng 2-2000 với số tiền bồi thường lên tới hơn 6 triệu USD; sự cố đứt khớp nối tam giác phao neo số 3 của FSO Ba Vì vào tháng 2-2001 với số tiền bồi thường là hơn 3 triệu USD. Ở giai đoạn này, mỗi năm Công ty Bảo hiểm Dầu khí nộp ngân sách nhà nước khoảng 100 tỷ đồng và thường xuyên tham gia các công tác từ thiện xã hội.

Cuối năm 2007, Tổng công ty Cổ phần Bảo hiểm Dầu khí tăng vốn điều lệ lên 1.000 tỷ đồng, đồng thời cũng đã tạo ra trên 1.000 tỷ đồng vốn thặng dư, tổng tài sản của Tổng công ty Cổ phần Bảo hiểm Dầu khí tại ngày 31-12-2007 đạt 4.519 tỷ đồng. Do tìm hiểu kỹ thị trường và nắm bắt được cơ hội, lãnh đạo Tổng công ty đã đưa Tổng công ty Cổ phần Bảo hiểm Dầu khí trở thành doanh nghiệp bảo hiểm có vốn và tài sản lớn nhất trên thị trường bảo hiểm phi nhân thọ Việt Nam.

Ngày 6-7-2005, Công ty Bảo hiểm Dầu khí vinh dự đón nhận Huân chương Lao động hạng Ba do Nhà nước trao tặng.

5. Hoạt động tài chính, kế toán, kiểm toán và kinh doanh tài chính, tiền tệ

5.1. Về hoạt động tài chính, kế toán, kiểm toán

Cùng với sự phát triển chung các lĩnh vực hoạt động của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, trong thời kỳ 1990-2006, hoạt động tài chính, kế toán, kiểm toán cũng diễn ra nhiều thay đổi có ý nghĩa quan trọng.

Sau khi được thành lập, Tổng công ty đã xây dựng Phòng Tài chính - Kế toán, chịu trách nhiệm quản lý cả ba lĩnh vực: quản lý tài chính, tổ chức kế toán, kiểm tra kế toán và thực hiện kiểm toán các hợp đồng dầu khí. Ông Nguyễn Tiến Dũng, Phó Vụ trưởng Vụ Tài chính - Kế toán, Bộ Công nghiệp nặng, được điều động về làm Trưởng phòng, Phó Trưởng phòng là các ông Hoàng Văn Hoan, Bùi Ngọc Biểu.

Năm 1993, Phòng Tài chính - Kế toán được tách thành hai phòng: Phòng Tài chính và Phòng Kế toán - Kiểm toán. Phòng Tài chính do ông Nguyễn Tiến Dũng làm Trưởng phòng, Phòng Kế toán - Kiểm toán do ông Nguyễn Phú Chương làm Trưởng phòng.

Đến năm 2000, hai phòng trên nhập lại thành Ban Tài chính - Kế toán do ông Đỗ Đình Khải làm Trưởng ban, ông Nguyễn Ngọc Sự làm Phó Trưởng ban; đồng thời, một bộ phận được tách ra để thành lập Ban Kiểm toán nội bộ của Tổng công ty do bà Phan Thị Hòa làm Trưởng ban, ông Ninh Văn Quỳnh làm Phó Trưởng ban. Năm 2006, hai ban nhập lại thành Ban Tài chính - Kế toán và Kiểm toán của Tổng công ty.

Trong những năm đầu thập kỷ 1990, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là một doanh nghiệp lớn, được Chính phủ xác định là: *tổ chức duy nhất được quyền tiến hành các hoạt động dầu khí trên toàn lãnh thổ, lãnh hải, vùng đặc quyền kinh tế, thềm lục địa và hải đảo thuộc chủ quyền nước Cộng hoà xã hội chủ nghĩa Việt Nam.* Tuy nhiên, xét về quy mô tài sản và vốn thì vẫn là một doanh nghiệp nhỏ, thậm chí là rất nhỏ so với các công ty dầu khí quốc gia trong khu vực, như Công ty Petronas của Malaixia hay Công ty PTT của Thái Lan; vốn kinh doanh và đầu tư phát triển rất ít. Trong chế độ tài chính tập trung, bao cấp, về danh nghĩa thì Nhà nước cấp vốn lưu động nếu thiếu, cấp phát vốn đầu tư nếu công trình được duyệt và ghi kế hoạch. Tuy vậy, thực tế là từ năm 1990 (sau khi được thành lập trên cơ sở Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt) trở đi, trong vòng 3-4 năm, Nhà nước hầu như không cấp bổ sung vốn lưu động; vốn đầu tư được cấp theo công trình nhưng không nhiều. Trong tình trạng còn bị cấm vận, viện trợ từ các nước xã hội chủ nghĩa không còn, ngân sách nhà nước rất khó khăn, cho nên toàn bộ lợi nhuận từ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đều nộp vào ngân sách nhà nước.

Để đáp ứng yêu cầu đầu tư và phát triển của một công ty dầu khí quốc gia, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam không thể chỉ hoạt động bằng vốn của các đối tác nước ngoài thông qua các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí, mà phải có tiềm lực tài chính nhất định và một cơ chế tài chính tự chủ về vốn và lợi nhuận. Tinh

thần này đã được thể hiện trong Luật Dầu khí được Quốc hội thông qua tháng 7-1993. Để tạo điều kiện cho Petrovietnam phát triển nhanh, chủ động, mặc dù ngân sách nhà nước còn nhiều khó khăn, nhưng theo đề nghị nhiều lần của Tổng công ty, với sự đồng ý của Bộ Tài chính, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quy chế hoạt động tài chính của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam[1]. Quy chế này là một dấu mốc quan trọng tạo ra một cơ chế nền tảng cho hoạt động và phát triển của Tổng công ty với một số nội dung cơ bản khác với các doanh nghiệp nhà nước khác là:

- Được thành lập các quy chế tài chính tập trung, đặc biệt là quỹ nghiên cứu khoa học, quỹ đào tạo, quỹ đầu tư phát triển được trích lập từ nguồn lãi dầu để lại của nước chủ nhà, tiền lãi dầu từ phần vốn góp của Petrovietnam, tiền đào tạo các nhà thầu đóng góp từ các hợp đồng dầu khí, tiền đọc tài liệu của các đối tác nước ngoài, v.v..

- Trong quy chế này cũng quy định rõ Nhà nước giao cho Tổng công ty Dầu khí Việt Nam quản lý phần góp vốn của Việt Nam trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro và Bộ Tài chính giao vốn cho Tổng công ty. Do đó, lần đầu tiên Quy chế tài chính đã tạo ra một hành lang pháp lý quan trọng, rõ ràng bảo đảm để Petrovietnam thật sự trở thành một doanh nghiệp có vốn được Nhà nước giao, tự chủ thật sự về tài chính.

Nhờ quy chế tài chính này mà Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có điều kiện đầu tư phát triển ngành, mở rộng hoạt động, thành lập các công ty mới,… Điều quan trọng là nhờ có vốn và lợi nhuận thu được, tốc độ phát triển của Petrovietnam hàng năm tăng nhanh, mức độ tín nhiệm của Tổng công ty được nâng lên rõ rệt, tạo điều kiện để vay vốn trong và ngoài nước đầu tư cho các dự án lớn ngày càng nhiều hơn.

Từ năm 1995, quy định về *hoạt động của hệ thống tài khoản trung tâm được ra đời*, đưa tầm hoạt động tài chính của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam lên một bước phát triển mới. Nội dung chính của quy định này là: toàn Tổng công ty có một hệ thống tài khoản tiền gửi thanh toán thống nhất tại Ngân hàng Ngoại thương Việt Nam gồm có một tài khoản mẹ và các tài khoản con - cháu cho từng đơn vị thành viên bên dưới. Số dư tại các tài khoản con cháu được quy định phụ thuộc vào đặc điểm và loại hình kinh doanh. Mọi khoản tiền vượt đều tự động

1. Quy chế tài chính của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam do Thủ tướng Chính phủ ban hành theo Quyết định số 617/QĐ-TTg ngày 26-10-1994.

chuyển về tài khoản trung tâm và được thanh toán, hạch toán, hưởng lãi suất theo thời hạn quy định một cách tự động. Tổng công ty cũng quy định hạn mức thấu chi và lãi suất mục đích thấu chi cho từng đơn vị và khi có nhu cầu thấu chi, thì mặc nhiên lệnh chi tiền của đơn vị được thực hiện trên mức số tiền mà đơn vị có.

Hệ thống tài khoản trung tâm ra đời đã tạo ra một dòng tiền thống nhất của toàn Tổng công ty, xác lập được sức mạnh tài chính tập trung cho Tổng công ty và giải quyết được việc thừa - thiếu tiền cục bộ trong Tổng công ty. Đây là bước tiến nhảy vọt trong tư duy tài chính của Tổng công ty. *Hệ thống này hoạt động đến khi quá trình cổ phần hóa các đơn vị diễn ra thì chấm dứt.*

Những năm 1999-2000, Petrovietnam lần đầu tiên đã lập được báo cáo tài chính công khai chứ không phải Báo cáo quyết toán mà doanh nghiệp phải làm chỉ để trình các cấp quản lý và là tài liệu mật. Trong báo cáo này, Tổng công ty đã giới thiệu bộ máy điều hành, các đơn vị thành viên trực thuộc, các liên doanh của Petrovietnam cũng như cân đối tài chính trong các hoạt động từ thượng nguồn đến hạ nguồn. Một điều rất có ý nghĩa là Báo cáo tài chính hợp nhất được thể hiện bằng đôla Mỹ. Đây cũng là một bước đột phá trong quá trình hội nhập quốc tế, tạo điều kiện để Petrovietnam hội nhập bình đẳng vào cộng đồng dầu khí thế giới, đồng thời là cơ sở để các đối tác tin cậy khi hợp tác với Petrovietnam.

Có thể nói, Petrovietnam là nơi đã sinh ra và đào tạo đội ngũ kiểm toán nội bộ đầu tiên ở Việt Nam. Để tiến hành kiểm toán nội bộ các hợp đồng PSC, những kiểm toán viên đầu tiên của Petrovietnam và cũng là của Việt Nam được cử đi đào tạo tại Ấn Độ (trong số đó có ông Hoàng Văn Hoan, về sau trở thành Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam). Lực lượng kiểm toán ban đầu được hình thành tại Phòng Tài chính - Kế toán và tại các Công ty Petrovietnam I, Petrovietnam II - lực lượng này lớn mạnh dần, về sau được quy tụ về Phòng Kiểm toán nội bộ của Tổng công ty như đã nói ở trên.

5.2. Về kinh doanh tài chính, tiền tệ

Từ sau năm 1995, một số tổng công ty nhà nước đã được phép thành lập các tổ chức kinh doanh tài chính, tiền tệ dưới hình thức các ngân hàng hay công ty tài chính, như: Bưu chính - Viễn thông, Dệt may, Vinashin, Cao su,... Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã cân nhắc, sau khi tham khảo và nhận được ý kiến chỉ đạo của Ngân hàng Nhà nước và Bộ Tài chính, cuối cùng đi đến quyết định xin thành lập Công ty Tài chính Dầu khí.

Công ty Tài chính Dầu khí (PVFC)

Ngày 4-3-2000, Bộ trưởng, Chủ nhiệm Văn phòng Chính phủ Đoàn Mạnh Giao đã ký Quyết định số 04/2000/QĐ/VPCP về việc thành lập Công ty Tài chính Dầu khí là đơn vị kinh doanh tài chính của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và đến ngày 19-6-2000, Công ty Tài chính Dầu khí chính thức được hình thành trên cơ sở tách một phần chức năng, nhiệm vụ và nhân sự của Phòng Tài chính thuộc Tổng công ty theo Quyết định số 903/QĐ-HĐQT của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Ngày 5-2-2001, Công ty Tài chính Dầu khí chính thức làm lễ khai trương hoạt động tại Hà Nội với tên giao dịch tiếng Anh là Petrovietnam Finance Company (PVFC) - là một tổ chức tín dụng phi ngân hàng, có chức năng nhiệm vụ chủ yếu là: bảo đảm vốn cho đầu tư phát triển của ngành Dầu khí; huy động vốn trong và ngoài ngành; cho vay trong và ngoài ngành; đầu tư và thực hiện các dịch vụ tài chính, ngân hàng khác. Vốn điều lệ của PVFC vào thời điểm thành lập là 100 tỷ đồng, lớn nhất trong số các công ty tài chính đã được thành lập trước đó.

Lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam xác định rõ, PVFC trước hết phải là một định chế tài chính chủ yếu của Petrovietnam thực hiện nhiệm vụ thu xếp vốn cho các dự án đầu tư phát triển của Tổng công ty và các đơn vị trực thuộc; quản trị nguồn vốn, dòng tiền trong toàn Tổng công ty để bảo đảm mang lại lợi nhuận cao; đồng thời thực hiện *chính sách nhân viên* của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thông qua các sản phẩm và dịch vụ tài chính.

Để làm tốt nhiệm vụ là một định chế tài chính của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, PVFC được xây dựng với mục tiêu là trở thành một tổ chức tín dụng phi ngân hàng mạnh và chuyên nghiệp. Chiến lược phát triển của PVFC đến năm 2025 đã được triển khai và từng bước thực hiện. Trên cơ sở xác định đúng định hướng hành động, ngay từ khi thành lập, PVFC đã thực hiện ngay các công việc:

(i) Xây dựng các sản phẩm dịch vụ tài chính lần đầu tiên xuất hiện ở Việt Nam để thực hiện tốt các nhiệm vụ của mình mà điển hình là: nhận uỷ thác quản lý vốn, sau đó là nhận uỷ thác đầu tư, dịch vụ thu xếp vốn.

(ii) Xây dựng và hoàn thiện các quy trình, quy chế cho từng hoạt động và sản phẩm để đào tạo cán bộ, nhân viên và áp dụng trong toàn hệ thống.

(iii) Triển khai hợp tác toàn diện với các ngân hàng thương mại nhà nước lớn trong nước, mở các chi nhánh tại các trung tâm hoạt động dầu khí chủ yếu như Vũng Tàu, Thành phố Hồ Chí Minh, Đà Nẵng.

(iv) Xây dựng văn hoá doanh nghiệp và tổ chức ngày hội văn hoá PVFC hàng năm vào ngày 1-10.

Ngay sau khi được thành lập, ngày 5-2-2001, PVFC đã khai trương hoạt động tại Hà Nội. Tháng 10-2001, Công ty đã khai trương hoạt động các phòng giao dịch tại Hà Nội, Thành phố Hồ Chí Minh và Vũng Tàu. Ngày 19-6-2002, khai trương hoạt động phòng giao dịch chứng khoán BSC - PVFC tại Hà Nội. Ngày 21-5-2003, khai trương Chi nhánh PVFC Thành phố Hồ Chí Minh. Ngày 28-2-2005, khai trương Chi nhánh PVFC tại Vũng Tàu và ngày 4-7-2006, khai trương Chi nhánh PVFC tại Đà Nẵng.

Tính đến ngày 31-12-2004, PVFC đã thu xếp vốn cho các dự án của Petrovietnam đạt 5.000 tỷ đồng và phát hành thành công hai đợt trái phiếu dầu khí 300 tỷ đồng (năm 2003) và 690 tỷ đồng (năm 2006).

Kết quả kinh doanh tài chính, chứng khoán trong những năm 2001-2006

Tính trong 6 năm hoạt động từ năm 2001 đến năm 2006, với tư cách là công ty tài chính của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, PVFC đã thực hiện khá tốt sứ mệnh được giao, thể hiện qua một số kết quả kinh doanh như sau:

Kết quả kinh doanh của PVFC giai đoạn 2001-2006

Đơn vị: tỷ đồng

STT	Chỉ tiêu	Năm 2001	Năm 2002	Năm 2003	Năm 2004	Năm 2005	Năm 2006
1	Vốn điều lệ	100	100	100	300	300	1.000
2	Tổng tài sản	360	1.231	2.896	4.207	6.828	18.144
3	Doanh thu	17	66	134	215	429	1.023
4	Lợi nhuận trước thuế	2	5	6	8	29	126

Đặc biệt, sự kiện đánh dấu đỉnh cao của PVFC trong hoạt động kinh doanh trên thị trường tài chính là việc cổ phần hoá PVFC vào cuối năm 2007, thông qua

cổ phần hóa vốn điều lệ của PVFC đã nâng lên là 5.000 tỷ đồng, giá bình quân là 69.868 đồng/cổ phiếu, thặng dư từ đợt phát hành do bán bớt cổ phần là hơn 6.500 tỷ đồng. Trong đợt phát hành cổ phiếu lần đầu ra công chúng cũng đánh giá một thành công của PVFC, một trong những ngân hàng đầu tư lớn nhất thế giới là Morgan Stanley đã trở thành cổ đông chiến lược của PVFC và nắm giữ 10% cổ phần. Giai đoạn từ năm 2007 trở đi hoạt động tài chính của Petrovietnam còn sôi động hơn nữa.

6. Tổ chức các hội chợ, triển lãm và các hội thảo dầu khí quốc tế

Sự kiện Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam được thành lập năm 1990 đánh dấu một cột mốc hết sức quan trọng trong lịch sử phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam, tạo điều kiện thuận lợi cho các hoạt động sản xuất kinh doanh, trong thăm dò, khai thác dầu khí, cũng như trong các hoạt động dịch vụ hỗ trợ. Nhằm mục đích quảng bá ngành Dầu khí non trẻ của Việt Nam với thế giới; thu hút các nhà đầu tư nước ngoài vào hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí cùng với việc thu hút vốn, công nghệ, nhân lực có kỹ thuật cao; tạo điều kiện cho các nhà quản lý và kỹ thuật Việt Nam chọn được đối tác có tiềm năng về vốn và kỹ thuật làm đối tác cho hoạt động dầu khí; và đóng góp một phần nhỏ doanh thu cho ngân sách trong khi không phải chi cho các hoạt động quảng bá và tiếp thị của mình, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã chủ trương tổ chức một số cuộc triển lãm và hội thảo trong nước cũng như tham gia các sự kiện như vậy ở nước ngoài trong chừng mực có thể.

Công tác tổ chức các hội chợ, triển lãm và hội thảo dầu khí được Tổng công ty giao cho Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí đảm nhiệm thông qua hình thức hợp tác với các đối tác trong và ngoài nước, đặc biệt là các công ty chuyên tổ chức hội chợ, triển lãm quốc tế như Reed Tradex (Thái Lan), CP Hongkong Exhibition, Trung tâm Quản lý công nghệ Xingapo, Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam.

6.1. Tổ chức hội chợ và triển lãm dầu khí

Trong thời gian từ năm 1991 đến cuối năm 2006, Petrovietnam, mà chủ trì là Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí, phối hợp với các đối tác, đã tổ chức 8 hội chợ, triển lãm dầu khí quốc tế tại Việt Nam. Cụ thể như sau:

(1) Triển lãm "Saigon Oil & Gas Expo 91", từ ngày 5 đến ngày 8-11-1991 tại Trung tâm hội chợ, hội thảo Xingapo, Thành phố Hồ Chí Minh.

Đơn vị bảo trợ: Tổng công ty Dầu khí Việt Nam
UK National Pavilion, Cục Công nghiệp và Thương mại Anh

Đơn vị tổ chức: CP Hongkong Exhibition
VCCI

Kết quả: có 29 gian hàng của 9 quốc gia

(2) Triển lãm "Petrovietnam 93", từ ngày 14 đến ngày 16-10-1993 tại Trung tâm Hội chợ, triển lãm Quang Trung, Thành phố Hồ Chí Minh.

Đơn vị bảo trợ: Bộ Công nghiệp

Đơn vị tổ chức: Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí
Reed Tradex (Thái Lan)

Kết quả: có 200 gian hàng của 22 quốc gia

(3) Triển lãm "Vietnam Oil & Gas Expo 94", từ ngày 28 đến ngày 30-9-1994 tại Cung Văn hóa Hữu nghị, Hà Nội.

Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam

Đơn vị tổ chức: CP Hongkong Exhibition
VCCI

Kết quả: có 87 gian hàng của 17 quốc gia và vùng lãnh thổ

(4) Triển lãm "Vietnam Oil & Gas Expo 96", từ ngày 16 đến ngày 18-1-1996 tại Cung Văn hóa Hữu nghị, Hà Nội.

Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam

Đơn vị tổ chức: CP Hongkong Exhibition
VCCI

Kết quả: có 52 gian hàng của 13 nước và vùng lãnh thổ

(5) Triển lãm "Vietnam Oil & Gas Expo 98", từ ngày 1 đến ngày 4-4-1998 tại Cung Văn hóa Hữu nghị, Hà Nội.

Đơn vị bảo trợ: Bộ Công nghiệp
Petrovietnam

Đơn vị tổ chức: CP Hongkong Exhibition
VCCI

Kết quả: có 56 gian hàng của 18 nước và vùng lãnh thổ

(6) Triển lãm "Vietnam Oil & Gas/Electricity Expo 2002", từ ngày 23 đến ngày 25-10-2002 tại Cung Văn hóa Hữu nghị, Hà Nội.*

Đơn vị bảo trợ: Bộ Công nghiệp
Tổng công ty Điện lực Việt Nam

Đơn vị tổ chức: Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí (PIC)
CP Hongkong Exhibition
VCCI EXPO

Kết quả: có 75 gian hàng của 21 nước và vùng lãnh thổ

(7) Triển lãm "Vietnam Oil & Gas/Electricity Expo 2004", từ ngày 27 đến ngày 29-10-2004 tại Trung tâm Hội chợ, hội thảo Xingapo (HIECE), Thành phố Hồ Chí Minh.

Đơn vị bảo trợ: Bộ Công nghiệp
Tổng công ty Điện lực Việt Nam

Đơn vị tổ chức: Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí (PIC)
CP Hongkong Exhibition
VCCI EXPO

Kết quả: có 93 gian hàng của 21 nước và vùng lãnh thổ

(8) Triển lãm "Vietnam Oil & Gas/Electricity Expo 2006", từ ngày 12 đến ngày 14-10-2006 tại Trung tâm Hội chợ, hội thảo Xingapo (HIECE), Thành phố Hồ Chí Minh.

Đơn vị bảo trợ: Bộ Công nghiệp
Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Đơn vị tổ chức: Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí (PIC)
CP Hongkong Exhibition
VCCI EXPO

Kết quả: có 112 gian hàng của 22 nước và vùng lãnh thổ

---

* Do tổ chức riêng một hội chợ triển lãm dầu khí thì khó thành công vì quá ít công ty đăng ký tham gia, cho nên, được sự ủy quyền của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí đã ký thỏa thuận trực tiếp với CP Hongkong Exhibition và Công ty cổ phần Triển lãm hội nghị và Quảng cáo Việt Nam thuộc Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam (VCCI EXPO) về việc tổ chức hội chợ, triển lãm chung cho cả ngành Dầu khí và ngành Điện. Cách làm này được tiếp tục cho cả những lần tiếp theo.

Ngoài những hội chợ, triển lãm dầu khí quốc tế được tổ chức tại Việt Nam, Petrovietnam còn tham gia các triển lãm dầu khí tại nước ngoài nhằm mục đích quảng bá cho Petrovietnam cũng như mở rộng hợp tác và tìm các cơ hội đầu tư ra nước ngoài.

6.2. Tổ chức các hội thảo quốc tế về dầu khí

Các hội thảo quốc tế về dầu khí cũng được Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí tổ chức hoặc phối hợp với các đối tác tổ chức tương đối đều đặn tại Việt Nam. Dưới đây là liệt kê một số hội thảo:

- Hội thảo về dầu khí năm 1993 với chủ đề *"Những thách thức và các cơ hội kinh doanh"*, diễn ra trong hai ngày 14 và 15-10-1993. Đơn vị bảo trợ: Petronas; Đơn vị tổ chức: Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

- Hội thảo về dầu khí Việt Nam năm 1994 với chủ đề *"Những cơ hội trong thượng và hạ nguồn"*, diễn ra trong hai ngày 28 và 29-7-1994. Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam; Đơn vị tổ chức: Trung tâm Quản lý công nghệ Xingapo và Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

- Hội thảo*"Dầu khí Việt Nam"*, diễn ra trong hai ngày 2 và 3-3-1995. Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam; Đơn vị tổ chức: Trung tâm Quản lý công nghệ Xingapo, Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

- Hội thảo *"Dầu khí và Năng lượng Việt Nam 97"*, diễn ra trong hai ngày 24 và 25-3-1997. Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam, Tạp chí *Vietnam Business News*, Petromin, *Hydrocarbon Asia và Business News Indochina*; Đơn vị tổ chức: Trung tâm Quản lý công nghệ Xingapo và Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

- Hội thảo về dầu khí Việt Nam với chủ đề *"Những thách thức đối với đầu tư các dự án hạ nguồn"*, diễn ra trong hai ngày 25 và 26-3-1999. Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam, Tạp chí *Hydrocarbon* và *Oil & Gas News*; Đơn vị tổ chức: Trung tâm Quản lý công nghệ Xingapo và Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

- Hội thảo về dầu khí Việt Nam với chủ đề *"Việt Nam - kết hợp thực hiện các dự án"*, diễn ra trong hai ngày 18 và 19-7-2001. Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam, Tạp chí *Oil & Gas Euroasia*, *Hydrocarbon Asia*, Platt's, Argus và Petromin; Đơn vị tổ chức: Trung tâm Quản lý công nghệ Xingapo và Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

- Hội thảo dầu khí với chủ đề *"Sự phát triển dầu khí và năng lượng vùng Mêkông"*, diễn ra trong hai ngày 21 và 22-1-2003. Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam,

Tạp chí *International Oil News*, Petromin, Platt's, Argus và Upstream; Đơn vị tổ chức: Trung tâm Quản lý công nghệ Xingapo và Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

- Hội thảo *"Dầu khí và năng lượng Việt Nam lần thứ 7"*, diễn ra trong hai ngày 25 và 26-10-2004. Đơn vị bảo trợ: Petrovietnam, Tạp chí *Upstream và Vietnam Style*; Đơn vị tổ chức: Trung tâm Quản lý công nghệ Xingapo và Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

IV. CÔNG TÁC AN TOÀN VÀ MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

Trong thời kỳ 1990-2006, công tác an toàn và bảo vệ môi trường của Petrovietnam đã có nhiều thành tựu quan trọng, đóng góp một phần quan trọng vào những thành tựu to lớn của Tổng công ty trong các lĩnh vực hoạt động, đặc biệt là trong các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Có thể khẳng định chắc chắn rằng, để có được 200 triệu tấn dầu thô khai thác đến ngày 25-8-2006, ngành Dầu khí Việt Nam đã trải qua một chặng đường đầy chông gai và thử thách, trong đó bao gồm cả sự hình thành và phát triển của công tác an toàn và bảo vệ môi trường. Sự cố và tai nạn trong ngành Dầu khí nói chung là điều không thể tránh khỏi, kể cả đối với những công ty lớn có nhiều kinh nghiệm, hoạt động xuyên quốc gia. Vì vậy, công tác an toàn và bảo vệ môi trường ngay từ đầu đã được Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam rất quan tâm. Tuy nhiên, đối với Việt Nam, hoạt động dầu khí còn là mới mẻ, cho nên, về mặt xây dựng pháp quy cũng như hoạt động thực tiễn, ở giai đoạn đầu công tác an toàn và bảo vệ môi trường còn thiếu và yếu.

Hoạt động dầu khí ở Việt Nam trải rộng trên nhiều vùng, trên đất liền cũng như ngoài biển khơi. Điều kiện thiên nhiên, thời tiết khá khắc nghiệt, thường xảy ra bão tố, điều kiện biển khá phức tạp, đặc biệt là dòng chảy, sóng lừng... Đối với những người làm dầu khí, tuy một bộ phận được đào tạo chính quy, nhưng nhìn chung vẫn chưa có được tác phong công nghiệp mà ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng này đòi hỏi, trong khi đây là một ngành công nghiệp với kỹ thuật phức tạp, công nghệ cao.

1. Tình hình sự cố và tai nạn trong hoạt động dầu khí ở Việt Nam

Trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí ở nước ta đã xảy ra một số sự cố dầu khí gây thiệt hại lớn, trong đó có cả thiệt hại về người,

như tai nạn xảy ra ở giếng khoan 100 tại huyện Đông Hưng, tỉnh Thái Bình ngày 23-9-1970 làm chết chuyên gia Liên Xô L.M. Serdyukov; sự cố phun khí ở giếng khoan 102 ngày 28-12-1974 ở độ sâu 3.966 m phải mất cả tháng trời mới dập tắt được; hay sự cố chìm giàn khoan ở giếng khoan 76 tại Tiền Hải, Thái Bình xảy ra ngày 19-8-1980.

Trong khoảng thời gian từ năm 1990 đến năm 2006 cũng đã xảy ra một số sự cố và tai nạn đáng tiếc, mặc dù số tai nạn gây chết người rất ít. Có thể nêu một số sự cố như: sự cố phun trào khí của giếng khoan của ONGC ở mỏ Lan Tây - Lan Đỏ năm 1992; sự cố Công ty British Gas làm rơi cần cẩu gây vỡ khoang chứa dầu của tàu dịch vụ làm hơn 80 tấn dầu diesel tràn ra biển; sự cố vỡ đường ống condensat của PV Gas; sự cố gió chướng làm gãy tai móc xích neo trên phao neo tàu chứa - xuất dầu Ba Vì của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tại mỏ Bạch Hổ (năm 2000) làm phao neo bị lệch nghiêng, tàu phải ngừng vận hành; sự cố khí phun tại giếng khoan Trà Xanh Tây-2X, lô B&48/95 ngày 28-8-2000 buộc Unocal Vietnam phải di chuyển khẩn cấp giàn khoan ra khỏi vị trí khoan và hủy giếng khoan; sự cố cháy nổ kho trên boong mũi tàu chứa dầu Ba Vì của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ngày 8-5-2001 làm chết một công nhân; sự cố ngày 12-5-2005 tàu dịch vụ Mimosa của PTSC bị tàu chở dầu Trinity của Xingapo đâm chìm tại khu vực gần mỏ Đại Hùng; sự cố tàu Seabulk Rooster va vào giàn RBDP-B của Petronas Carigali ngày 31-1-2006 tại mỏ Hồng Ngọc; sự cố ngày 24-4-2006 đường ống dẫn dầu từ giàn P3 và P4 mỏ Bạch Hổ của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro bị bục do cáp neo của tàu rải ống Côn Sơn làm khoảng hơn 50 tấn dầu thô tràn ra biển; sự cố đứt đường ống mềm từ tàu chứa - xuất dầu Ba Vì sang tàu chở dầu tại mỏ Bạch Hổ ngày 29-12-2006 làm hơn 18 tấn dầu thô tràn ra biển.

Có thể thấy, các sự cố và tai nạn lớn xảy ra không nhiều so với quy mô, mức độ hoạt động và phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam, tuyệt đại đa số các sự cố và tai nạn lớn xảy ra đều nằm ở các hoạt động khâu đầu (upstream) của ngành, vì các hoạt động của khâu sau (downstream) chỉ thực sự mới phát triển vào đầu thế kỷ XXI. Mặc dù chưa xảy ra sự cố hay tai nạn thật nghiêm trọng, trừ năm 2004, hầu như năm nào cũng có thiệt hại về người.

Vì vậy, công tác an toàn và bảo vệ môi trường trong giai đoạn phát triển mạnh mẽ các hoạt động dầu khí từ cuối thập kỷ 80 và đầu thập kỷ 90 của thế kỷ XX đã trở nên cấp bách cả về phương diện tổ chức cũng như phương diện xây dựng các văn bản pháp quy và quy tắc ứng xử.

2. Các văn bản pháp quy về công tác an toàn và bảo vệ môi trường dầu khí của Petrovietnam

Mặc dù có rất nhiều việc phải làm của một đất nước vừa trải qua các cuộc chiến tranh nhưng những người lãnh đạo của đất nước nói chung và các thế hệ lãnh đạo khác nhau của ngành Dầu khí nói riêng đã sớm nhận thức tầm quan trọng của công tác an toàn và môi trường trong công cuộc xây dựng và phát triển ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam.

Việc tiến hành thực hiện đề tài nghiên cứu khoa học mã số 22.01.06.01 (1981-1982) "Tổng quan kinh nghiệm thế giới về chống nhiễm bẩn biển do dầu thô gây ra" do Nguyễn Đức Huỳnh và Đỗ Quang Toàn (Viện Dầu khí Việt Nam) đồng chủ biên là sự kiện khoa học thể hiện nhận thức về bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí Việt Nam đã được hình thành khá sớm. Đây là đề tài nghiên cứu khoa học thuộc Chương trình Nghiên cứu khoa học cấp Nhà nước 22.01 (1981-1985) "Đặt cơ sở khoa học cho phương hướng công tác tìm kiếm và đánh giá tài nguyên dầu khí trên lãnh thổ Việt Nam". Đây cũng là đề tài nghiên cứu khoa học đầu tiên của ngành Dầu khí liên quan tới công tác an toàn và bảo vệ môi trường. Điều đặc biệt là đề tài này được thực hiện trong bối cảnh Việt Nam chưa bắt đầu khai thác dầu khí.

Từ đó đến khi chuyển thành Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, ngành Dầu khí Việt Nam thông qua các đơn vị nghiên cứu và các đơn vị sản xuất của mình, mà đơn vị chủ lực là Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí, đã tiến hành thực hiện hàng chục đề tài nghiên cứu khoa học khác nhau thuộc lĩnh vực an toàn và bảo vệ môi trường. Các đề tài nghiên cứu này không những góp phần giải quyết những vấn đề do thực tiễn sản xuất yêu cầu mà còn giúp cho lãnh đạo ngành Dầu khí Việt Nam định hướng việc xây dựng và phát triển công tác an toàn và bảo vệ môi trường của ngành đáp ứng với sự phát triển nhanh chóng của ngành công nghiệp dầu khí trong những năm qua.

Năm 1984, Phòng Hóa lý thuộc Viện Dầu khí Việt Nam được thành lập và được Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam lúc bấy giờ giao nhiệm vụ nghiên cứu những vấn đề thuộc lĩnh vực môi trường dầu khí như là một trong những chức năng hoạt động chuyên môn của phòng này. Đây có thể xem như một dấu mốc xác nhận công tác nghiên cứu khoa học môi trường của ngành Dầu khí đã chính thức được hình thành. Năm 1988, Phòng Hóa lý được đổi tên thành Phòng Môi

trường và đây là tổ chức tiền thân của Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí về sau.

Năm 1984, Viện Dầu khí Việt Nam cũng chính thức tiếp nhận chuyển giao phần mềm "Mô hình trôi dạt dầu trên Biển Đông" của Nauy thông qua Ủy ban Điều phối Cùng tìm kiếm tài nguyên khoáng sản ở vùng biển châu Á" (CCOP).

Cũng trong năm 1984, nhóm "Môi trường" được hình thành trong Vụ Kỹ thuật của Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt do ông Nguyễn Trọng Hạnh, chuyên viên Vụ Kỹ thuật phụ trách. Nhóm "Môi trường" đã làm tham mưu cho Tổng cục Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam về các vấn đề liên quan đến công tác quản lý môi trường cho các hoạt động dầu khí ở Việt Nam lúc bấy giờ.

Năm 1987, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã thành lập "Đội ứng cứu và xử lý dầu tràn" với những trang thiết bị ứng cứu và thu gom dầu tràn vào loại hiện đại nhất lúc bấy giờ. Năm 1988, ở Vietsovpetro có hai sự kiện liên quan tới công tác an toàn và bảo vệ môi trường của Xí nghiệp: thành lập Trung tâm An toàn và Bảo vệ môi trường (bao gồm cả "Đội ứng cứu và xử lý dầu tràn") và ban hành "Quy chế Bảo vệ môi trường trong khoan và khai thác dầu khí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro". Các sự kiện này của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro liên quan tới công tác an toàn và bảo vệ môi trường diễn ra chỉ một vài năm sau khi Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chính thức khai thác tấn dầu đầu tiên (năm 1986) và vào thời điểm Việt Nam chưa có luật bảo vệ môi trường còn các quy định luật pháp khác liên quan tới quản lý an toàn và môi trường còn rất lỏng lẻo.

Năm 1990, Tổng cục Dầu khí cử hai kỹ sư Nguyễn Thị Phương Hải (Vụ Kỹ thuật) và Nguyễn Đức Huỳnh (Viện Dầu khí Việt Nam) tham gia khóa đào tạo 4 tháng về "Quản lý và đánh giá tác động môi trường cho các dự án" tại Trung tâm Quản lý môi trường của Trường đại học Tổng hợp Aberdeen, Xcốtlen, Vương quốc Anh. Đây có thể xem là những kỹ sư đầu tiên của Petrovietnam được đào tạo về môi trường một cách bài bản.

Từ cuối thập kỷ 80 của thế kỷ XX, một số công ty dầu khí nước ngoài (ONGC, Shell, Total, BP và một số công ty khác...) bắt đầu triển khai thăm dò dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam. Petrovietnam đã soạn thảo và trình Bộ Công nghiệp nặng ban hành "Quy chế bảo vệ môi trường trong các hoạt động dầu khí biển" vào năm 1990 trước khi Nhà nước ban hành Luật Dầu khí năm 1993 và Luật Bảo vệ môi

trường năm 1993. Đây có thể được xem như là văn bản pháp quy đầu tiên liên quan tới công tác quản lý và bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí Việt Nam.

Năm 1992, Phòng Môi trường thuộc Viện Dầu khí Việt Nam, thực hiện báo cáo: "Đánh giá tác động môi trường cho đề án khảo sát địa chấn 2D của Shell Việt Nam ở lô số 10 thềm lục địa Nam Việt Nam". Tiếp theo, trong năm 1993 cũng nhóm tác giả này đã thực hiện báo cáo "Đánh giá tác động môi trường cho giếng khoan thăm dò 103-TH-1X trên thềm lục địa Bắc Việt Nam". Đây là những báo cáo đánh giá tác động môi trường đầu tiên của ngành Dầu khí Việt Nam và cũng có thể là những báo cáo đánh giá tác động môi trường sớm nhất của nước ta lúc bấy giờ. Các báo cáo này được thực hiện với sự tự giác của các nhà thầu và không phải thông qua các thủ tục phê duyệt bất kỳ nào vì luật pháp Việt Nam lúc bấy giờ chưa quy định phải thực hiện báo cáo "đánh giá tác động môi trường" trước khi bắt đầu triển khai các dự án như sau này. Sự việc này đánh dấu quyết tâm hòa nhập với thế giới cũng như sự cố gắng vươn lên phía trước trong công tác bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí Việt Nam lúc bấy giờ.

Năm 1993, Luật Dầu khí được ban hành. Các vấn đề liên quan tới an toàn và bảo vệ môi trường trong các hoạt động dầu khí đã được thể hiện ở Điều 13, khoản 11 Điều 15, khoản 8 Điều 30 Luật Dầu khí. Đặc biệt Điều 13 của Luật sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Dầu khí được Quốc hội khóa XII kỳ họp thứ 3 thông qua ngày 3-6-2008 quy định: "Trong quá trình tiến hành hoạt động dầu khí, sau khi kết thúc từng công đoạn hoặc từng giai đoạn, hoặc kết thúc hợp đồng dầu khí, tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động dầu khí phải thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí không còn sử dụng và phục hồi môi trường theo quy định của pháp luật". Đây là văn bản pháp luật cao nhất có nhiều điều quy định chi tiết và cụ thể cho công tác an toàn và bảo vệ môi trường đối với các hoạt động dầu khí và là bước phát triển quan trọng cho ngành Dầu khí trong lĩnh vực an toàn và bảo vệ môi trường.

Ngày 18-11-1993, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam thành lập Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí do ông Nguyễn Đức Huỳnh làm Giám đốc trên cơ sở tách Phòng Môi trường ra khỏi Viện Dầu khí Việt Nam. Trung tâm vừa là đơn vị tư vấn về an toàn và bảo vệ môi trường, đồng thời là nơi nghiên cứu, áp dụng các công nghệ mới, cũng như thực hiện các dịch vụ cho các tổ chức dầu khí hoạt động ở Việt Nam trong hai lĩnh vực nói trên. Đây là sự kiện quan trọng trong công tác an toàn và bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí Việt

Nam, đánh dấu công tác an toàn và bảo vệ môi trường từ thời điểm này có vị trí tương xứng và được phát triển có hệ thống, bài bản và khoa học.

Năm 1993, Phòng Khoa học Công nghệ và Môi trường thuộc bộ máy điều hành của Tổng công ty ra đời do ông Nguyễn Đăng Liệu làm Trưởng phòng, tiền thân của Ban An toàn, Sức khỏe - Môi trường thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sau này. Chức năng chính của phòng/ban là quản lý công tác an toàn, sức khỏe và bảo vệ môi trường; xây dựng hệ thống quản lý an toàn, sức khỏe, môi trường; hoàn thiện các hướng dẫn về công tác an toàn, sức khỏe và bảo vệ môi trường cho tất cả các đơn vị thành viên của Petrovietnam và cho các nhà thầu dầu khí đang hoạt động tại Việt Nam.

Năm 1994, Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển - An toàn và Môi trường Dầu khí đã thực hiện "Quan trắc phông môi trường cho chiến dịch khoan thăm dò của Công ty BHP ở mỏ Đại Hùng, ngoài khơi Nam Việt Nam". Đây là báo cáo "quan trắc môi trường" đầu tiên ở Việt Nam đáp ứng các chuẩn mực của thế giới (World Bank Requirement) về phương pháp luận, thiết bị lấy mẫu, chỉ tiêu phân tích và phương pháp phân tích. Sự kiện này đã mở ra cho Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí cơ hội phát triển một loại hình dịch vụ mới về môi trường, đem về một nguồn doanh thu đáng kể về sau này. Đặc biệt, Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường lúc đó đã tham khảo nội dung "quan trắc môi trường" của ngành Dầu khí làm cơ sở xây dựng các hướng dẫn về "quan trắc môi trường" cho các ngành kinh tế khác.

Năm 1994 đánh dấu sự thành lập Xí nghiệp Ứng cứu sự cố tràn dầu. Đây là liên doanh giữa PTSC với Brigg Marine. Đến năm 1997, Xí nghiệp tách ra hoạt động độc lập như một đội ứng cứu sự cố tràn dầu (Oil Spill Responder Team) trực thuộc PTSC Offshore và đến năm 2002 trở thành Xí nghiệp Ứng cứu tràn dầu trực thuộc PVD. Đây là tổ chức tiền thân của Trung tâm ứng cứu sự cố tràn dầu khu vực miền Nam ra đời vào năm 2006, là đơn vị ứng cứu sự cố tràn dầu duy nhất của Việt Nam cho đến thời điểm đó, vừa có đội ngũ nhân viên chuyên nghiệp, giàu kinh nghiệm thực tiễn lại vừa có trang thiết bị đồng bộ và hiện đại.

Luật Bảo vệ môi trường được Quốc hội thông qua năm 1993 (sửa đổi năm 2005) là cơ sở pháp lý cao nhất ở Việt Nam về bảo vệ và quản lý môi trường, là văn bản pháp quy chính để ngành Dầu khí vận dụng trong việc quản lý và bảo vệ môi trường cho các hoạt động của ngành đang ngày càng được xúc tiến và mở rộng. Sau khi Luật Bảo vệ môi trường được ban hành, nhiều nghị định và thông tư hướng dẫn thi hành luật được ban hành, trong đó có hai văn bản có

nhiều ảnh hưởng tới công tác bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí, đó là: Thông tư số 715/1995/TT-BKHCNMT ngày 3-4-1995 của Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường về hướng dẫn lập báo cáo đánh giá tác động môi trường đối với các dự án đầu tư trực tiếp nước ngoài và Thông tư số 490/1998/TT-BKHCNMT của Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường ngày 29-4-1998 về hướng dẫn lập và thẩm định Báo cáo đánh giá tác động môi trường đối với các dự án đầu tư.

Ngày 26-12-1995, Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường ban hành Thông tư số 2262/1995/TT-BKHCNMT hướng dẫn khắc phục và xử lý sự cố tràn dầu liên quan tới các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, phân phối, tàng trữ dầu khí và các sản phẩm dầu khí. Thông tư này nhằm đáp ứng yêu cầu khắc phục các sự cố dầu tràn từ khâu đầu đến khâu cuối của Petrovienam và là bước chuẩn bị cần thiết cho Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cấp quốc gia sau này.

Năm 1997, Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí thực hiện độc lập: "Báo cáo đánh giá định lượng rủi ro giàn MSP-1 mỏ Bạch Hổ". Đây là báo cáo đánh giá rủi ro đầu tiên trên cơ sở sử dụng phần mềm được chuyển giao từ dự án hợp tác với Nauy. Báo cáo do các kỹ sư Phòng An toàn của Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí thực hiện độc lập và nhờ DNV của Malaixia phê duyệt về phần nội dung và chất lượng. Việc thực hiện thành công báo cáo đánh giá rủi ro đánh dấu bước phát triển vượt bậc về trình độ và năng lực của Petrovietnam trong quản lý an toàn và là ghi nhận sự tiếp cận của ngành Dầu khí với những công nghệ và kỹ thuật tiên tiến của thế giới.

Ngày 7-9-1998, Thủ tướng Chính phủ ra Quyết định số 163/1998/QĐ-TTg về ban hành "Quy chế khai thác tài nguyên dầu khí". Đây là văn bản pháp quy có nhiều chương, nhiều điều quy định chặt chẽ liên quan tới công tác an toàn và bảo vệ môi trường trong khai thác dầu khí, một trong các hoạt động chính của công nghiệp dầu khí. Cụ thể, tại Điều 9 của Quy chế này quy định: "Khi phê duyệt các hoạt động khai thác dầu khí, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đồng thời phê duyệt các điều kiện có liên quan tới kế hoạch an toàn, kế hoạch bảo vệ môi trường và bảo vệ tài nguyên dầu khí". Ngoài ra, Quy chế này còn có hàng chục điều khoản quy định cụ thể liên quan tới công tác an toàn và bảo vệ môi trường trong khai thác dầu khí[1].

1. Chương IX - "Các vấn đề môi trường", Chương X - "Các hoạt động sản xuất khác", Chương XI - "An toàn và đào tạo người làm việc" trong Quy chế khai thác tài nguyên dầu khí ban hành kèm theo Quyết định số 163/1998/QĐ-TTg ngày 7-9-1998 của Thủ tướng Chính phủ.

Ngày 10-4-1998, Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường ban hành "Quy chế bảo vệ môi trường trong việc tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ, khai thác, tàng trữ, vận chuyển, chế biến dầu khí và các dịch vụ liên quan". Đây là văn bản hướng dẫn chi tiết và cụ thể nhằm thống nhất các hoạt động liên quan tới công tác quản lý và bảo vệ môi trường cho tất cả các hoạt động dầu khí vào thời điểm bấy giờ. Việc ban hành Quy chế này còn nhằm ngăn ngừa ô nhiễm môi trường và giảm đến mức thấp nhất các tác động xấu đến môi trường do các hoạt động dầu khí gây ra. Đây là văn bản pháp quy cấp ngành về quản lý và bảo vệ môi trường được đánh giá là hoàn thiện nhất Việt Nam lúc bấy giờ.

Ngày 8-3-1999, Thủ tướng Chính phủ ra Quyết định số 41/1999/QĐ-TTg về việc ban hành "Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí". Quy chế này gồm 8 chương, 56 điều. Đây là quy chế an toàn được cập nhật đầy đủ và đạt trình độ của các quốc gia phát triển lúc bấy giờ. Quy chế này đã đáp ứng các tiêu chuẩn an toàn rất nghiêm khắc đối với các công ty dầu khí nước ngoài đang hoạt động tại Việt Nam, là văn bản pháp quy chi tiết và cụ thể nhất đối với công tác quản lý an toàn cho các hoạt động dầu khí ở Việt Nam. Việc ra đời "Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí" đánh dấu sự trưởng thành nhanh chóng và sự hội nhập đầy đủ của Việt Nam trong lĩnh vực quản lý an toàn của hoạt động dầu khí.

Ngày 15-11-2000, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ban hành "Hướng dẫn quan trắc (monitoring) môi trường xung quanh các công trình dầu khí biển". Hướng dẫn này dựa trên cơ sở các hướng dẫn tương tự ở Biển Bắc, ở vịnh Mêhicô và có một số thay đổi cho phù hợp với Việt Nam, bảo đảm được cả tính khoa học và tính khả thi. Việc ban hành hướng dẫn này cũng nhằm bảo đảm tính nhất quán cho công tác quan trắc môi trường biển tại các khu vực có các hoạt động dầu khí.

Ngày 5-3-2001, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ban hành "Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu của Petrovietnam". Đây là kế hoạch được xây dựng với sự trợ giúp của các chuyên gia thuộc các tổ chức môi trường của Nauy trong khuôn khổ Dự án Trợ giúp phát triển hệ thống quản lý an toàn, môi trường lao động và bảo vệ môi trường trong công nghiệp dầu khí. Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu của Petrovietnam là nhằm đáp ứng yêu cầu bảo vệ môi trường ngày càng cao của đất nước, thống nhất và kế hoạch hóa công tác ứng phó dầu tràn trong toàn ngành nhằm đạt mục tiêu ứng phó nhanh, hiệu quả các sự cố tràn dầu trong các hoạt động dầu khí của Petrovietnam.

Quyết định số 129/2001/QĐ-TTg ngày 29-8-2001 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt "Kế hoạch quốc gia ứng phó sự cố tràn dầu giai đoạn 2001-2010" và

Quyết định số 103/2005/QĐ-TTg ngày 12-5-2005 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành "Quy chế hoạt động ứng phó sự cố tràn dầu" là những cơ sở pháp lý cao nhất và quan trọng nhất liên quan tới công tác ứng phó sự cố tràn dầu ở Việt Nam. Đặc biệt là các quyết định này đã khẳng định công tác ứng phó dầu tràn ở Việt Nam được thực hiện ở ba cấp: cấp cơ sở, cấp vùng và cấp quốc gia và phân định rõ phạm vi, trách nhiệm của mỗi cấp. Đây là hai quyết định quan trọng liên quan tới ngành Dầu khí Việt Nam vì sự cố tràn dầu luôn là một trong những rủi ro cao nhất có thể gây tổn thất về môi trường rất lớn mà các hoạt động dầu khí luôn phải đối mặt.

Ngày 7-1-2002, Chính phủ ban hành Nghị định số 03/2002/NĐ-CP về bảo đảm an ninh, an toàn dầu khí. Nghị định gồm 6 chương, 32 điều. Đây là văn bản cấp nghị định quy định chi tiết công tác an ninh, an toàn dầu khí. Điều 13 của Nghị định nhấn mạnh: "Tổ chức, cá nhân hoạt động dầu khí tại Việt Nam có nghĩa vụ bảo đảm an toàn cho các hoạt động dầu khí, các công trình, phương tiện, thiết bị dầu khí theo quy định của Nghị định này, tuân thủ Quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí và các quy định có liên quan của pháp luật Việt Nam để bảo vệ an toàn tính mạng, sức khỏe con người, bảo vệ tài sản và môi trường".

Một sự kiện quan trọng liên quan tới công tác bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí Việt Nam là đề án "Thực hiện cơ chế phát triển sạch (CDM) theo Nghị định thư Kyôtô đối với khí đồng hành của mỏ Rạng Đông". Petrovietnam là tổ chức đầu tiên của Việt Nam đã cùng với các công ty JVPC, Conoco Phillips đăng ký thành công Dự án giảm phát khí thải tại mỏ Rạng Đông theo cơ chế phát triển sạch (CDM) theo Nghị định thư Kyôtô, với tổng lượng giảm phát khí thải của toàn bộ dự án trên 6,7 triệu tấn CO_2 quy đổi, trong đó giai đoạn 2001-2005 là 4,5 triệu tấn. Dự án đã được Liên hợp quốc cấp chứng chỉ (CERs). Cũng cần nói thêm rằng đây là dự án thực hiện cơ chế phát triển sạch đầu tiên trên thế giới được Liên hợp quốc cấp chứng chỉ đối với loại hình giảm phát khí thải từ khí đồng hành.

Ngày 25-11-2005, Bộ Công nghiệp ra Quyết định số 37/2005/QĐ-BCN về việc ban hành "Quy chế bảo quản và hủy bỏ giếng khoan dầu khí". Quy chế này có 5 chương, 32 điều. Đây là quy chế quy định khá cụ thể quá trình bảo quản và hủy các giếng khoan làm sao đạt mục đích tối ưu về khai thác tài nguyên nhưng vẫn đảm bảo an toàn cho con người, thiết bị và bảo vệ môi trường cho các hoạt động khoan và khai thác.

Tháng 7-2006, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ban hành hướng dẫn quan trắc (monitoring) môi trường xung quanh các công trình dầu khí trên đất liền. Cùng với hướng dẫn quan trắc môi trường xung quanh các công trình dầu khí biển đã được ban hành năm 2000, bản hướng dẫn này đã khép kín công tác quan trắc môi trường của các hoạt động dầu khí từ trên đất liền tới biển khơi xa.

Ngoài các văn bản pháp quy kể trên, trong quá trình phát triển và hoàn thiện hệ thống pháp lý liên quan tới công tác an toàn và môi trường dầu khí, Petrovietnam cũng đã ban hành hàng loạt các hướng dẫn và sổ tay kỹ thuật liên quan như:

1. Chính sách an toàn sức khỏe môi trường, ban hành lần đầu năm 2004.

2. Hướng dẫn quản lý an toàn lao động và vệ sinh lao động trong các hoạt động dầu khí, ban hành năm 2002.

3. Hướng dẫn quản lý rủi ro và ứng cứu khẩn cấp trong các hoạt động dầu khí, ban hành năm 2002.

4. Hướng dẫn quan trắc và phân tích môi trường biển khu vực lân cận các công trình dầu khí ngoài khơi Việt Nam, ban hành năm 2001.

5. Hướng dẫn quan trắc môi trường xung quanh các công trình dầu khí trên đất liền, ban hành năm 2005.

6. Hướng dẫn an toàn công nghệ trong xử lý hydrocarbon, ban hành năm 2006.

7. Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến việc sử dụng và thải bỏ hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động dầu khí ngoài khơi Việt Nam, ban hành năm 2005.

8. Sổ tay hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường, ban hành năm 2004.

9. Sổ tay hướng dẫn kiểm tra đánh giá môi trường, ban hành năm 2005.

10. Sổ tay hướng dẫn làm sạch bãi biển, ban hành năm 2006.

Để phục vụ cho việc xây dựng, phát triển hệ thống an toàn và bảo vệ môi trường của mình, ngành Dầu khí cũng đã tiếp cận, tham khảo và vận dụng một số điều khoản trong các bộ luật sau:

- Bộ luật Hình sự năm 1999: "Tội gây ô nhiễm không khí" (Điều 182),"Tội gây ô nhiễm nguồn nước" (Điều 183), "Tội hủy hoại nguồn lợi thủy sản" (Điều 188) .
- Luật Thủy sản năm 2003.
- Bộ luật Hàng hải năm 2005.

3. Hiệu quả của công tác an toàn và bảo vệ môi trường của Petrovietnam

Như vậy, cho đến năm 2006, thời điểm chuyển đổi Petrovietnam từ Tổng công ty 91 sang tập đoàn kinh tế, đặc biệt là từ năm 1990, công tác an toàn và bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí đã phát triển từ thấp đến cao, từ đơn giản đến hoàn thiện và đã đáp ứng tốt các giai đoạn phát triển khác nhau của ngành trong suốt thời kỳ. Đặc biệt, kể từ năm 1986, khi tấn dầu thô đầu tiên được Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro khai thác cho đến tháng 8-2006, khi khai thác tấn dầu thô thứ 200 triệu, Petrovietnam đã bảo đảm an toàn tối đa, chưa để xảy ra tai nạn nào lớn có thể gây tổn thất nặng về con người và thiết bị hay gây ra thảm họa về môi trường. Trong các hoạt động sản xuất của mình, Petrovietnam luôn tuân thủ đầy đủ các chuẩn mực về sức khỏe, an toàn và bảo vệ môi trường của quốc gia và quốc tế. Hệ thống quản lý sức khỏe, an toàn và môi trường của ngành đã được hoàn thiện, thường xuyên được cập nhật và được áp dụng thống nhất từ trên xuống tận các đơn vị tác nghiệp. Hệ thống quản lý sức khỏe, an toàn của Petrovietnam hiện nay là hệ thống quản lý tiên tiến nhất trong các ngành kinh tế - kỹ thuật ở nước ta hiện nay, cụ thể:

• Ngành Dầu khí đã xây dựng được một hệ thống các văn bản pháp quy khá hoàn chỉnh lên quan tới công tác sức khỏe, an toàn và bảo vệ môi trường.

• Ở các đơn vị trực thuộc của Petrovietnam đã hình thành các tổ chức chuyên trách về sức khỏe, an toàn và bảo vệ môi trường với đội ngũ cán bộ chuyên môn được đào tạo và được cung cấp các trang thiết bị tương xứng để có thể hoàn thành nhiệm vụ được giao, trong đó có những đơn vị chuyên trách được trang bị các phương tiện hiện đại ngang tầm quốc tế hoặc khu vực như các phòng thí nghiệm môi trường, sinh học, các đơn vị ứng phó sự cố tràn dầu, đội chống phun trào từ giếng khoan, tàu chữa cháy chuyên dụng...

• Ngành Dầu khí đã có hệ thống nghiên cứu khoa học riêng cho lĩnh vực sức khỏe, an toàn và bảo vệ môi trường và đã thực hiện nhiều công trình nghiên cứu khoa học có giá trị thực tiễn.

• Ngành Dầu khí đã đi tiên phong về nhiều phương diện trong công tác an toàn và bảo vệ môi trường như:

✓ Lập báo cáo đánh giá tác động môi trường đầu tiên;

✓ Lập báo cáo đánh giá rủi ro đầu tiên;

✓ Thực hiện quan trắc môi trường đầu tiên;

✓ Xây dựng đội ứng phó sự cố tràn dầu đầu tiên;

✓ Ban hành quy chế quản lý an toàn (cấp ngành) đầu tiên;

✓ Xây dựng hệ thống quản lý cấp ngành về sức khỏe, an toàn và môi trường đầu tiên;

✓ Là đơn vị đầu tiên ở Việt Nam đăng ký thành công Dự án cơ chế phát triển sạch (CDM) theo Nghị định thư Kyôtô và là tổ chức đầu tiên của thế giới đăng ký thành công dự án CDM cho loại hình giảm phát khí thải gây hiệu ứng nhà kính từ khí đồng hành.

Sự hình thành và phát triển công tác an toàn và bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí Việt Nam không tách rời sự hợp tác và giúp đỡ của các công ty dầu khí nước ngoài hoạt động ở Việt Nam và sự hỗ trợ của chính phủ một số nước mà điển hình là Dự án "Trợ giúp phát triển hệ thống quản lý an toàn, môi trường lao động và bảo vệ môi trường trong công nghiệp dầu khí" do Chính phủ Nauy tài

Diễn tập ứng cứu sự cố tràn dầu trên biển Việt Nam

trợ. Sự hợp tác và giúp đỡ của Chính phủ Nauy cũng như các quốc gia và công ty dầu khí đối tác đã giúp cho công tác an toàn, bảo vệ môi trường của ngành Dầu khí Việt Nam phát triển vững chắc và nhanh chóng hội nhập với thế giới. Những người làm công tác an toàn và bảo vệ môi trường của Petrovietnam tự hào là đã cùng chia sẽ ngọt bùi, đắng cay với với tất cả "những người đi tìm lửa" để lúc nhìn lại quãng đường đi qua có thể chia sẻ những vinh quang mà ngành đã đạt được và cùng thế hệ nối tiếp đảm đương trách nhiệm nặng nề trước những thách thức trên con đường phát triển phía trước của ngành Dầu khí Việt Nam.

CHƯƠNG 10

HOẠT ĐỘNG KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ VÀ ĐÀO TẠO

I. NGHIÊN CỨU KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ

Sau năm 1990, hoạt động dầu khí đã chuyển sang một giai đoạn mới. Về mặt quản lý, sau khi giải thể Tổng cục Dầu khí Việt Nam đã thành lập Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Tuy vẫn còn làm một số chức năng của cơ quan quản lý nhà nước nhưng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam dần dần đi vào hoạt động sản xuất - kinh doanh là chính và phạm vi hoạt động bao gồm hầu hết các lĩnh vực từ thượng nguồn đến hạ nguồn, kể cả một số lĩnh vực ngoài dầu khí. Vì vậy, hoạt động khoa học - công nghệ và đào tạo cũng mở rộng hơn trước rất nhiều, với những yêu cầu cao hơn và cách nhìn của các nhà quản lý đối với công tác nghiên cứu khoa học cũng dần dần thay đổi, ngày càng thuận lợi hơn cho sự phát triển.

1. Hội đồng Khoa học - công nghệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam

Với tư cách là cơ quan tham mưu và tư vấn về các hoạt động khoa học - công nghệ, Hội đồng Khoa học - công nghệ của ngành được tiếp tục duy trì, củng cố và mở rộng phạm vi hoạt động trong giai đoạn sau năm 1990. Quy chế về tổ chức và hoạt động của Hội đồng Khoa học - công nghệ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ban hành ngày 14-4-1993 quy định nhiệm vụ của Hội đồng gồm 9 điểm:

• Tư vấn trong việc xác định mục tiêu, phương hướng chiến lược cho các hoạt động sản xuất - kinh doanh và phát triển khoa học - công nghệ dài hạn, trung hạn, ngắn hạn. Định kỳ đánh giá tình hình và kết quả thực hiện, kiến nghị các biện pháp cần thiết tiếp theo.

• Tư vấn trong việc xác lập các căn cứ khoa học về quy hoạch, kế hoạch sản xuất - kinh doanh, nghiên cứu khoa học, thiết kế, thử nghiệm, các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật và sản phẩm của toàn Tổng công ty.

• Tổ chức xét duyệt các phương án, sơ đồ, luận chứng kinh tế - kỹ thuật của các đề án dầu khí và các công trình lớn trên hạn ngạch.

• Tư vấn trong việc đánh giá kết quả thực hiện và nghiệm thu các chương trình, đề tài nghiên cứu khoa học - công nghệ, các công trình xây dựng, các văn bản pháp quy trong lĩnh vực quản lý khoa học - công nghệ chuyên ngành cũng như kiến nghị áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học - công nghệ và công nghệ mới vào sản xuất kinh doanh.

• Tư vấn trong việc định ra các chủ trương hợp tác với các tổ chức trong và ngoài nước có liên quan đến ngành Dầu khí.

• Đề xuất các biện pháp cải tiến tổ chức, cơ chế quản lý và các chính sách, chế độ cần áp dụng trong Tổng công ty.

• Tư vấn về xây dựng phương hướng quy hoạch và kế hoạch đào tạo, sử dụng và bồi dưỡng đội ngũ công nhân kỹ thuật bậc cao và cán bộ chuyên môn, nghiệp vụ cũng như đánh giá về hoạt động chuyên môn của họ khi có yêu cầu.

• Tư vấn trong việc khen thưởng các công trình nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ, phát minh, sáng kiến, sáng chế, xét phong các chức danh khoa học cho cán bộ trong Tổng công ty, kiến nghị kỷ luật các đơn vị và cá nhân vi phạm các quy chế, quy định về hoạt động khoa học - công nghệ trong Tổng công ty.

• Tư vấn về các hoạt động khác của Tổng công ty khi có yêu cầu.

Quy chế cũng quy định tổ chức của Hội đồng, chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn của các thành viên hội đồng cũng như của các tiểu ban, phương thức hoạt động và quan hệ công tác của Hội đồng.

Tiếp theo, trong Quyết định số 1269/DK-TC ban hành ngày 1-10-1993 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Hồ Sĩ Thoảng, xác định nguồn tài chính, chế độ chi cho các hoạt động của Hội đồng, các tiểu ban, trong đó chế độ bồi dưỡng mỗi tháng cho các ủy viên Hội đồng là 50.000 đồng. Như vậy, đây là lần đầu tiên ngành Dầu khí có những quy định đầy đủ nhất về hoạt động của một hội đồng khoa học - công nghệ theo đúng tinh thần các văn bản pháp quy của Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường. Các quy định này là cơ sở cho những quyết định của

Tổng Giám đốc Tổng công ty trong các nhiệm kỳ sau với một số điều chỉnh để phù hợp với tình hình kinh tế - xã hội cụ thể cho từng thời điểm khác nhau.

Hội đồng Khoa học - công nghệ trong nhiệm kỳ 1993-1996 theo Quyết định số 696/TCCB-ĐT ngày 7-6-1993 gồm 27 thành viên là Nguyễn Hiệp, Phạm Quang Dự, Trần Ngọc Toản, Nguyễn Đăng Liệu, Trương Minh, Trần Ngọc Cảnh, Nguyễn Giao, Nguyễn Văn Đắc, Trần Lê Đông, Đặng Của, Nguyễn Trọng Hạnh, Phùng Đình Thực, Nguyễn Văn Minh, Bỳ Văn Tứ, Ngô Dương Hùng, Phan Thu Hương, Trần Mạnh Trí, Nguyễn Tiến Dũng, Vũ Thị Bích Ngọc, Đinh Văn Ngà, Đỗ Văn Hà, Bùi Hải Ninh, Trương Thiên, Trần Hùng Nam, Nguyễn Trọng Nhưng, Phạm Khắc Hùng, Nguyễn Đức Huỳnh. Chủ tịch Hội đồng là tiến sĩ Nguyễn Hiệp và 2 Phó Chủ tịch là giáo sư, tiến sĩ khoa học Phạm Quang Dự và phó giáo sư, tiến sĩ Trần Ngọc Toản. Tổng Thư ký Hội đồng là kỹ sư Nguyễn Đăng Liệu. Đến ngày 17-5-1994, theo đề nghị của Thường trực Hội đồng, Tổng công ty ra Quyết định số 522/DK-TCCB-ĐT bổ sung thêm các ông Vũ Ngọc An, Hồ Đắc Hoài, Lê Văn Hùng, Vũ Văn Kính và Nguyễn Huy Quý làm Ủy viên của Hội đồng.

Hội đồng có 4 Tiểu ban: Tìm kiếm - Thăm dò - Khai thác (22 thành viên); Kinh tế - Quản lý (21 thành viên); Hóa - Lọc hóa dầu (15 thành viên); Công nghệ - Công trình - An toàn và Môi trường (24 thành viên).

Trong nhiệm kỳ 1993-1996, Hội đồng đã có 4 kỳ họp thường kỳ. *Kỳ họp thứ nhất* tổ chức tại Tây Hồ, Hà Nội, trong các ngày 26 và 27-8-1993, giải quyết các vấn đề kiện toàn tổ chức Hội đồng; phương hướng, nhiệm vụ nghiên cứu khoa học - công nghệ các năm 1994, 1995 và các năm tiếp theo; phương hướng tổ chức các cơ sở nghiên cứu khoa học - công nghệ trực thuộc Tổng công ty; phương hướng đào tạo cán bộ dầu khí và tình hình xây dựng các đề án lọc - hóa dầu cũng như kế hoạch xây dựng Bảo tàng dầu khí. *Kỳ họp thứ II* tổ chức tại Viện Dầu khí trong các ngày 25 và 26-4-1994, thảo luận các vấn đề về chiến lược dầu khí đến năm 2010; định hướng kế hoạch sản xuất - kinh doanh và yêu cầu đối với công tác nghiên cứu khoa học - công nghệ năm 1995; đổi mới cơ chế quản lý của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam; công tác đào tạo năm 1994-1995 và phương hướng nâng cấp Viện Dầu khí. *Kỳ họp thứ III* tổ chức tại Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, 22 Ngô Quyền, Hà Nội, trong các ngày 23 và 24-2-1995. Nội dung các vấn đề thảo luận cũng giống như Kỳ họp thứ II nhưng dành cho năm 1995-1996. *Kỳ họp thứ IV* cũng được tổ chức tại Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, 22 Ngô Quyền, Hà Nội, ngày 4-3-1996. Nội dung của kỳ họp gồm kiểm điểm việc thực hiện nghị quyết lần họp trước; xem xét kiến nghị của các tiểu ban; chương trình nghiên cứu khoa học năm 1996-2000; kế hoạch đào tạo năm 1996; đề án nâng cấp các đơn vị khoa

học - công nghệ trong Tổng công ty và định hướng tổ chức Hội đồng Khoa học - công nghệ Tổng công ty nhiệm kỳ 1997-2000.

Trong Báo cáo tổng kết hoạt động của Hội đồng nhiệm kỳ 1993-1996 đã nêu: đại đa số các kiến nghị của Hội đồng đã được Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chấp nhận trong các lĩnh vực quản lý; tài chính; tổ chức - đào tạo; xây dựng chiến lược; nghiên cứu khoa học; ứng dụng công nghệ mới, v.v.. Tuy nhiên, các kiến nghị sau đây chưa được giải quyết hoặc đã được giải quyết nhưng chưa thỏa đáng, hay còn chậm trễ:

• Những kiến nghị liên quan đến việc quy định mức trích tỷ lệ phần trăm doanh thu của Tổng công ty để lập quỹ nghiên cứu khoa học - công nghệ toàn ngành một cách ổn định; những quy định tỷ lệ trích từ các nguồn thu của các đơn vị cơ sở để lập Quỹ Nghiên cứu khoa học - công nghệ nhằm tự bù đắp các chi phí nghiên cứu phục vụ cho hoạt động sản xuất - kinh doanh của đơn vị mình.

• Hình thức đào tạo mời chuyên gia giỏi nước ngoài kèm cặp hoặc cử cán bộ đi làm việc có thời hạn trong các công ty nước ngoài; tiến hành khảo sát về khả năng tổng thể của các đơn vị nghiên cứu khoa học - công nghệ để đề xuất phương hướng khai thác tối đa năng lực của các đơn vị nói trên trong thời gian tới một cách tiết kiệm nhất.

• Việc xây dựng chiến lược phát triển ngành được triển khai nhưng rất chậm và không đồng bộ.

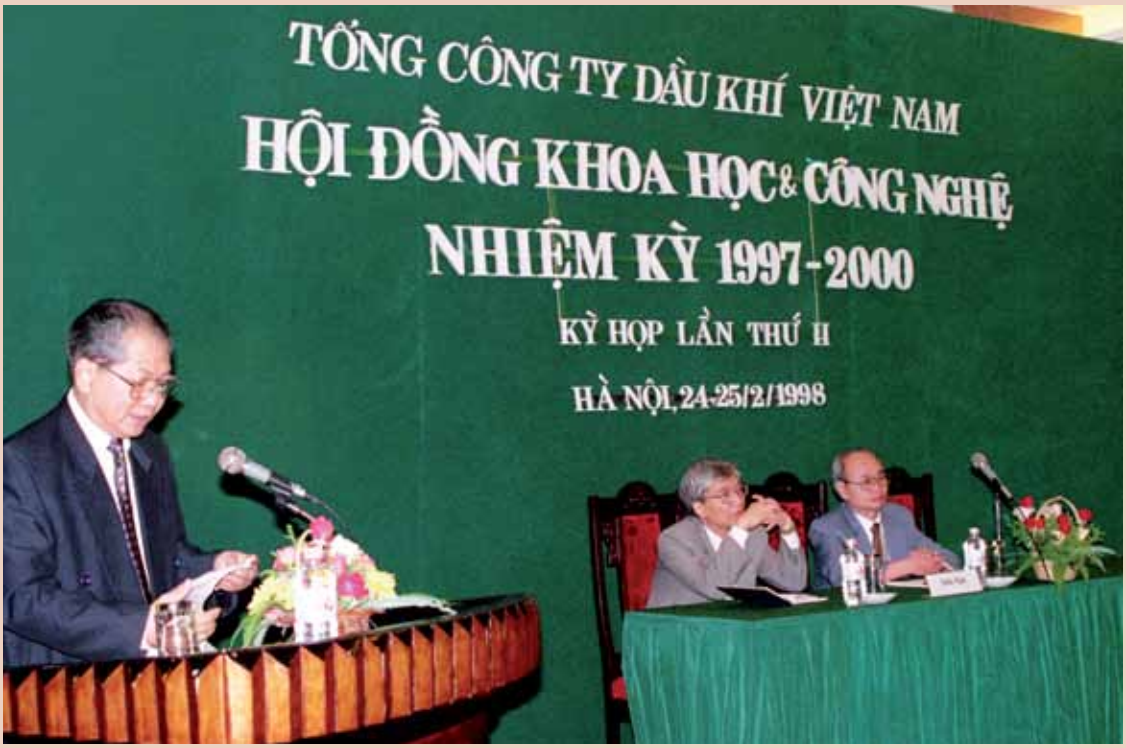
• Việc xây dựng Bảo tàng dầu khí tại khu nhà 80 Nguyễn Du, Hà Nội cũng được triển khai nhưng gặp rất nhiều khó khăn.

• Các biện pháp giải quyết mâu thuẫn gay gắt giữa yêu cầu nghiên cứu và năng lực cán bộ, mức độ trang bị cơ sở vật chất của các đơn vị nghiên cứu khoa học - công nghệ là những nguyên nhân gây ra tình trạng nhiều đề tài đã đề ra nhưng không được triển khai hoặc triển khai không hiệu quả đã chưa được thực thi kịp thời.

• Tổng Giám đốc hầu như chưa thực hiện quy định trong "Quy chế tổ chức và hoạt động của Hội đồng Khoa học - công nghệ" là "sau khi nhận được các kiến nghị của Hội đồng, trong thời hạn sớm nhất, nhưng không quá 30 ngày, Tổng Giám đốc sẽ thông báo cho Hội đồng biết ý kiến trả lời của mình về các kiến nghị này hoặc đề nghị Hội đồng thảo luận thêm".

Hội đồng nhiệm kỳ 1997-2000 chỉ giữ lại không quá 2/3 số thành viên của Hội đồng nhiệm kỳ trước đó và Tiểu ban Công nghệ - Công trình - An toàn và Môi trường được tách ra thành 2 tiểu ban là Tiểu ban Xây dựng - Công trình và Tiểu ban An toàn và Môi trường. Các tiểu ban đã giới thiệu 48 người để Tổng Giám đốc chọn làm thành viên của Hội đồng nhiệm kỳ mới và quyết định cuối cùng là Hội đồng khóa này có 29 Ủy viên chính thức và 2 Ủy viên thông tấn là người của các cơ quan ngoài Tổng công ty (giáo sư, tiến sĩ khoa học Trần Mạnh Trí, Viện trưởng Viện Công nghệ hóa học, Trung tâm Khoa học tự nhiên và Công nghệ quốc gia và giáo sư, tiến sĩ Phạm Khắc Hùng, Viện trưởng Viện Xây dựng công trình biển, Trường đại học Xây dựng Hà Nội).

Danh sách các thành viên Hội đồng gồm: Chủ tịch Nguyễn Hiệp; Phó Chủ tịch thường trực Trần Ngọc Toản; Phó Chủ tịch Phạm Quang Dự; Tổng Thư ký Nguyễn Đăng Liệu; và các ủy viên gồm: Vũ Ngọc An, Đặng Của, Nguyễn Tiến Dũng, Nguyễn Văn Đắc, Trần Lê Đông, Đỗ Văn Hà, Lê Văn Hùng, Ngô Dương Hùng, Nguyễn Đức Huỳnh, Phùng Hưng, Đỗ Đình Khải, Vũ Văn Kính, Đỗ Đình Luyện, Trương Minh, Đinh Văn Ngà, Vũ Thị Bích Ngọc, Nguyễn Trọng Nhưng, Nguyễn Huy Quý, Trần Văn Thục, Phùng Đình Thực, Bỳ Văn Tứ, Tạ Đình Vinh, Nguyễn Quang Bô, Nguyễn Trọng Hạnh, Vũ Đình Chiến.



Kỳ họp thứ II Hội đồng Khoa học - công nghệ, nhiệm kỳ 1997-2000

Ngày 6-1-1998, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San ban hành Quy chế tổ chức và hoạt động của Hội đồng Khoa học - công nghệ nhiệm kỳ 1997-2000[1]. So với Quy chế tổ chức và hoạt động của Hội đồng nhiệm kỳ trước, Quy chế mới có một số nội dung thay đổi. Trong Chương I, bỏ bớt 2 chức năng, nhiệm vụ của Hội đồng về: tổ chức xét duyệt các phương án, sơ đồ, luận chứng kinh tế - kỹ thuật của các đề án dầu khí và các công trình lớn trên hạn ngạch; tư vấn về các biện pháp cải tiến tổ chức, cơ chế quản lý và các chính sách chế độ cần áp dụng trong Tổng công ty. Trong Chương II quy định chuyển một số nhiệm vụ trước đây của Thư ký Hội đồng như chuẩn bị nội dung, chương trình làm việc cho các kỳ họp Hội đồng và tổ chức điều kiện hoạt động của Hội đồng sang cho Phó Chủ tịch Thường trực. Về tiêu chuẩn của ủy viên hội đồng bổ sung điều kiện phải tốt nghiệp đại học trở lên và được các tiểu ban cũ giới thiệu. Các điều khoản khác giữ nguyên theo Quyết định năm 1993.

Hoạt động của Hội đồng nhiệm kỳ này cũng rất sôi nổi, sinh hoạt của các tiểu ban được tăng cường với nội dung phong phú và phục vụ kịp thời các yêu cầu của chuyên ngành. Hội đồng đã tư vấn được ba vấn đề lớn:

(1) Đề cương xây dựng chiến lược phát triển ngành Dầu khí ngắn hạn, trung hạn và dài hạn (đến năm 2000, 2010, 2020);

(2) Định hướng củng cố, sắp xếp các đơn vị nghiên cứu khoa học - công nghệ;

(3) Chương trình nghiên cứu khoa học - công nghệ cấp ngành hàng năm gắn chặt với kế hoạch sản xuất - kinh doanh của Tổng công ty.

Các ý kiến tư vấn này đã được vận dụng trong chỉ đạo, quản lý của Tổng công ty không những trong giai đoạn đến năm 2000 mà còn về sau nữa.

Hội đồng Khoa học - công nghệ nhiệm kỳ 2001-2003 được thành lập ngày 17-1-2001 gồm 38 thành viên. Chủ tịch Hội đồng, ban đầu là giáo sư, tiến sĩ khoa học Phạm Quang Dự. Sau khi ông Phạm Quang Dự được Thủ tướng Chính phủ bổ nhiệm làm Chủ tịch Hội đồng Quản trị thì tiến sĩ Trần Ngọc Cảnh được cử làm Chủ tịch từ ngày 9-8-2001. Phó Chủ tịch là Viện trưởng Viện Dầu khí Vũ Văn Kính. Tổng Thư ký là tiến sĩ Trần Đức Chính. Các Ủy viên gồm: Vũ Ngọc An, Hà Văn Bích, Nguyễn Quang Bô, Lâm Quang Chiến, Vũ Đình Chiến, Vũ Thị Chọn, Nguyễn Tiến Dũng, Nguyễn Văn Đắc, Đỗ Văn Đạo, Trần Lê Đông, Đặng Trần Giao, Đỗ Văn Hà, Hoàng Văn Hanh, Trương Đình Hợi, Lê Văn Hùng, Ngô Dương Hùng, Nguyễn Đức Huỳnh, Phùng Hưng, Đỗ Đình Khải, Vũ Văn Kính, Đỗ Đình Luyện, Vũ Thị Bích Ngọc, Nguyễn Trọng Nhưng, Đặng Hữu

1. Quyết định số 16/DK-TCNS, ngày 6-1-1998 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Quý, Nguyễn Huy Quý, Trần Văn Thục, Nguyễn Quang Thường, Lê Văn Trương, Phạm Anh Tuấn, Nguyễn Văn Tuyến, Bỳ Văn Tứ, Vũ Văn Viện, Tạ Đình Vinh và Hoàng Xuân Hùng.

Hội đồng nhiệm kỳ 2004-2006 chỉ có 20 thành viên, với Chủ tịch là kỹ sư Nguyễn Đăng Liệu; Phó Chủ tịch là Phó Giám đốc phụ trách Trung tâm Chế biến dầu khí, tiến sĩ Trương Đình Hợi và Thư ký là tiến sĩ Nguyễn Huy Quý. Các Ủy viên gồm: Dương Đăng Thú, Phạm Tiến Viễn, Nguyễn Ngọc Hoàn, Nguyễn Hữu Trung, Bùi Quang Hưng, Nguyễn Thị Vân, Vũ Thị Chọn, Phạm Ngọc Giản, Hoàng Văn Thạch, Phùng Đắc Hải, Nguyễn Vũ Trường Sơn, Nguyễn Trọng Tín, Cao Hữu Bình, Nguyễn Hữu Tuyến, Nguyễn Thanh Hải, Nguyễn Tiến Dũng và Từ Thành Nghĩa.

Cả 2 Hội đồng này đều có điểm chung về cơ cấu là có mặt hầu hết cán bộ lãnh đạo các ban và các đơn vị thành viên của Tổng công ty, có rất ít những người chỉ làm khoa học thuần túy. Sinh hoạt của các tiểu ban và của Hội đồng vẫn được duy trì đều đặn và đáp ứng đúng yêu cầu của Tổng công ty với những vấn đề giống như ở các Hội đồng trước nhưng ứng với nhiệm kỳ của Hội đồng.

Nhìn chung, suốt thời kỳ 1990-2006, các Hội đồng Khoa học - công nghệ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã làm tròn chức năng tư vấn của mình về tất cả mọi lĩnh vực hoạt động của Tổng công ty, giúp cho lãnh đạo Tổng công ty và cả cho các cơ quan quản lý nhà nước định ra những bước đi để phát triển ngành tương đối hợp lý. Kết quả này rất khó đánh giá bằng tiền nhưng chắc chắn là khá quan trọng và là một yếu tố không thể tách rời đối với những thành công của Tổng công ty. Tuy nhiên, trong quy chế tổ chức các Hội đồng vẫn chưa làm rõ các nguyên tắc chọn lựa tỷ lệ thành viên giữa cán bộ lãnh đạo các cấp và các nhà khoa học thuần túy một cách hợp lý nên tỷ lệ này thay đổi khác nhau theo sự lãnh đạo của từng Tổng Giám đốc; đôi khi Hội đồng trở thành gần như chỉ của những người giữ cương vị lãnh đạo và quản lý mà chưa thực sự là nơi tập hợp trí tuệ rộng rãi của tập thể các nhà khoa học trong ngành. Về nội dung sinh hoạt, các vấn đề cần tư vấn thường không được gửi trước cho các Ủy viên Hội đồng nghiên cứu trong một thời gian cần thiết nên ý kiến đóng góp phản biện thường không được viết thành văn bản để Tổng Giám đốc có thể tham khảo, nhất là những ý kiến khác với ý kiến của lãnh đạo. Mặt khác, cơ chế quan hệ giữa Hội đồng với Tổng Giám đốc cũng chưa thật chặt chẽ và một số vị lãnh đạo cũng chưa thật sự tôn trọng các quy định trong cơ chế đó nên cũng làm hạn chế kết quả hoạt động của Hội đồng.

2. Các tổ chức nghiên cứu và triển khai khoa học - công nghệ

Về phương diện tổ chức, các đơn vị làm công tác nghiên cứu khoa học - công nghệ thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn từ năm 1990 đến cuối năm 2006 trải qua hai hình thái phân kỳ và hội tụ có thể đã xuất phát từ các quan điểm không đồng nhất về phương cách tổ chức nghiên cứu khoa học có hiệu quả nhất đối với Tổng công ty Dầu khí Việt Nam - một doanh nghiệp nhà nước tầm cỡ quốc gia nhưng vừa thoát thân từ một tổ chức hành chính - sự nghiệp. Từ các quan điểm khác nhau, chủ đề tranh luận xoay quanh vai trò của Viện Dầu khí và các tổ chức được tách ra từ Viện trong các lĩnh vực nghiên cứu, ứng dụng triển khai và dịch vụ khoa học - công nghệ trong những bối cảnh nhất định của sự phát triển của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng như những thời đoạn phát triển khác nhau của đất nước.

Đường lối phát triển khoa học - công nghệ của Việt Nam nói chung được thể hiện trong Nghị quyết số 26-NQ/TW ngày 30-3-1991 của Bộ Chính trị về khoa học và công nghệ trong sự nghiệp đổi mới và Nghị quyết Đại hội đại biểu toàn quốc lần thứ VII của Đảng ngày 27-6-1991. Nghị quyết Hội nghị lần thứ bảy Ban Chấp hành Trung ương Đảng khóa VII, số 07-NQ/HNTW, ngày 30-7-1994 về phát triển công nghiệp, công nghệ đến năm 2000 theo hướng công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước... là một mốc quan trọng khẳng định sự thay đổi về chất trong cách nhìn nhận vai trò của khoa học - công nghệ trong sự nghiệp đổi mới, trong đó nêu rõ: *Nhiệm vụ phát triển khoa học - công nghệ đến năm 2000 là:*

- Cung cấp cơ sở khoa học cho các quyết định, các chủ trương, chính sách, quy hoạch, kế hoạch, dự án đầu tư.

- Đẩy nhanh quá trình đổi mới, nâng cao trình độ công nghệ trong nền kinh tế một cách có trọng điểm.

- Xây dựng và phát triển năng lực khoa học - công nghệ để làm chủ công nghệ nhập và sáng tạo công nghệ mới; chuẩn bị cho sự phát triển của đất nước vào đầu thập kỷ tới[1].

Nghị quyết này cũng đưa ra những chính sách và biện pháp quan trọng để thực hiện các nhiệm vụ nói trên mà một trong các giải pháp đó là đưa một số viện cấp quốc gia về các cơ sở sản xuất - kinh doanh.

Năm 1990 đã có cuộc thảo luận nên để Viện Dầu khí Việt Nam trực thuộc Bộ Công nghiệp nặng, hay Viện Khoa học Việt Nam, hay Tổng công ty Dầu khí

1. Đảng Cộng sản Việt Nam: *Văn kiện Đảng toàn tập,* Nxb. Chính trị quốc gia, Hà Nội, 2007, t.53, tr.569.

Việt Nam, một thành viên mới thành lập của Bộ Công nghiệp nặng sau khi giải thể Tổng cục Dầu khí Việt Nam. Lãnh đạo Viện Dầu khí và hầu hết cán bộ trong Viện đã có một lựa chọn đúng đắn là đề nghị Viện trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Đề nghị này đã được chấp nhận và trong Quyết định sắp xếp lại các viện nghiên cứu năm 1991 cũng như theo Giấy chứng nhận đăng ký hoạt động khoa học - công nghệ số 286 ngày 12-5-1994 do Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường cấp, Viện Dầu khí Việt Nam trở thành một trong 6 viện cấp quốc gia đặt tại các Tổng công ty.

Trong những năm từ giữa thập kỷ 90 của thế kỷ XX, ngành Dầu khí có 4 đơn vị làm công tác nghiên cứu khoa học - công nghệ: Viện Dầu khí Việt Nam, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí (tiền thân là Phân viện Lọc - Hóa dầu), Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí, và Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (NIPI) của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Ngoài ra còn có một đơn vị hỗ trợ cho hoạt động khoa học - kỹ thuật và quản lý là Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí.

2.1. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Viện Dầu khí Việt Nam, thời kỳ 1975-1995, cũng giống như các viện khác, có một đội ngũ cán bộ khá đông nhưng *không đồng bộ về cơ cấu trình độ, tỷ lệ cán bộ trên đại học/đại học ở mức dưới 5%, tức là rất thiếu cán bộ đầu đàn, tuổi đời khá cao, phân bố theo ngành nghề, cơ cấu trình độ và lĩnh vực hoạt động chưa phù hợp với những mục tiêu lớn*[1]. Sở dĩ có hiện trạng này là vì, trước đó, Viện không phải là nơi tập trung các cán bộ có trình độ và kinh nghiệm, mà là nơi tập kết cán bộ của các đơn vị trong ngành bị giải thể trong quá trình tái cơ cấu lại hệ thống tổ chức sản xuất - kinh doanh, nên trong thời kỳ 1980-1993, quân số của Viện lên đến gần 350 người, nhưng số làm đúng yêu cầu của một viện nghiên cứu thì ít mà số trong biên chế bao cấp thì nhiều. Từ hiện trạng này, việc giao nhiệm vụ, cấp kinh phí cho các đề tài trong những thập niên cuối của thế kỷ XX phần lớn là để duy trì sự tồn tại của Viện. Cũng có thể từ thực tế này mà một bộ phận cán bộ lãnh đạo và quản lý của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam dễ dàng ủng hộ các đề tài do Viện đề xuất, nhưng những vấn đề nảy sinh trong hoạt động sản xuất - kinh doanh (chủ yếu trong thăm dò, khai thác) thường giao trực tiếp cho các phòng, ban trong bộ máy điều hành của Tổng công ty phối hợp với các đơn vị liên quan giải quyết. Quan điểm này đương nhiên dẫn đến việc quan tâm nhiều hơn đến các đơn vị có

1. Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường: *50 năm khoa học và công nghệ Việt Nam,* Nxb. Khoa học kỹ thuật, Hà Nội, 1995, tr.35.

khả năng và điều kiện làm dịch vụ khoa học - công nghệ tốt hơn. Hệ quả là Viện đã khó khăn lại càng khó khăn thêm, những cán bộ có chuyên môn khá tìm cách chuyển về các phòng, ban quản lý của Tổng công ty hoặc các đơn vị khác. Trong bối cảnh đó, đã có ý tưởng và đề xuất việc tách bộ phận phía Nam của Viện thành đơn vị độc lập để có thể hoạt động tốt hơn trên địa bàn có nhiều thuận lợi so với miền Bắc. Đề xuất này được một số cán bộ trong và ngoài Viện ủng hộ, tuy nhiên lãnh đạo Tổng công ty đã cân nhắc kỹ về chủ trương này và đi đến kết luận không ủng hộ, mà duy trì hiện trạng về tổ chức, đồng thời tìm biện pháp đẩy mạnh sự phát triển hài hòa của Viện trong bối cảnh hai miền còn có những cách biệt nhất định. Trước khi đi đến quyết định trên đây, Tổng Giám đốc Tổng công ty đã trực tiếp trao đổi ý kiến với cán bộ, nhân viên của Phân viện, giải đáp các thắc mắc, yêu cầu của họ một cách minh bạch và thẳng thắn.

Quan điểm chính thống của lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là hết sức ủng hộ Viện trở thành cơ quan nghiên cứu khoa học - công nghệ chủ chốt của Tổng công ty, từng bước khắc phục những nhược điểm và khó khăn để trong các đề tài nghiên cứu của Viện, tỷ lệ các đề tài thiết thực phục vụ hoạt động của

Nghiên cứu trong phòng thí nghiệm, Viện Dầu khí Việt Nam

các đơn vị trong Tổng công ty ngày càng tăng lên, tỷ lệ các đề tài nghiên cứu cơ bản vẫn phải giữ ở mức nhất định nhưng thấp hơn. Tổng công ty bảo đảm để mức lương trung bình của Viện phải không thấp hơn mức lương trung bình trong Tổng công ty. Sự phấn đấu của Viện, cộng với sự quan tâm và hỗ trợ của các đơn vị trong ngành, đã làm cho hình ảnh của Viện ngày càng tốt hơn, mục tiêu thay đổi tỷ lệ các đề tài phục vụ thực tế sản xuất - kinh doanh và đề tài nghiên cứu cơ bản đến cuối thập kỷ 90 của thế kỷ XX có thể coi là đã hoàn thành. Hoạt động của Viện ngày càng được mở rộng, chất lượng nghiên cứu và dịch vụ càng được cải thiện nên uy tín của Viện ngày càng được nâng cao.

Nhiệm vụ chính của Viện Dầu khí là nghiên cứu các đề tài khoa học phù hợp với kế hoạch sản xuất - kinh doanh của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, kết hợp với các chương trình nghiên cứu, điều tra cơ bản của Nhà nước để chủ yếu tạo ra giá trị trung hạn và dài hạn cho ngành cũng như tư vấn cho ngành và cho các cơ quan quản lý nhà nước trong lĩnh vực dầu khí. Bên cạnh đó, nhiệm vụ dịch vụ khoa học - kỹ thuật, đặc biệt là phân tích thí nghiệm cũng rất được coi trọng vì nó cung cấp những cứ liệu, những tham số cần thiết cho nghiên cứu, cho sản xuất, đồng thời là nguồn thu tài chính quan trọng cho ngân sách của Viện và qua đó đào tạo, nâng cao trình độ nghiệp vụ chuyên môn cho cán bộ, công nhân viên. Riêng chức năng đào tạo (đại học và trên đại học), vì nhiều lý do khách quan và chủ quan nên chỉ làm được rất ít và chưa trở thành một hoạt động thường xuyên của Viện. Tuy còn có những hạn chế nhất định, nhưng kể từ khi thành lập, Viện đã có những đóng góp quan trọng cho ngành, kể cả về phương diện khoa học cũng như cung cấp cán bộ chuyên môn và quản lý các cấp cho toàn ngành.

Hiện nay, trụ sở Viện được đặt tại 173 Trung Kính, Yên Hòa, quận Cầu Giấy, Hà Nội. Viện được tổ chức thành các phòng, ban quản lý và chuyên môn gồm các Phòng: Địa hóa, Khoan - Khai thác, Thạch học - Trầm tích, Cổ sinh - Địa tầng, Công nghệ khí, Kinh tế - Quản lý, Tin học dầu khí, Địa vật lý, Địa chất dầu khí, Thông tin - Đào tạo, Tài chính - Kế toán, Kế hoạch - Khoa học kỹ thuật, Tổ chức - Hành chính, Ban Công nghệ - Công trình biển, Ban Dịch vụ - Sản xuất thử và Chi nhánh Viện tại Thành phố Hồ Chí Minh.

Ban lãnh đạo Viện qua các giai đoạn trong thời kỳ 1990-2006 thay đổi như sau:

Giai đoạn 1988-1992: Viện trưởng: tiến sĩ khoa học Nguyễn Giao; Phó Viện trưởng: tiến sĩ khoa học Trương Minh.

Giai đoạn 1993-1998: Viện trưởng: phó giáo sư, tiến sĩ Trần Ngọc Toản; các Phó Viện trưởng: tiến sĩ Nguyễn Huy Quý, kỹ sư Đỗ Bạt, tiến sĩ Trần Công Tào (1993-1995), kỹ sư Nguyễn Xuân Dịnh (từ năm 1995).

Giai đoạn 1999-2005: Viện trưởng: kỹ sư Vũ Văn Kính; các Phó Viện trưởng: kỹ sư Đỗ Bạt, kỹ sư Nguyễn Xuân Dịnh (đến năm 2004), tiến sĩ Nguyễn Huy Quý.

Năm 2006: Viện trưởng: kỹ sư Vũ Văn Kính, các Phó Viện trưởng: tiến sĩ Phan Tiến Viễn, tiến sĩ Nguyễn Trọng Tín, tiến sĩ Nguyễn Hữu Trung, thạc sĩ Đào Duy Khu, tiến sĩ Nguyễn Anh Đức.

2.2. Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí

Ngày 7-10-1993, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam ký Quyết định số 1242/TCCB-ĐT đổi tên Phân viện Lọc hóa dầu thành Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí và ngày 24-2-1994, bằng Quyết định số 172/TCCB-ĐT, hai phòng Hóa lý và Hóa ứng dụng của Viện Dầu khí Việt Nam gồm toàn bộ nhân lực, cơ sở vật chất, trang thiết bị và chức năng nhiệm vụ được chuyển về Trung tâm này. Nhiệm vụ của Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí là:

(i) Nghiên cứu các đề tài khoa học - công nghệ trong lĩnh vực lọc - hóa dầu, bao gồm: đánh giá chất lượng dầu thô Việt Nam, nghiên cứu các hướng xử lý, lọc dầu và phát triển hóa dầu từ nguồn dầu thô nội địa cũng như nhập khẩu, đánh giá chất lượng và phương án sử dụng khí đốt Việt Nam, lựa chọn quy trình công nghệ chế biến dầu khí thích hợp với nguồn nguyên liệu và nhu cầu thị trường, nghiên cứu các vấn đề về ăn mòn kim loại, ô nhiễm môi trường trong hoạt động lọc - hóa dầu.

(ii) Dịch vụ phân tích: phân tích mẫu dầu thô, mẫu khí, mẫu nước, mẫu ô nhiễm... phục vụ cho tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến, xuất khẩu và xây dựng ngân hàng dữ liệu dầu khí.

(iii) Dịch vụ triển khai: tham gia nghiên cứu, đánh giá các đề án, thiết kế các công trình lọc - hóa dầu, tham gia xây dựng các đề án sản xuất thử một số sản phẩm từ nguồn dầu thô, khí đốt nội địa và đào tạo cán bộ cho ngành lọc - hóa dầu.

Trung tâm có 7 phòng chuyên môn gồm các Phòng: Dầu thô - Sản phẩm, Hóa dầu, Phân tích hóa lý, Chống ăn mòn, Ứng dụng khí đốt, Kinh tế, Quản lý tổng hợp và một chi nhánh đặt tại Hà Nội. Trụ sở của Trung tâm đóng tại số 4, Nguyễn Thông, Quận 3, Thành phố Hồ Chí Minh.

Từ khi thành lập đến năm 2002, Giám đốc Trung tâm là giáo sư, tiến sĩ khoa học Phạm Quang Dự; các Phó Giám đốc là tiến sĩ Phạm Thị Ngọc Bích và tiến sĩ Trương Đình Hợi. Tiến sĩ Trương Đình Hợi là Phó Giám đốc phụ trách giai đoạn 2002-2005 và Giám đốc Trung tâm từ năm 2006, Phó Giám đốc giai đoạn 2002-2006 là kỹ sư Nguyễn Văn Vạn.

2.3. Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí

Xác định được vai trò quan trọng của công tác an toàn và bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí, Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí được thành lập ngày 18-11-1993 trên cơ sở Phòng Môi trường được tách ra từ Viện Dầu khí Việt Nam theo Quyết định số 1399/TCCB-ĐT của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Trung tâm vừa là đơn vị tư vấn về an toàn và bảo vệ môi trường, đồng thời là nơi nghiên cứu, áp dụng các công nghệ mới, cũng như thực hiện các dịch vụ cho các tổ chức dầu khí hoạt động ở Việt Nam trong hai lĩnh vực nói trên.

Khi mới thành lập, Trung tâm chỉ có 14 cán bộ các loại; có 4 phòng chuyên môn là các Phòng: Môi trường, An toàn và Khai thác, Thí nghiệm hóa lý, Nghiên cứu sinh học; và chi nhánh đặt tại Hà Nội. Giám đốc là kỹ sư Nguyễn Đức Huỳnh, các Phó Giám đốc là kỹ sư Hoàng Văn Thạch (một thời gian sau được điều động ra Hà Nội) và kỹ sư Phan Hoàng Anh. Đến năm 1998, Trung tâm có 64 cán bộ công nhân viên và có thêm những phòng chuyên môn mới như: Phòng Sinh hóa, Phòng Xử lý chất thải, Phòng Kiểm định kỹ thuật, v.v.. Trong quá trình phát triển, trình độ chuyên môn và quản lý của Trung tâm không ngừng được nâng cao, nhiều cán bộ trẻ được bổ sung. Đến năm 2008, số cán bộ, nhân viên trong biên chế đạt cao nhất với 124 người, trong đó gần 70% có trình độ từ đại học trở lên nên dần dần đã đáp ứng được các yêu cầu của Tập đoàn với tư cách là một đơn vị nghiên cứu, ứng dụng và dịch vụ khoa học - kỹ thuật trong ngành. Trụ sở ban đầu của Trung tâm đặt tại số 7 Mạc Đĩnh Chi, Thành phố Hồ Chí Minh (trụ sở cũ của Đại sứ quán Mỹ), sau đó dời về khách sạn Thanh Đa, quận Bình Thạnh, Thành phố Hồ Chí Minh.

Năm 2006, tiến sĩ Nguyễn Đức Huỳnh và kỹ sư Phan Hoàng Anh nghỉ hưu, thạc sĩ Đào Duy Khu được cử làm Phó Giám đốc phụ trách và đến tháng 6-2006 được bổ nhiệm chính thức làm Giám đốc cho đến khi Trung tâm này sáp nhập và trở thành thành viên của Viện Dầu khí Việt Nam.

2.4. Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (NIPI) thuộc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (NIPI) của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ra đời ngày 26-10-1985 trên cơ sở Xưởng Nghiên cứu khoa học và Thiết kế thăm dò (thành lập từ ngày 9-7-1982) vào thời kỳ đầu của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Trong giai đoạn 1985-1990, Viện NIPI được tổ chức thành 2 khối: khối nghiên cứu khoa học và khối thiết kế. Từ năm 1991 đến năm 2006 là thời kỳ hoàn thiện cơ cấu tổ chức, chuyển giao và ứng dụng công nghệ mới.

Viện có chức năng bảo đảm cơ sở khoa học, tính khả thi và hiệu quả kinh tế - kỹ thuật cho toàn bộ quá trình tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trên thềm lục địa phía Nam Việt Nam được Chính phủ Việt Nam trao cho Xí nghiệp quyền tiến hành thăm dò, khai thác. Viện NIPI có điểm giống với Viện Dầu khí Việt Nam là nằm trong cơ cấu tổ chức của một đơn vị sản xuất - kinh doanh, nhưng có điểm khác quan trọng là chức năng, nhiệm vụ của Viện NIPI gắn chặt với toàn bộ hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Tất cả đề tài nghiên cứu, thiết kế do Viện NIPI thực hiện đều là một phần không thể tách rời của kế hoạch sản xuất - kinh doanh của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, việc thực hiện các nhiệm vụ đó có tính pháp lệnh. Chỉ các nhiệm vụ khoa học - công nghệ mà Viện NIPI không đảm đương được thì Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro mới giao cho các đối tác bên ngoài thực hiện, nhưng cũng phải thông qua Viện NIPI. Ngoài ra, các chuyên gia của Viện NIPI còn tham gia ngày càng nhiều vào các hoạt động tư vấn và thẩm định theo yêu cầu của Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam. Thông qua các hợp đồng do Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro ký với Petrovietnam hoặc các nhà thầu dầu khí nước ngoài, Viện NIPI còn thực hiện nhiều dự án nghiên cứu, thiết kế, như: dự án đường ống dẫn khí Rạng Đông - Bạch Hổ; dự án đường ống dẫn khí PM3 - Cà Mau; dự án đường ống dẫn khí lô B - Ô Môn; dự án kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng; dự án Nam Rồng - Đồi Mồi, v.v.. Về nhân sự, ngay từ đầu, hầu hết cán bộ trong Viện đều được chọn lọc trong những người có trình độ chuyên môn cao, có kinh nghiệm công tác và được thực tập, đào tạo nâng cao đúng chuyên môn, cũng như tất cả các bộ môn đều có cán bộ đầu đàn là những chuyên gia Liên Xô phụ trách để bảo đảm chất lượng nghiên cứu, đồng thời đào tạo nhanh chóng cán bộ chưa có nhiều kinh nghiệm. Chính các yếu tố nói trên đã giúp cho Viện NIPI phát triển nhanh chóng và bền vững.

Đến năm 2009, Viện có 321 cán bộ, trong đó 73% là người Việt, 37 tiến sĩ, 248 kỹ sư được đào tạo, bồi dưỡng chuyên môn ở trong nước và nước ngoài đạt trình độ quốc tế. Đó là nguồn lực, nguồn trí tuệ không những của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro mà của toàn ngành Dầu khí Việt Nam.

Ban lãnh đạo Viện qua các thời kỳ: Các Viện trưởng: A.M.O. Dzhafarov (1986-1987), E.G. Aresev (1988-1992), Yu.V. Maslyantsev (từ năm 1993 đến tháng 3-1995), G.N. Belyanin (từ tháng 4-1995 đến tháng 12-1995), Trần Lê Đông (từ tháng 1-1996 đến tháng 6-1996), Lâm Quang Chiến (từ tháng 5-1998 đến tháng 12-2004), Hoàng Văn Quý (từ tháng 12-2004).

2.5. Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí

Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí được thành lập năm 1978 (trên cơ sở Phòng Thông tin và Tư liệu được thành lập từ năm 1976), trực thuộc Tổng cục Dầu khí Việt Nam. Nhiệm vụ chính của Trung tâm là thu thập, bảo quản, cung cấp các loại thông tin về dầu khí cho lãnh đạo ngành, các cán bộ khoa học - kỹ thuật và cho các cơ quan quản lý nhà nước có liên quan. Tiến sĩ Phạm Thị Ngọc Bích được giao làm Giám đốc Trung tâm sau khi hoàn thành chương trình thực tập khoa học 2 năm, từ năm 1976, tại Viện Dầu khí Pháp.

Năm 1984, Trung tâm được giao tiếp nhận Phòng Lưu trữ khoa học kỹ thuật dầu khí (thành lập từ năm 1980), cùng với nhiệm vụ thu nhận, bảo quản và quản lý để khai thác lâu dài các tài liệu khoa học kỹ thuật của ngành nhằm phục vụ cho các hoạt động nghiên cứu khoa học, triển khai các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí của Tổng công ty Dầu khí, cũng như các tổ chức dầu khí hoạt động ở nước ta. Ông Vũ Văn Mạo, Trưởng Phòng Lưu trữ khoa học kỹ thuật được bổ nhiệm làm Phó Giám đốc phụ trách Trung tâm (thay tiến sĩ Phạm Thị Ngọc Bích được điều động vào công tác tại Thành phố Hồ Chí Minh).

Năm 1992, ông Vũ Văn Mạo trở thành Giám đốc, đồng thời Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí được giao thêm nhiệm vụ tổ chức và tham gia các hội chợ, triển lãm và hội nghị quốc tế về dầu khí tại Việt Nam và ở nước ngoài.

Về mặt nhân sự, hầu như các cán bộ làm việc ở Trung tâm ít được bồi dưỡng, nâng cao nghiệp vụ thường xuyên. Về trang bị kỹ thuật cũng rất khiêm tốn, không đáp ứng yêu cầu mà công tác này đòi hỏi. Về trao đổi thông tin, nhất là với nước ngoài còn rất hạn chế, nên không cập nhật được đầy đủ và kịp thời các tiến bộ của ngành công nghiệp Dầu khí thế giới.

Trụ sở của Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí ban đầu đặt tại số 10 Điện Biên Phủ, Ba Đình, Hà Nội, sau chuyển về 80 Nguyễn Du, Hoàn Kiếm, Hà Nội. Trung tâm có một thư viện chuyên ngành dầu khí lớn nhất cả nước, và các cơ sở lưu trữ tài liệu, tư liệu và mẫu vật dầu khí vô cùng quý giá đặt ở cả miền Bắc và miền Nam.

Năm 2006, Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí được tổ chức lại. Các bộ phận: Thông tin khoa học - kỹ thuật, Bảo tàng dầu khí, Tạp chí *Dầu khí* và Triển lãm - hội thảo được chuyển về trực thuộc Viện Dầu khí Việt Nam. Bộ phận còn lại trở thành Trung tâm Lưu trữ dầu khí trực thuộc Tổng công ty Dầu khí (sau là Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam).

Trong quá trình hoạt động, Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí đã đóng góp xứng đáng vào thành quả rực rỡ chung của ngành. Tuy nhiên về mặt nhận thức, công tác thông tin mới chỉ dừng lại ở mức thu nhận, bảo quản, cung cấp tin mà chưa chú ý đến khâu nghiên cứu, xử lý, khai thác nội dung thông tin cho nên đã hạn chế nhiều mặt của công tác này.

2.6. Trung tâm Lưu trữ dầu khí

Nhận thức được tầm quan trọng của công tác lưu trữ dầu khí, năm 1980 Tổng cục Dầu khí đã quyết định thành lập Phòng Lưu trữ khoa học - kỹ thuật trực thuộc Tổng cục Dầu khí. Phòng có nhiệm vụ thu thập, bảo quản và quản lý để khai thác lâu dài các tài liệu khoa học kỹ thuật của ngành nhằm phục vụ cho các hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam. Ông Vũ Văn Mạo được bổ nhiệm làm Trưởng phòng Lưu trữ. Năm 1984, Phòng Lưu trữ khoa học - kỹ thuật được sáp nhập vào Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí. Năm 2006, Trung tâm Lưu trữ dầu khí được thành lập trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau là Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam), trên cơ sở bộ phận Lưu trữ của Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí. Trung tâm sử dụng văn phòng làm việc tạm tại tầng 15, tòa nhà 266, Đội Cấn, Ba Đình, Hà Nội. Ông Vũ Văn Mạo được cử làm Giám đốc Trung tâm.

Năm 2008, Viện phó Viện Dầu khí Việt Nam - ông Phạm Ngọc Giản được điều về làm Giám đốc Trung tâm, thay ông Vũ Văn Mạo có quyết định nghỉ hưu theo chế độ. Từ năm 2009, Trung tâm Lưu trữ dầu khí được chuyển trực thuộc Viện Dầu khí Việt Nam. Năm 2010, Trung tâm chuyển về tầng 3, tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, 173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội.

Trung tâm Lưu trữ dầu khí có 2 cơ sở, một cơ sở ở phía Bắc và một cơ sở ở phía Nam. Cơ sở ở phía Nam đặt tại Thành phố Hồ Chí Minh để quản lý số lượng lớn các tài liệu địa chất, địa vật lý và khoan khai thác dưới dạng tài liệu giấy, băng từ, đĩa từ các loại do các công ty, nhà thầu dầu khí Việt Nam và nước ngoài thu thập thông qua hoạt động dầu khí ở khu vực phía Nam. Phòng Lưu trữ dầu khí được bố trí, ban đầu trong khu vực tòa nhà cũ của Đại sứ quán Mỹ ở số 7, Mạc Đĩnh Chi, Quận 1, Thành phố Hồ Chí Minh sau chuyển về cơ sở số 4A, Nguyễn Thông, Quận 3, Thành phố Hồ Chí Minh. Tổng công ty Dầu khí đã đầu tư xây dựng kho lưu trữ ở tòa nhà số 4A, Nguyễn Thông rất hiện đại, có đủ điều kiện để lưu giữ các loại tài liệu bằng giấy, băng từ, đĩa từ, mẫu vật các loại thu nhận được sau các đợt khảo sát địa vật lý và khoan thăm dò ở Đồng bằng sông Cửu Long, ở các bể trầm tích thuộc vùng biển và thềm lục địa miền Trung và miền Nam. Tổng diện tích sử dụng của kho chứa và văn phòng làm việc tại đây là 1.800 m^2.

Ngoài ra, để bảo quản và khai thác các loại mẫu đất đá (mẫu vụn, mẫu lõi) từ giếng khoan thăm dò còn có kho chứa mẫu giếng khoan tại Long Hải, Bà Rịa - Vũng Tàu với diện tích 3.000 m^2.

Theo dự kiến, đến năm 2012, kho này sẽ chuyển về địa điểm mới tại Quận 9, Thành phố Hồ Chí Minh.

Ở phía Bắc, mặc dù khối lượng tài liệu, mẫu vật ít hơn so với ở phía Nam, nhưng cơ sở lưu trữ dầu khí được đặt tại toà nhà Viện Dầu khí Việt Nam số 173 Trung Kính, Yên Hòa, quận Cầu Giấy, Hà Nội cũng đã được quan tâm đầu tư và từng bước hình thành một cơ sở lưu trữ dầu khí hiện đại. Tài liệu lưu trữ ở đây phần lớn là các báo cáo kinh tế - kỹ thuật, báo cáo nghiên cứu khoa học - công nghệ các loại. Các loại tài liệu, băng - đĩa từ, mẫu vật (đất, đá, dầu, khí) thu được thông qua các hoạt động dầu khí (khảo sát địa vật lý, địa chất và khoan khai thác...) ở Đồng bằng sông Hồng và vịnh Bắc Bộ cũng được lưu trữ ở đây.

Năm 2010, sau khi tòa nhà Viện Dầu khí ở Hà Nội được đưa vào sử dụng, diện tích được sử dụng cho công tác lưu trữ đã tăng lên đáng kể, bao gồm: (i) 1.700 m^2 kho tài liệu, được trang bị thuộc loại hiện đại nhất ở Việt Nam hiện nay, với 9.450 m giá tài liệu di động, các trang thiết bị bảo quản đạt chuẩn về kho lưu trữ tài liệu; (ii) Bộ phận văn phòng: phòng đọc, phòng chuẩn bị tài liệu, khu làm việc với 1.500 m^2.

Các loại tài liệu được quản lý tại Trung tâm Lưu trữ dầu khí		
TT	***Loại tài liệu***	***Số lượng***
1	Báo cáo giấy các loại	15.000 báo cáo
2	Mặt cắt các loại	70.000 mặt cắt
3	Băng từ các loại đã được chuyển đổi lên băng 3592 để lưu trữ: - Băng cối 1/2 inch - Băng 3480 - Băng 3590 - Băng 3592	 93.000 băng 130.000 băng 40.000 băng 6.000 băng
4	Mẫu vật các loại lấy từ các giếng khoan để lưu trữ: - Mẫu lõi - Mẫu ướt - Mẫu khô - Mẫu dầu	 6.000 m 250.000 mẫu 250.000 mẫu 5.000 lít

3. Đầu tư xây dựng cơ sở vật chất - kỹ thuật; nhân lực khoa học - công nghệ

3.1. Đầu tư trang thiết bị nghiên cứu tại Viện Dầu khí Việt Nam

Từ năm 1990 về sau, việc tăng cường cơ sở vật chất - kỹ thuật cho các đơn vị nghiên cứu khoa học - công nghệ trong ngành được quan tâm hơn trước. Tuy nhiên, vì vốn dành cho khoa học - công nghệ của toàn ngành rất ít, còn vốn viện trợ của nước ngoài trong những năm cuối thập kỷ 80 của thế kỷ XX không có nên Viện Dầu khí không được trang bị các thiết bị chuyên dùng để thay thế các thế hệ máy móc thí nghiệm, máy tính cùng thiết bị văn phòng sản xuất từ các thập kỷ 60-80 của thế kỷ XX, cũng như bổ sung các thiết bị còn thiếu hoặc hư hỏng trong quá trình tiếp nhận, bảo quản 11 phòng thí nghiệm do Chính phủ Pháp viện trợ trong giai đoạn trước năm 1990. Qua con số thống kê, giá trị tài sản của Viện trong giai đoạn 1990-1997 chỉ có 28 tỷ đồng, tỷ lệ khấu hao theo thời gian

chỉ mới đạt 23,6%[1], nhưng giá trị sử dụng của đại đa số thiết bị, máy móc ấy lại không còn nữa. Đứng trước thực trạng ấy, dưới sự chỉ đạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, Viện Dầu khí phải đi tìm nguồn vốn để xây dựng từng bước cơ sở hạ tầng của mình.

Được sự cộng tác đầy nhiệt tình của lãnh đạo Viện Dầu khí Pháp (IFP), đặc biệt là ông P. Rogier, Phó Viện trưởng phụ trách đối ngoại, cùng ông Gadelle, chuyên viên Ban đối ngoại, cũng như sự vận động, hậu thuẫn của tiến sĩ Nguyễn Văn Quý, một Việt kiều rất có uy tín về chuyên môn của IFP, sự hoạt động năng nổ của Viện trưởng Trần Ngọc Toản cùng các cộng sự trong ban lãnh đạo Viện, năm 1996, Viện đã có khả năng nhận được khoản vốn viện trợ ODA không hoàn lại với giá trị 2,5 triệu USD. Tuy nhiên, vì nhiều đơn vị khoa học của các ngành khác rất nghèo, lại khó có nguồn kinh phí trả nợ nếu phải đi vay, nên Bộ Kế hoạch và Đầu tư quyết định chuyển khoản tiền thỏa thuận nói trên thành vốn vay ODA ưu đãi để nhường vốn viện trợ không hoàn lại cho các đơn vị khác. Vì khả năng trả nợ của Viện với sự bảo lãnh của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là hiện thực, nên Viện đã nhận khoản vay này để tập trung mua các thiết bị phân tích cho Phòng Khoan - Khai thác (khoảng 2 triệu USD), phần còn lại dành cho các Phòng Cổ sinh - Địa tầng, Trầm tích và Địa hóa, những phòng cần có thiết bị tối tân nhất để bảo đảm chất lượng nghiên cứu, đồng thời có khả năng thu hồi vốn nhanh thông qua cung cấp dịch vụ kỹ thuật chất lượng cao cho các công ty dầu khí nước ngoài làm việc tại Việt Nam. Nhờ sự đầu tư này, bộ phận cơ lý - PVT có thêm thiết bị phân tích condensat và dầu thô, máy đo áp suất hơi bão hòa, thiết bị trộn hỗn hợp, thiết bị đo độ thấm tương đối, thiết bị đo độ nén của đá, v.v.. Các kính hiển vi của Đức kết nối với camera và màn hình vi tính rất hiện đại, máy Rock - Eval thế hệ mới cùng nhiều thiết bị chuyên dụng khác đã được lắp đặt tại Hà Nội và chi nhánh của Viện tại Thành phố Hồ Chí Minh. Nhiều kỹ sư giỏi của Việt Nam được các chuyên gia IFP huấn luyện, chuyển giao công nghệ nên trong một thời gian ngắn đã làm chủ được các trang thiết bị này để phân tích mẫu với nhiều chỉ tiêu mà trước đây phải thuê nước ngoài thực hiện. Trình độ chuyên môn của cán bộ trong Viện được nâng cấp, cũng như uy tín, thương hiệu của Viện được nâng cao là những lợi ích không thể đánh giá bằng tiền ngoài khoản thu ngoại tệ lớn năm sau tăng hơn năm trước. Những điều đó đã chứng minh tính đúng đắn từ các quyết định của lãnh đạo Tổng công ty và của Viện để vượt qua những khó khăn khách quan của đất nước trong giai đoạn khi Liên Xô cùng hệ thống các nước xã

1. Hoàng Văn Hanh, Lương Thành: *Báo cáo điều tra, phân tích, đánh giá thực trạng thiết bị của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam,* 2002.

hội chủ nghĩa ở Đông Âu tan rã, các nguồn viện trợ không còn, lại còn bị các lực lượng thù địch phá hoại, bao vây, cấm vận.

Trong thời kỳ 1990-2006, Viện Dầu khí còn tiếp nhận được từ nguồn tài trợ của Cục Địa chất Đan Mạch (GEUS) 284.000 USD từ nguồn vốn của cơ quan hỗ trợ phát triển quốc tế Đan Mạch (DANIDA). Số tiền này được dùng mua thiết bị, phần mềm của Landmark và một số trạm máy tính chuyên dụng (Workstation) trang bị cho Phòng Địa vật lý để phân tích tổng hợp các dữ liệu địa chất - địa vật lý dầu khí Việt Nam. Đây là lần đầu tiên Viện Dầu khí có những thiết bị chuyên dụng ngang tầm thế giới để phục vụ cho các nghiên cứu thuộc lĩnh vực dầu khí thượng nguồn. Có được những thành quả nói trên chúng ta không bao giờ quên ơn những người bạn tốt như tiến sĩ Lars Henrik Nielsen, tiến sĩ Ioannis Abatzis[1], người Đan Mạch đã rất tận tâm ủng hộ ngành Dầu khí Việt Nam.

3.2. Đầu tư tại Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí và Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí

Với sự đầu tư tích cực của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, các Trung Tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí cũng được nâng cấp lên nhanh chóng, nhiều thiết bị chuyên dụng được trang bị phù hợp với trình độ kỹ thuật khu vực và thế giới. Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí đã có các chương trình đủ mạnh để xây dựng các mô hình phát tán khí, lan truyền dầu ô nhiễm, phân tán nước thải, phân tán dung dịch khoan - mùn khoan để xác định và dự báo phạm vi và mức độ ô nhiễm môi trường không khí, nước, trầm tích; các thiết bị để phân tích các loại mẫu đất, đá, nước, không khí, động thực vật phù du, chất thải rắn, kiểm định độc tính sinh thái của các hóa chất, các chất thải, thử nghiệm độ độc trên các loài thủy sinh, khả năng phân rã sinh học hiếu khí và yếm khí, xác định hàm lượng hydrocarbon thơm đa vòng và các kim loại nặng trong mô sinh vật hai mảnh vỏ, nhận dạng nguồn gốc dầu ô nhiễm bằng các kỹ thuật sắc ký, v.v.. Trong lĩnh vực an toàn, Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí cũng có đủ những phương tiện để chụp ảnh phóng xạ (RT), siêu âm, đo độ thẩm thấu chất lỏng, xử lý nhiệt các mối hàn, kiểm định chất lượng kết cấu, đường ống, bể chứa chịu áp lực cũng như các thiết bị công nghiệp khác theo tiêu chuẩn Việt Nam và quốc tế.

Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí từ chỗ chỉ có những thiết bị phân tích, thí nghiệm hóa học thông thường đã được trang bị các máy

1. Tiến sĩ Ioannis Abatzis, công dân Đan Mạch, nhưng là kiều dân Hy Lạp.

móc hiện đại để phân tích dầu thô, khí đốt, các sản phẩm xăng dầu, phân tích nước vỉa, nước thải, xác định các chỉ tiêu môi trường... phục vụ cho thăm dò, khai thác, chế biến, phân phối, sử dụng dầu khí và các sản phẩm sản xuất từ dầu khí.

3.3. Đầu tư tại Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (NIPI) thuộc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (NIPI) có hoàn cảnh thuận lợi hơn vì có ngân sách đầu tư trích từ tiền bán dầu thô theo quy định của hai Chính phủ Việt Nam và Liên Xô nên việc trang bị cơ sở vật chất - kỹ thuật không gặp những trở ngại như các đơn vị khác. Toàn bộ các phòng, ban của Viện được trang bị đầy đủ máy tính cùng các phần mềm đi kèm, giúp cho việc tính toán kỹ thuật được thực hành nhanh chóng và hiệu quả. Các trạm máy tính chuyên dụng (Workstation), các phần mềm phân tích, liên kết lát cắt giếng khoan như Stratlog, Borview, WellEdit, phần mềm xây dựng mô hình địa chất 3 chiều IRAP RMS, v.v., cho phép xử lý các phép tính phức tạp, đa dạng với độ chính xác cao trong công tác địa chất - địa vật lý. Các thiết bị thí nghiệm trong từng lĩnh vực chuyên môn như máy đo các tham số độ rỗng bằng khí heli, máy đo điện trở mẫu đá, máy đo độ thấm KA-210 GAS PERMEAMETER, thiết bị bơm ép nước vỉa WATERFLOOD, máy đo độ nhớt - dẻo RV20, bộ đo lắng đọng parafin COLD FINGURE, v.v., có chất lượng không thua kém các công ty dầu khí của nhiều nước trên thế giới. Công nghệ thông tin được áp dụng trong mọi lĩnh vực hoạt động của Viện. Những phần mềm như CMG dùng cho mô hình hóa thủy động lực học khai thác mỏ, OILTEST, PANSYSTEM trong xử lý số liệu các giếng khoan, HYSYS dùng trong mô hình công nghệ thu gom, xử lý chất lưu, các phần mềm minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan cho đá móng nứt nẻ và đá trầm tích như BASROC, INTERACTIVE PETROPHYSICS, ELANPlus, PETROSTAT, WELLComposite, v.v., được trang bị rất đầy đủ. Phòng thí nghiệm dung dịch khoan và gia cố giếng khoan có đủ các thiết bị xác định thời gian quánh, tính lưu biến, độ thải nước, độ bền và bảo dưỡng xi măng, thiết bị đo sức căng bề mặt ở nhiệt độ cao, đo lực kẹt dính vi sai, xác định các tham số mao dẫn, độ ngậm khí H_2S, CO_2, thiết bị gia nhiệt cho dung dịch khoan trong điều kiện động, v.v., là những ước mơ của thời làm việc ở Liên đoàn địa chất 36. Các bộ phận thiết kế được hỗ trợ bởi chương trình tính tải trọng CAESAR, tính kết cấu STAAD III, các phần mềm IMEX, GEM, STAR, WELLTEST, v.v., là những phương tiện giúp cho hoạt động thiết kế của Viện đạt hiệu quả rất tốt, đưa khoa học trở thành một lực lượng sản xuất trực tiếp với năng suất cao.

Tóm lại, các đơn vị nghiên cứu khoa học và triển khai trong giai đoạn sau năm 1990 đã được nâng cấp về cơ sở vật chất - kỹ thuật rất nhiều để có thể giải quyết những nhiệm vụ ngày càng đa dạng và phức tạp, từng bước giảm sự phụ thuộc vào các dịch vụ kỹ thuật do các công ty dịch vụ dầu khí nước ngoài cung cấp gần như độc quyền trong thời gian trước đó. Tuy nhiên cũng phải thấy rằng, tiềm lực tài chính dành cho khoa học của Việt Nam cũng như của ngành Dầu khí chưa nhiều, trong lúc chúng ta đã có những tiến bộ vượt bậc về cơ sở vật chất cho nghiên cứu, thì trình độ trang thiết bị khoa học - công nghệ trên thế giới còn tiến với tốc độ nhanh hơn nhiều. Vì vậy, việc tránh trang bị dàn trải, trùng lặp trong khi chưa có cơ chế, giải pháp để hợp tác sử dụng chúng một cách hợp lý, tiết kiệm là một điều còn phải tiếp tục nghiên cứu, giải quyết.

3.4. Đầu tư nhân lực nghiên cứu khoa học - công nghệ dầu khí

Về nhân lực, nhờ tầm nhìn xa của các nhà lãnh đạo đất nước nói chung và lãnh đạo khoa học - kỹ thuật nói riêng từ những năm còn chiến tranh khốc liệt, nên ngành Dầu khí có một đội ngũ cán bộ được đào tạo chính quy từ các nước xã hội chủ nghĩa cũng như các trường đại học trong nước, cũng như không đến nỗi quá thiếu cán bộ khi mở rộng hoạt động ra địa bàn cả nước. Đến tháng 12-2006, theo thống kê, nhân lực của các đơn vị nghiên cứu khoa học - công nghệ trong Tổng công ty Dầu khí Việt Nam như sau:

- Viện Dầu khí Việt Nam có 230 người, hàng năm con số này dao động ít nhiều tùy theo sự điều chỉnh tổ chức và điều động cán bộ của Tổng công ty. Về trình độ, vào đầu những năm 90 của thế kỷ XX tỷ lệ cán bộ có trình độ từ đại học trở lên chiếm khoảng 67%. Khó khăn lớn nhất, kéo dài nhiều năm trong thời gian này là chỉ tiêu biên chế theo cơ chế bao cấp còn chưa được loại bỏ nên không thể đổi mới cơ cấu cán bộ trong Viện. Từ năm 1995 trở đi, cơ chế này được nới lỏng và Viện có nguồn thu từ dịch vụ được phép giữ lại một phần nên bắt đầu được nhận những cán bộ trẻ mới được đào tạo ở các trường có chất lượng cao, tuy số lượng còn rất khiêm tốn, nhưng đã có thể thay thế cán bộ đến tuổi nghỉ hưu nên tỷ lệ cán bộ có trình độ đại học trở lên tăng dần lên trên 75%, số thạc sĩ, tiến sĩ chiếm khoảng 20%.

- Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí có 110 người, trong đó tiến sĩ: 4 người, thạc sĩ: 7 người, cao đẳng và đại học: 63 người, số còn lại là trung cấp kỹ thuật - nghiệp vụ, công nhân, v.v..

- Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí có 124 người, trong đó có 89 cán bộ chuyên ngành được đào tạo chính quy từ cao đẳng, đại học trở lên, chiếm hơn 70% biên chế, thuộc các chuyên ngành hóa học, sinh học, môi trường, địa chất, khoan, cơ khí, kinh tế các loại.

- Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (Viện NIPI) có 331 người, trong đó có 3 tiến sĩ khoa học, 34 tiến sĩ, 6 thạc sĩ, 250 kỹ sư, 38 trung cấp kỹ thuật - nghiệp vụ. Cán bộ là người Việt Nam có 235 người, số còn lại là chuyên gia Nga và các nước thuộc Liên Xô trước đây. Điều đáng lưu ý là ở tất cả các phòng, ban đều có cán bộ đầu đàn, trình độ cao và cán bộ trong Viện hàng năm đều được đào tạo nâng cao kiến thức chuyên môn, kỹ năng công tác dưới nhiều hình thức khác nhau nên trình độ tương đối đồng đều, bảo đảm tốt chất lượng công tác được giao.

4. Hoạt động nghiên cứu khoa học - công nghệ và triển khai

4.1. Hoạt động nghiên cứu khoa học - công nghệ ở Viện Dầu khí Việt Nam

Tiếp tục thực hiện các nhiệm vụ của giai đoạn trước, từ năm 1990 đến nay, khối các đơn vị làm công tác nghiên cứu khoa học đã tiến hành một lượng công việc rất lớn, nhưng trong ngành chưa có công trình nào đánh giá định lượng các kết quả của hoạt động này được công bố.

(i) Tham gia Chương trình cấp nhà nước KT-01 (1991-1995) có tên "Dầu khí và Tài nguyên khoáng sản" do Thứ trưởng Bộ Công nghiệp nặng làm chủ nhiệm, Viện Dầu khí tham gia thực hiện 8 đề tài về địa chất dầu khí thuộc các bể trầm tích Đệ Tam và trước Đệ Tam, thềm lục địa Việt Nam. Kết quả đạt được của các đề tài này đã góp phần giải quyết được một số vấn đề lớn trong công tác hoạch định chiến lược dầu khí của Chính phủ cũng như quy hoạch và kế hoạch công tác của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn đến năm 2000, cụ thể là:

- Trên cơ sở tài liệu có đến năm 1990 đã chính xác hóa thêm một bước cấu trúc địa chất bể Sông Hồng, khẳng định tiềm năng lớn về khí đốt của bể này và đề xuất phương hướng khai thác khí có hàm lượng khí CO_2 cao.

- Xác định cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí bể Malay - Thổ Chu, thông qua hợp tác nghiên cứu với Thái Lan, đặc biệt lưu ý đến triển vọng dầu khí của các thành hệ trước Đệ Tam (Kainozoi).

- Xác định tổng thể đặc điểm phân bố và tiềm năng của các bẫy dầu khí dạng phi cấu tạo trong các bể dầu khí Việt Nam.

- Đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí của các thành tạo trước Đệ Tam ở Việt Nam.

- Xác định ảnh hưởng của các yếu tố kiến tạo, macma, địa nhiệt đến quá trình hình thành, tích tụ, bảo tồn dầu khí trong các bể Đệ Tam của Việt Nam.

(ii) Tham gia Chương trình nghiên cứu khoa học - công nghệ biển KT-03 (1996-2000) có tên: "Địa chất, địa động lực và tiềm năng khoáng sản vùng biển Việt Nam" do tiến sĩ Bùi Công Quế và tiến sĩ Ngô Văn Đính đồng chủ biên, Viện Dầu khí tham gia thực hiện đề tài KT-03-02 với các nhiệm vụ làm sáng tỏ cấu trúc địa chất - địa động lực và tiềm năng khoáng sản vùng biển Việt Nam; lập các bản đồ địa chất - môi trường trầm tích Đệ Tứ - Đệ Tam tỷ lệ 1:1.000.000; lập bản đồ phân vùng triển vọng dầu khí của các bể Đệ Tam tỷ lệ 1:500.000 và đánh giá triển vọng dầu khí cũng như khoáng sản rắn trong các bể này. Kết quả đề tài đã được nghiệm thu với chất lượng tốt, góp phần đặt cơ sở khoa học cho các chương trình hoạt động kinh tế và quốc phòng ở biển Đông.

(iii) Tham gia Chương trình KHCN-09 (1996-2000) có tên "Phát triển năng lượng bền vững đến năm 2020". Viện Dầu khí thực hiện và tham gia một số đề tài sau:

- Đề tài KHCN-09-01 nghiên cứu địa nhiệt và sự phân bố than đá trong các bể trầm tích Đệ Tam do tiến sĩ khoa học Trương Minh và kỹ sư Trần Huyên chủ biên. Đề tài này đã xác định được quy luật phân bố than, đánh giá tiềm năng chứa than, quy luật phân bố dòng nhiệt, gradient địa nhiệt của trầm tích Paleogen và Neogen trong các bể trầm tích Việt Nam, qua đó xác định tiềm năng địa nhiệt và đề xuất hướng khai thác, sử dụng chúng trong tương lai. Với sự hợp tác của giáo sư Đàm Trung Đồn, Trường đại học Khoa học tự nhiên Hà Nội, Đề tài đã sáng chế một máy đo tham số dẫn nhiệt cho các mẫu đá trầm tích có độ chính xác rất cao, được các chuyên gia Nhật Bản xác nhận chất lượng cao hơn những thiết bị hiện có trên thị trường thế giới. Rất tiếc rằng, thiết bị này không được quảng bá rộng rãi và sản xuất để trở thành một hàng hóa có giá trị xuất khẩu vì đây không phải là nhiệm vụ của đề tài.

- Đề tài "Chính xác hóa tiềm năng, trữ lượng dầu khí ở các bể trầm tích Việt Nam theo những số liệu có đến năm 1995" do phó giáo sư, tiến sĩ Trần Ngọc Toản và tiến sĩ Nguyễn Trọng Tín chủ biên. Trước đó là Đề tài KHCN-09-02 "Nghiên cứu phát triển năng lượng dầu khí đến năm 2020 có tính đến các yếu tố môi trường" cũng do phó giáo sư, tiến sĩ Trần Ngọc Toản và tiến sĩ Nguyễn Trọng Tín

chủ biên. Đây là đề tài cấp nhà nước đầu tiên về đánh giá tiềm năng và phương hướng tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí theo quan điểm phát triển bền vững được thực hiện, góp phần đặt cơ sở khoa học cho công tác xây dựng chiến lược dầu khí sau này.

- Đề tài KHCN-09-03 nghiên cứu hình thái cấu trúc Pliocen - Đệ Tứ thềm lục địa Việt Nam do tiến sĩ Nguyễn Hồng Minh chủ biên. Kết quả của đề tài này là lần đầu tiên chúng ta đã có được một bản đồ cấu trúc, môi trường trầm tích Pliocen - Đệ Tứ thống nhất cho toàn thềm lục địa tỷ lệ 1: 1.000.000 và cho riêng lô 106 và bể Cửu Long tỷ lệ 1:200.000.

- Đề tài 3-9-11 gồm 2 đề tài con: "Phân tích thực trạng và định hướng cơ chế quản lý đối với ngành Dầu khí từ nay đến năm 2020" và "Phân tích hiện trạng và định hướng tổ chức hệ thống kinh doanh của ngành Dầu khí đến năm 2020" thuộc chương trình của Văn phòng Chính phủ do tiến sĩ Nguyễn Quang Hinh (chuyên viên cao cấp Văn phòng Chính phủ) làm chủ nhiệm và phó giáo sư, tiến sĩ Trần Ngọc Toản là tác giả được thực hiện năm 1999. Đề tài đã phân tích lịch sử tổ chức ngành Dầu khí Việt Nam, kinh nghiệm tổ chức ngành Dầu khí của các nước trên thế giới và đề xuất hệ thống tổ chức, quản lý ngành Dầu khí Việt Nam trong các năm tiếp theo. Các tác giả Đề tài kiến nghị mô hình Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Vietnam National Oil and Gas Group), trong đó có 9 đơn vị lớn là: Tổng công ty Thăm dò và Khai thác dầu khí; Tổng công ty Lọc - Hóa dầu; Tổng công ty Kinh doanh các sản phẩm dầu khí; Tổng công ty Dịch vụ dầu khí; Tổng công ty Xây dựng các công trình dầu khí; Tổng công ty Thiết bị vật tư dầu khí; Tổng công ty Tài chính dầu khí; Học viện Dầu khí quốc gia và khối các công ty sản xuất kinh doanh ngoài dầu khí theo pháp luật. Mô hình này phần lớn được thể hiện trong cơ cấu tổ chức của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sau này.

- Trong Chương trình trọng điểm cấp nhà nước KC-08 (2001-2005) về "Bảo vệ môi trường và phòng chống thiên tai" có 4 đề tài về dầu khí, đó là các đề tài: KC-08-28-48 "Kinh nghiệm bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí trên thế giới"; KC-08-28-29 "Hiện trạng môi trường chế biến, tàng trữ dầu khí"; KC-08-28-36 "Đánh giá thể chế quản lý các hoạt động dầu khí về phương diện bảo vệ môi trường đã ban hành"; KC-08-28-57 "Đề xuất các giải pháp bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí ở Việt Nam" đều do phó giáo sư, tiến sĩ Trần Ngọc Toản và tiến sĩ khoa học Trương Minh đồng chủ biên.

- Chương trình trọng điểm cấp nhà nước KC-09 (2001-2005) có tên gọi "Điều tra cơ bản và nghiên cứu ứng dụng công nghệ biển". Trong chương trình này Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện 2 đề tài gồm Đề tài KC-09-06 "Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực làm cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí vùng biển sâu và xa bờ" do tiến sĩ Nguyễn Huy Quý chủ biên; Đề tài KC-09-13 "Nghiên cứu cơ sở khoa học cho việc xây dựng và khai thác các công trình biển di động" do tiến sĩ Chu Chất Chính chủ biên. Đây là những bước mở đầu cho công cuộc tiến vào vùng biển sâu của Việt Nam trong thế kỷ XXI. Ngoài ra, Viện còn tham gia thực hiện một số đề tài khác như: KC-09-02 "Xây dựng tập bản đồ những đặc trưng cơ bản về điều kiện tự nhiên và môi trường biển Việt Nam", do tiến sĩ Bùi Công Quế chủ biên; KC-09-01 "Xây dựng cơ sở dữ liệu biển quốc gia", do giáo sư Đặng Ngọc Thanh chủ biên; KC-09-09 "Nghiên cứu đặc điểm địa chất công trình vùng Đông - Nam thềm lục địa Việt Nam", do giáo sư Mai Thanh Tân chủ biên. Một chương trình độc lập khác được hợp tác giữa Viện và Ucraina "Nghiên cứu ứng dụng các phương pháp kiểm tra không phá hủy trong các công trình dầu khí" cũng được triển khai trong thời gian này do tiến sĩ Chu Chất Chính chủ biên.

Trong các thời kỳ 1990-2006, Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện khoảng 170 đề tài, nhiệm vụ cấp ngành thuộc các lĩnh vực dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn. Có thể nêu lên một số đề tài tiêu biểu như: xây dựng mô hình địa chất; xác định và phân tích hệ thống dầu khí; xác định trữ lượng các cấp của các cấu tạo cụ thể; ứng dụng công nghệ mới trong xử lý; minh giải tài liệu địa chất - địa vật lý; xây dựng mô hình mỏ mô phỏng khai thác; thẩm định các báo cáo trữ lượng; xác định các tính chất dầu thô, condensat, khí đốt của các tầng chứa thuộc các mỏ khác nhau; nghiên cứu các giải pháp khoan và hoàn thiện giếng; nghiên cứu thị trường giá cả các sản phẩm lọc - hóa dầu; định mức kinh tế - kỹ thuật cho các đơn vị trong ngành; lập chiến lược, quy hoạch phát triển hệ thống dự trữ dầu mỏ và sản phẩm xăng dầu; quy hoạch phát triển công nghiệp khí đốt; quy hoạch phát triển nhân lực; xây dựng tiêu chuẩn chức danh; v.v..

4.2. Hoạt động nghiên cứu và triển khai tại Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí và Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí

Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí cũng đã thực hiện hơn 100 đề tài các cấp trong lĩnh vực lọc - hóa dầu; chế biến khí, condensat. Các đề tài quan trọng như: quy hoạch phát triển công nghiệp lọc - hóa dầu đến năm 2000 và sau năm 2000, tầm nhìn đến năm 2025-2050; báo cáo tiền khả thi dự án sản xuất

xơ, sợi tổng hợp polyeste; nghiên cứu khả năng sản xuất ethylen/polyethylen từ nguồn dầu khí Việt Nam; sơ đồ công nghệ tối ưu cho dự án nhà máy lọc dầu số 2; nghiên cứu khả năng sản xuất chất xúc tác trong nước; nghiên cứu đa dạng hóa sản phẩm cho Nhà máy Đạm Phú Mỹ; xây dựng cơ sở dữ liệu dầu thô, khí đốt Việt Nam; xây dựng các bộ tiêu chuẩn và danh mục các chỉ tiêu phân tích dầu thô, khí, nước cũng như tiêu chuẩn chất lượng sản phẩm dầu khí Việt Nam tương thích với tiêu chuẩn quốc tế; v.v., là những thành tựu tiêu biểu.

Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí cũng thực hiện được 18 đề tài trong giai đoạn 1993-2000 và 28 đề tài/nhiệm vụ trong giai đoạn 2001-2006 thuộc các lĩnh vực hoạt động của Trung tâm. Một trong những lĩnh vực được Trung tâm quan tâm nghiên cứu nhiều nhất là xử lý chất thải từ công nghiệp dầu khí và từ các ngành công nghiệp khác cũng như đánh giá môi trường cho các đề án sản xuất - kinh doanh dầu khí. Trung tâm cũng đi sâu nghiên cứu các thuộc tính phong hóa của dầu thô Việt Nam và một số sản phẩm dầu nhập khẩu được sử dụng rộng rãi ở miền Nam, nghiên cứu những ảnh hưởng dài hạn của mùn khoan, bùn khoan, dung dịch, hóa chất sử dụng trong quá trình khoan giếng đối với môi trường sinh thái biển.

4.3. Nghiên cứu khoa học - công nghệ và triển khai phục vụ sản xuất của Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (Viện NIPI) thuộc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

Trong cơ cấu của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển (Viện NIPI) có chức năng vừa nghiên cứu khoa học, vừa trực tiếp áp dụng khoa học vào sản xuất thông qua những hồ sơ thiết kế dự toán. Những kết quả nghiên cứu khoa học và thiết kế của Viện hầu hết đã được đưa vào áp dụng trong sản xuất, góp phần vào việc hoàn thành vượt mức kế hoạch khai thác dầu hàng năm của Xí nghiệp. Ngược lại, từ thực tiễn phức tạp của sản xuất, hoạt động giám sát kỹ thuật đã giúp cho cán bộ của Viện nhận thức kịp thời, chính xác mức độ đúng đắn của các kết quả nghiên cứu và những vấn đề còn tồn tại cần tiếp tục nghiên cứu bổ sung, hoàn chỉnh để phục vụ kịp thời cho yêu cầu sản xuất với hiệu quả cao hơn. Xét về hiệu quả thực tế thì các đề tài nghiên cứu khoa học và thiết kế của Viện được xác định từ những yêu cầu cấp thiết của sản xuất, ứng dụng các thành tựu khoa học - công nghệ tiên tiến trên thế giới vào điều kiện cụ thể trong hoạt động sản xuất của Xí nghiệp, giải quyết kịp thời có hiệu quả về mặt kỹ thuật và kinh tế cho các nhiệm vụ sản xuất. Chỉ tính riêng các đề xuất cho phương án sớm đưa khí từ mỏ Bạch Hổ vào bờ khi chưa có máy nén khí đã

làm lợi cho Nhà nước gần 40 triệu USD. Những đề xuất áp dụng biện pháp bảo tồn áp suất vỉa tầng dầu trong móng bằng việc tạo nước đáy, sử dụng các giếng tìm kiếm để khai thác, v.v., là các giải pháp có hiệu quả kinh tế cao. Nhờ vậy mà sự gắn bó giữa Viện với các đơn vị sản xuất trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã được thể hiện như quan hệ máu thịt trong một cơ thể sống. Đây là điều kiện, môi trường tốt để khoa học đi vào sản xuất, phục vụ trực tiếp sản xuất.

Công tác nghiên cứu khoa học và thiết kế của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro bao quát hầu hết các đòi hỏi chính yếu trong hoạt động sản xuất dầu khí như: nghiên cứu cấu trúc địa chất; vạch phương hướng, kế hoạch tìm kiếm - thăm dò; thiết kế các giếng khoan; tính toán trữ lượng dầu khí; thiết lập sơ đồ công nghệ; các giải pháp kỹ thuật - công nghệ trong khoan, khai thác, thu gom, vận chuyển dầu khí biển và căn cứ dịch vụ tổng hợp trên bờ phục vụ thăm dò, khai thác dầu khí biển cũng như các biện pháp chống ăn mòn các kết cấu kim loại bảo đảm độ

Lễ trao giải thưởng "Sáng tạo khoa học - công nghệ Việt Nam" và giải thưởng WIPO năm 2006 cho phần mềm BASROC 3.0 do tập thể tác giả là cán bộ nghiên cứu khoa học của Viện NIPI, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

tin cậy và tuổi thọ của công trình, bảo vệ môi trường và bảo vệ an toàn khi khai thác các mỏ dầu khí biển.

Viện NIPI, với lực lượng hùng hậu đã đạt được những thành tựu rất to lớn. Nhằm phục vụ trực tiếp cho hoạt động sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, hàng năm Viện NIPI thực hiện từ 25 đến 38 đề tài.

Đến năm 2008, tổng số đề tài nghiên cứu khoa học và thiết kế thực nghiệm do Viện NIPI thực hiện (từ ngày thành lập) khoảng 720-750, trong đó nhiều đề tài/công trình được cấp bằng sáng chế độc quyền của cơ quan sở hữu trí tuệ Việt Nam và/hoặc Liên bang Nga. Đặc biệt công trình *Nghiên cứu giải pháp công nghệ để xác định tham số mỏ phục vụ đánh giá trữ lượng và thiết kế khai thác dầu khí trong đá móng nứt nẻ bằng phần mềm BASROC 3.0* của các tác giả Hoàng Văn Quý, Trần Giang Sơn và Phạm Xuân Sơn đã đạt ***Giải Nhất*** giải Sáng tạo khoa học - công nghệ Việt Nam VIFOTEC năm 2006, ***Huy chương vàng*** của Tổ chức Sở hữu trí tuệ thế giới năm 2007, ***Huy chương Đồng*** của Ban Tổ chức Triển lãm Sáng tạo quốc tế lần thứ 4 tại Hàn Quốc (chi tiết xem Phụ lục số 06 - Các chương trình/đề tài nghiên cứu khoa học, kỹ thuật và công nghệ dầu khí giai đoạn 1961-2010).

Các kết quả hoạt động khoa học trong toàn ngành được trình bày tóm lược trên đây cho thấy, nếu nhận thức được vai trò quan trọng của khoa học - công nghệ, xác định đúng vị trí, chức năng của các đơn vị làm công tác này và có những cơ chế, giải pháp phù hợp với thực tế để vượt qua những khó khăn do khách quan xã hội đưa lại thì với tinh thần yêu nước, yêu khoa học, tập thể những người làm việc trong lĩnh vực này có thể có đóng góp to lớn cho sự nghiệp dầu khí, không những cho Việt Nam mà còn có thể góp phần xứng đáng cho ngành kinh tế - khoa học quan trọng này của thế giới.

5. Hoạt động thông tin khoa học; Tạp chí *Dầu khí* và các ấn phẩm khác

Một trong các nhiệm vụ của Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí là xuất bản các ấn phẩm thông tin khoa học như Tạp chí *Dầu khí*, *Petrovietnam Review*, các tập tài liệu dịch và các bản tin dầu khí.

Sau khi có giấy phép của Bộ Văn hóa, năm 1987, Nội san *Dầu khí* của Tổng cục Dầu khí Việt Nam được đổi tên thành Tạp chí *Dầu khí*. Đây là tạp chí cấp quốc gia đầu tiên của ngành, nơi công bố, trao đổi các công trình nghiên cứu khoa học, công nghệ, các thông tin về hoạt động dầu khí của Việt Nam cho bạn đọc trong và ngoài nước.

Tổng biên tập đầu tiên là tiến sĩ Lê Văn Cự, Phó Tổng cục trưởng Tổng cục Dầu khí Việt Nam, 2 Phó Tổng biên tập là tiến sĩ Phạm Quang Dự và tiến sĩ Nguyễn Hiệp, Thư ký tòa soạn là kỹ sư Nguyễn Văn Báo. Ủy viên Ban biên tập gồm có: Vũ Ngọc An, Nguyễn Văn Bào, Phan Minh Bích, Đào Duy Chữ, Đặng Của, Nguyễn Văn Đắc, Nguyễn Trí Liễn, Nguyễn Quang Hạp, Hồ Đắc Hoài, Trịnh Minh Hùng, Phan Thu Hương, Dương Quang Thành, Trương Thiên, Ngô Thường San.

Giai đoạn 1991-1994, Tổng biên tập là tiến sĩ Nguyễn Hiệp, Phó Tổng biên tập là tiến sĩ khoa học Nguyễn Giao và Thư ký tòa soạn là kỹ sư Nguyễn Lê Bình và kỹ sư Nguyễn Văn Báo. Các Ủy viên Ban biên tập mới được bổ sung là Tưởng Bích Hà, Trần Ngọc Toản, Tạ Đình Vinh, Vũ Thị Bích Ngọc, Nguyễn Tiến Dũng, Vũ Đình Chiến, thay thế cho các ông/bà Nguyễn Trí Liễn, Đào Duy Chữ, Phan Thu Hương, Dương Quang Thành, Hồ Đắc Hoài, Trịnh Minh Hùng, Vũ Ngọc An, Nguyễn Quang Hạp.

Giai đoạn 1995-2001, tiến sĩ Nguyễn Hiệp tiếp tục là Tổng biên tập, bổ sung tiến sĩ Trần Ngọc Toản làm Phó Tổng biên tập thường trực và các ông Trần Ngọc Cảnh, Đỗ Văn Đạo, Đỗ Văn Hà, Nguyễn Đăng Liệu, Đinh Văn Ngà, Hồ Sĩ Thoảng làm Ủy viên Ban biên tập. Từ năm 1997 trở đi, kỹ sư Vũ Đăng Trường thay kỹ sư Nguyễn Văn Báo làm Thư ký tòa soạn.

Bắt đầu từ năm 1995, Tạp chí *Dầu khí* và ấn phẩm tiếng Anh *Petrovietnam Review* thông qua hệ thống phát hành nhà nước và Công ty Xunhasaba đã được phát hành thương mại cũng như trao đổi với nhiều công ty dầu khí quốc tế, như Mobil Oil, Unocal, BP, Total, Statoil, IFP, Tạp chí *Oilman,* Petroconsultants, Oil and Gas J., v.v., cũng như các đại sứ quán nước ngoài ở Việt Nam.

Giai đoạn 2002-2004, Tạp chí chưa kịp bổ nhiệm chính thức chức danh Tổng biên tập, Phó Tổng biên tập và Thư ký tòa soạn. Ban biên tập có các ông Trần Ngọc Cảnh, Trần Lê Đông, Trần Đức Chính, Phạm Quang Dự, Nguyễn Xuân Nhậm, Nguyễn Văn Đắc, Hoàng Xuân Hùng, Đỗ Đình Luyện, Đỗ Đình Khải, Lương Đức Hảo, Đỗ Văn Hà, Vũ Khánh Trường, Trương Đình Hợi, Vũ Văn Kính, Nguyễn Văn Quyết, Lâm Quang Chiến, Vũ Văn Viện, Nguyễn Văn Báo, Phạm Văn Huy và Vũ Đăng Trường. Đây cũng là lần đầu tiên trong Ban biên tập không có ai là nữ. Từ năm 2005 đến năm 2006, tình hình trên mới được thay đổi, kỹ sư Nguyễn Đăng Liệu được bổ nhiệm làm Tổng biên tập, các tiến sĩ Trần Lê Đông, Trần Đức Chính được bổ nhiệm làm Phó Tổng biên tập và các kỹ sư Phạm Văn Huy, Vũ Đăng Trường được bổ nhiệm làm Thư ký tòa soạn. Ủy viên Ban biên tập bổ sung là các ông Vũ Xuân Lũng, Nguyễn Văn Minh, Vũ Thị Chọn và Vũ Văn Mạo.

Mặc dù Nội san/Tạp chí *Dầu khí* hoạt động có hiệu quả trong một thời gian khá dài, uy tín khoa học được công nhận rộng rãi, chất lượng, hình thức ngày một

nâng cao, nhưng mãi đến ngày 26-6-2002 Tổng công ty Dầu khí Việt Nam mới có Quyết định số 2900/QĐ-CNATMT của Tổng Giám đốc Nguyễn Xuân Nhậm quy định tạm thời về hoạt động của Ban biên tập. Quy định này nêu rõ, nội dung các công bố của Tạp chí *Dầu khí* bao gồm: định hướng phát triển ngành; các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tổng công ty và các đơn vị thành viên; giới thiệu sản phẩm và dịch vụ; thành tựu nghiên cứu khoa học, triển khai công nghệ và kinh tế - quản lý; kinh nghiệm, sáng kiến, sáng chế kỹ thuật; biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý; thông tin về tiến bộ khoa học - kỹ thuật dầu khí thế giới và tin phản ánh các mặt hoạt động khác của toàn ngành cũng như quy định về tổ chức, nhiệm vụ của Ban biên tập và chế độ tài chính đối với Tạp chí.

Ngoài Tạp chí *Dầu khí*, Trung tâm Thông tin - Tư liệu dầu khí còn có các ấn phẩm khác như *Bản tin Dầu khí,* điểm tin về các hoạt động hợp tác quốc tế, cơ chế, chính sách, thị trường, giá cả dầu khí ở Việt Nam; *Thông tin Dầu khí thế giới; Bản tin dầu khí (PV Media)* điểm tin về hoạt động đầu tư, ký kết hợp đồng và kết quả sản xuất kinh doanh của Tổng công ty, phục vụ cho nhiều đối tượng. Một số đơn vị thành viên cũng đã có những ấn phẩm thông tin riêng của mình với chất lượng khá tốt.

Các ấn phẩm khác của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam phối hợp với Nhà xuất bản Khoa học kỹ thuật phát hành như: Tuyển tập báo cáo khoa học trình bày trong các hội nghị khoa học cấp ngành và của Viện Dầu khí Việt Nam, NIPI; các từ điển dầu khí Anh - Việt và sách Địa chất và Tài nguyên dầu khí Việt Nam; Fractured Basement Reservoir, v.v., là những tài liệu được giới khoa học dầu khí trong nước và nước ngoài đánh giá cao.

6. Hợp tác quốc tế trong các hoạt động khoa học - công nghệ

6.1. Hợp tác với Ủy ban Điều phối Cùng tìm kiếm tài nguyên khoáng sản ở vùng biển châu Á (CCOP)

CCOP là tổ chức liên Chính phủ được thành lập từ năm 1966, có 11 nước thành viên chính thức (trong đó có Việt Nam) và 11 nước cộng tác viên. Tổ chức này có tên viết tắt không đổi là CCOP, nhưng tên đầy đủ có sự thay đổi theo quá trình phát triển của nó, giai đoạn 1966-1994 là Ủy ban Điều phối cùng tìm kiếm tài nguyên khoáng sản ở vùng biển châu Á, giai đoạn 1995-2001 là Ủy ban Điều phối các chương trình khoa học địa chất ngoài khơi và duyên hải khu vực Đông và Đông Nam Á, từ năm 2002 đến nay là Ủy ban Điều phối các chương trình khoa

học địa chất Đông và Đông Nam Á. Tiến sĩ Lê Văn Cự là đại diện thường trực của nước ta trong tổ chức này. Chương trình nghiên cứu của CCOP gồm 3 phân ban: địa chất tài nguyên, địa chất môi trường và thông tin địa chất. Viện Dầu khí Việt Nam đã tham gia thực hiện các chương trình sau:

- Chương trình đánh giá tài nguyên dầu khí (WGRA) được thực hiện trong giai đoạn 1986-1990. Trong thời gian 3 năm đầu tiến sĩ Lê Văn Cự là điều phối viên và từ năm 1989 tiến sĩ khoa học Nguyễn Giao là điều phối viên của chương trình này. Trong khuôn khổ của WGRA, các kỹ sư Nguyễn Văn Đắc, Nguyễn Mạnh Huyền, Nguyễn Xuân Dịnh, Phan Tiến Viễn, Trịnh Xuân Cường... đã vẽ 13 bản đồ đẳng dày cho các bể Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Hoàng Sa và nhóm bể Trường Sa cho các đơn vị địa tầng Oligocen, Miocen, Pliocen - Đệ Tứ, góp phần xây dựng bản đồ môi trường trầm tích tỷ lệ 1/5.000.000 và 1/10.000.000 cho các đơn vị địa tầng I, II, III khu vực biển châu Á - Thái Bình Dương. CCOP đã tổ chức nhiều lớp đào tạo, hội thảo về phương pháp số hóa bản đồ và phân tích số liệu địa chất - địa vật lý cũng như quản lý dữ liệu dầu khí cho Việt Nam trong thời gian đó.

- Chương trình quản lý tài nguyên (OGRM) được thực hiện trong giai đoạn 1991-1996 và tiến sĩ Nguyễn Huy Quý là điều phối viên. Các ông Nguyễn Xuân Dịnh, Nguyễn Trọng Tín, Nguyễn Quyết Thắng, Bùi Ngọc Quảng đã được CCOP chuyển giao công nghệ nghiên cứu, đánh giá các play (tổ hợp tầng dầu) lục nguyên ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn. Các phần mềm đánh giá tiềm năng dầu khí của các play chưa có khoan (FASPRUM) và tính toán trữ lượng dầu khí của các play đã khoan (PRASSI) đã được các kỹ sư Việt Nam sử dụng thành công và đã góp phần xây dựng tập Play Atlas cho các bể trầm tích thuộc khu vực CCOP phụ trách.

- Chương trình đánh giá tài nguyên và kế hoạch hóa (REP-II) được thực hiện trong giai đoạn 1996-1999 và tiến sĩ Nguyễn Huy Quý là điều phối viên của chương trình. Phía Việt Nam đã được chuyển giao công nghệ phần mềm đánh giá rủi ro trong thăm dò dầu khí (GeoX) để đánh giá rủi ro về đầu tư tìm kiếm, thăm dò cho các đối tượng dầu khí ở Việt Nam.

- Chương trình nghiên cứu địa chất - địa vật lý - địa nhiệt khu vực được thực hiện trong giai đoạn 1991-1992. Điều phối viên chương trình này là kỹ sư Đỗ Văn Đạo và kỹ sư Trần Huyên. Các cán bộ của Viện Dầu khí Việt Nam cùng với chuyên gia Nhật Bản - tiến sĩ Osama Matsu đã thu thập được một cách có hệ thống các số liệu, bản đồ gradient địa nhiệt, độ dẫn nhiệt, dòng nhiệt của các bể trầm tích Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu, tỷ lệ 1/500.000; ứng dụng thành công chu trình nghiên cứu địa nhiệt với công nghệ cao do CCOP

chuyển giao bằng Chương trình HOTPOT và kết quả được áp dụng ngay vào Đề tài KT-01-18 thuộc chương trình cấp nhà nước KT-01 (được thực hiện trong giai đoạn 1991-1995). Như đã nói trước đây, trong khuôn khổ Chương trình này, với sự hợp tác đầy nhiệt tình của giáo sư Đàm Trung Đồn (Đại học Khoa học tự nhiên Hà Nội), Viện đã thiết kế, lắp ráp thành công thiết bị đo nhanh hệ số dẫn nhiệt THERCON-2-1992 có độ nhạy rất cao, được chuyên gia Nhật Bản xác nhận chất lượng không thua kém thiết bị cùng loại hiện đại nhất của thế giới và đã được đưa vào sử dụng cũng như trưng bày trong triển lãm Petrovietnam-93.

- Chương trình nghiên cứu địa chấn - địa tầng được thực hiện trong giai đoạn 1993-1994. Trong khuôn khổ hợp tác với CCOP, Viện Dầu khí Việt Nam cùng phối hợp với Cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam, Cục Địa chất Đan Mạch - Greenland thực hiện thành công tốt đẹp Dự án "Phân tích và mô tả động lực bể trầm tích trong khu vực CCOP, sử dụng phương pháp địa tầng phân tập phân giải cao và mô hình định lượng bể". Tham gia chương trình về Phía Việt Nam có kỹ sư Nguyễn Mạnh Huyền và thạc sĩ Phạm Văn Tiềm.

- Dự án "Nâng cao năng lực nghiên cứu về khoa học địa chất cho các nước Đông và Đông Nam Á" (ICB-CCOP1 Project), được thực hiện trong giai đoạn 2005-2007. Đây là dự án do DANIDA (Đan Mạch) tài trợ. Điều phối viên là tiến sĩ Nguyễn Trọng Tín. Việt Nam và Trung Quốc là 2 trong số 5 nước tham gia dự án, đã cùng hợp tác nghiên cứu chung bể Sông Hồng. Nhiều hội thảo đã được tiến hành, đáng ghi nhớ nhất là 2 chuyến khảo sát thực địa chung tại ven biển vịnh Bắc Bộ và đảo Hải Nam.

Ngoài các chương trình, đề án nêu trên, năm 1991 CCOP đã chuyển giao phần mềm công nghệ xây dựng mô hình tràn dầu và công nghệ này đã được ứng dụng rất nhiều trong các báo cáo bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí ở Việt Nam.

6.2. Hợp tác với Liên bang Nga

Sau khi Liên Xô sụp đổ, ngoài các hợp tác nghiên cứu khoa học - công nghệ trong khuôn khổ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, hợp tác giữa các tổ chức khoa học - công nghệ dầu khí Liên bang Nga và Viện Dầu khí Việt Nam cũng như các trung tâm lọc - hóa dầu, an toàn - môi trường có một thời gian dài chững lại do nhiều nguyên nhân và khó khăn của cả hai Bên, trong đó cơ chế hợp tác mới chưa được xác định có lẽ là nguyên nhân quan trọng nhất. Mãi đến năm 1998, Trường đại học Dầu khí Mátxcơva mang tên Viện sĩ Gubkin, về sau là Học viện

Dầu khí Gubkin mới cùng Viện Dầu khí Việt Nam tổ chức hội thảo khoa học chung về công nghệ xử lý số liệu địa chấn theo tham số hấp thụ sóng và sự phân tán tốc độ truyền sóng (AVD), sau đó xử lý thử nghiệm AVD trên các tài liệu địa chấn ở vịnh Bắc Bộ, mỏ Bạch Hổ, mỏ Đại Hùng. Kết quả xử lý đã xác định được các dị thường hấp thụ sóng có liên quan đến các vỉa dầu khí. Điều này đã chứng tỏ có khả năng ứng dụng phương pháp này để xử lý lại tài liệu địa chấn ở các vùng triển vọng để phát hiện trực tiếp dấu hiệu dầu khí. Viện Dầu khí đã tư vấn cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro tiến hành xử lý trên 200 km tuyến địa chấn ở mỏ Đại Hùng và đã thu được kết quả tốt. Thành công trong mối quan hệ hợp tác này có sự đóng góp to lớn của giáo sư, tiến sĩ khoa học M.P. Rappoport, tiến sĩ V. Ryzhkov của Học viện Dầu khí Gubkin và tiến sĩ khoa học Trương Minh, tiến sĩ Phạm Dương, tiến sĩ Phan Trường Giang của Việt Nam.

6.3. Hợp tác với Nauy

Đề án "Đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí Việt Nam - VITRA" là Đề án hợp tác giữa Chính phủ Việt Nam và Chính phủ Nauy bằng nguồn tài trợ từ vốn viện trợ không hoàn lại (ODA) của Chính phủ Nauy. Đề án được thực hiện từ năm 1996 đến năm 2007 thông qua 2 giai đoạn.

a) Giai đoạn I (1996-1997): Đề án "Đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí Việt Nam - Vietnam Total Resource Assessment - VITRA" được triển khai từ tháng 6-1996 đến hết năm 1997. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) và Công ty Geomatic của Nauy là hai cơ quan chủ quản đồng triển khai Đề án, các ông Nguyễn Văn Đắc, Trưởng phòng Thăm dò và Khai thác Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và ông Torstein Hoie, chuyên gia công ty tư vấn Phía Nauy đồng chủ biên. Tác giả chính của Đề án là các ông Phạm Thanh Liêm, Nguyễn Trấn Phòng (cán bộ Phòng Thăm dò và Khai thác), Phan Giang Long, Khúc Hồng Giang (cán bộ Viện Dầu khí Việt Nam), phối hợp cùng với các chuyên gia tư vấn Phía Nauy thực hiện.

Trong giai đoạn I, Đề án đã tiến hành đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí trên toàn thềm lục địa Việt Nam, bao gồm bể Sông Hồng (kể cả miền võng Hà Nội), bể Phú Khánh, bể Cửu Long, bể Nam Côn Sơn, bể Malay - Thổ Chu, bể Tư Chính - Vũng Mây (trừ vùng bể Hoàng Sa và Trường Sa do không có tài liệu vào thời điểm đó).

Các định nghĩa và phương pháp được sử dụng trong công tác thống kê và đánh giá tài nguyên dầu khí đều dựa trên những quy chuẩn quốc tế vào thời điểm năm

1996. Đến thời điểm năm 1997, mức độ đầu tư thăm dò dầu khí chưa đồng đều trên toàn thềm lục địa Việt Nam, còn có những khu vực/diện tích chưa có đủ tài liệu cần thiết cho việc đánh giá trữ lượng, cụ thể như ở các bể Phú Khánh và Tư Chính - Vũng Mây. Tuy nhiên, về phân định các tầng chứa trên toàn thềm lục địa Việt Nam, Đề án cho rằng có thể chia ra làm hai dạng chính, là trước Đệ Tam và Đệ Tam.

Đề án đã thống kê và tính toán nguồn trữ lượng và tiềm năng dầu khí của các mỏ/phát hiện và chưa phát hiện được đưa vào hệ thống cơ sở dữ liệu chuyên ngành dầu khí (Petroleum Resources Inventory System - PRIS). Đề án đã thống kê cho từng mỏ/phát hiện/cấu tạo chưa khoan, hoặc cho từng lô (block), từng dạng bẫy chứa (play type) hay từng bể (basin). Con số trữ lượng và tiềm năng cũng được kết nối với hệ thống đánh giá, phân cấp mức độ rủi ro của hệ thống dầu khí, cho từng đối tượng tính.

Đề án đã tổng kết sơ bộ những báo cáo đánh giá về trữ lượng và tiềm năng dầu khí giai đoạn trước năm 1995, giới thiệu chung về công tác quản lý tài nguyên (Resource Management), nhấn mạnh về công tác đánh giá tiềm năng dầu khí cho từng đối tượng nằm trong chính sách năng lượng của quốc gia (Resource Evaluation as an Element of a National Petroleum Policy). Đề án đã có những tổng kết chung về hoạt động địa chất các bể trầm tích Đệ Tam của Việt Nam, lịch sử hoạt động kiến tạo qua các thời kỳ từ Mezozoi đến hết Đệ Tam, các hoạt động trầm tích đi theo từng thời kỳ, tóm tắt về hệ thống dầu khí (sinh, chứa, chắn), định nghĩa và tổng hợp các dạng Play (Play models - Principals and Summary), đưa ra hệ thống phân loại Play [bao gồm móng phong hóa nứt nẻ trước Đệ Tam, clastic (Oligocen, Miocen, Pliocen), carbonat].

Đề án đã thống kê tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích Đệ Tam ở Việt Nam, hệ thống phân cấp (Resource Classification), phương pháp đánh giá (Resource Quatification Methodology) và đã lập biểu đồ khai thác (Production Profile) cho từng mỏ + cấu tạo, cho từng bể và toàn Việt Nam, tính toán giá thành phát triển và các chỉ tiêu kinh tế (development costs and economics). Đề án cũng đã thống kê tổng thể tiềm năng thu hồi dự kiến trên toàn thềm lục địa Việt Nam (Recoverable Resources in Vietnam), đánh giá cho từng bể Sông Hồng, miền võng Hà Nội, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu, Tư Chính - Vũng Mây, xây dựng chiến lược thăm dò (Exploration Strategy) trong giai đoạn phát triển tiếp theo của công tác tìm kiếm, thăm dò của ngành Dầu khí.

b) Giai đoạn II (2002-2007): Đề án "Đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí Việt Nam - VITRA" tiếp tục được Phòng Thăm dò và Khai thác Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau tách thành Ban Tìm kiếm thăm dò và Ban Khai thác dầu khí) triển khai trong thời gian từ tháng 9-2002 đến tháng 12-2005 (theo dự kiến), sau được kéo dài đến tháng 6-2007. Ông Nguyễn Văn Minh, Phó Trưởng phòng Thăm dò và Khai thác là Chủ nhiệm Đề án; tác giả chính là các ông Trần Mạnh Cường, Phạm Gia Minh, Phạm Thanh Liêm, Phan Giang Long phối hợp với chuyên gia tư vấn của Cục Dầu khí Nauy (Norwegian Petroleum Directorate - NPD). Mục tiêu là cập nhật con số trữ lượng và tiềm năng dầu khí được đánh giá đến thời điểm năm 2007. Đề án sử dụng phần mềm đánh giá và thống kê trữ lượng GeoX. Phần cơ sở dữ liệu về bản đồ được các cán bộ của Phòng Thăm dò và Khai thác thời điểm bấy giờ thiết kế trên giao diện Web tích hợp với phần dữ liệu bản đồ được lưu giữ bởi phần mềm MapInfo.

Theo đánh giá khách quan của tư vấn và Chính phủ Nauy, Đề án "Đánh giá tổng thể tiềm năng dầu khí Việt Nam - VITRA" là một đề án đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam triển khai rất hiệu quả. Đề án VITRA được xem là điển hình trong các đề án viện trợ của Nauy cho các nước đang phát triển trên thế giới, và đã được Phía Nauy giới thiệu trong nhiều hội thảo quốc tế về công tác quản lý trữ lượng và tiềm năng dầu khí.

Về phía Tổng công ty Dầu khí Việt Nam, bên cạnh việc xây dựng được một bộ cơ sở dữ liệu khá tổng thể về trữ lượng và tiềm năng dầu khí trên toàn thềm lục địa Việt Nam, các cán bộ kỹ thuật của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và của Viện Dầu khí, do có điều kiện trực tiếp làm việc với tư vấn nước ngoài, đã có được khả năng tiếp cận, sử dụng thành thạo và làm chủ các phần mềm chuyên dụng trong công tác thống kê trữ lượng và tiềm năng dầu khí.

Hệ thống cơ sở dữ liệu của Đề án VITRA đã được Tổng công ty Dầu khí Việt Nam (sau là Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam) sử dụng trong công tác thống kê, cân đối trữ lượng hàng năm; cho công tác đọc và xem tài liệu, đánh giá tiềm năng dầu khí các lô hợp đồng mở, các diện tích hoàn trả… nằm trong các chiến dịch đấu thầu trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam; làm tài liệu tham khảo cho các đề án, đề tài khoa học trong công tác đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích của Việt Nam; và trong việc hoạch định chiến lược thăm dò và khai thác dầu khí cho các giai đoạn phát triển của ngành Dầu khí, đặc biệt cho giai đoạn 2011-2015 và định hướng phát triển đến năm 2025.

6.4. Dự án "Trợ giúp phát triển hệ thống quản lý an toàn, môi trường lao động và bảo vệ môi trường trong công nghiệp dầu khí"

Từ năm 1996, Chính phủ Nauy đã tài trợ cho Petrovietnam thực hiện Dự án này. Dự án được chia thành ba giai đoạn:

- Giai đoạn I - Từ năm 1996 đến năm 1999 với kinh phí 25.360.000 NOK.

- Giai đoạn II - Từ năm 2001 đến năm 2005 với kinh phí 20.000.000 NOK.

- Giai đoạn III - Từ năm 2007, với kinh phí 7.625.000 NOK. (Phần kinh phí đối ứng của Petrovietnam bỏ ra cho giai đoạn III của dự án là 787.151 USD).

Giữa giai đoạn I và giai đoạn II của Dự án có giai đoạn trung gian thực hiện vào năm 2000 nhằm duy trì việc thu thập dữ liệu môi trường ở các trạm quan trắc đã được thiết lập ở giai đoạn I. Kinh phí cho giai đoạn trung gian này là 2.000.000 NOK.

Mục tiêu của Dự án là thiết lập một quy trình liên tục cho sự phát triển xa hơn về sức khỏe, an toàn và môi trường cho ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam đến mức có thể tránh được các tai nạn và các tổn thất môi trường lớn.

Các nội dung hoạt động chính của dự án:

- Phát triển và ban hành các quy chế về sức khỏe, an toàn và môi trường, các hướng dẫn chuyên môn sâu về sức khỏe, về rủi ro an toàn, rủi ro môi trường cũng như các rủi ro kỹ thuật khác cho Petrovietnam.

- Phát triển hệ thống quản lý sức khỏe, an toàn và môi trường cho Petrovietnam.

- Hợp tác tổ chức và phát triển việc xây dựng các đạo luật cấp Chính phủ cũng như chức năng kiểm toán an toàn và môi trường ở Việt Nam.

- Xây dựng khả năng và năng lực giám sát về sức khỏe, an toàn và môi trường cho Petrovietnam.

- Đào tạo toàn diện về sức khỏe, an toàn, môi trường và chuyển giao công nghệ, có khoảng 35 khóa đào tạo với 450 lượt người tham gia (chỉ cho giai đoạn I và II).

- Phát triển kế hoạch ứng phó dầu tràn cho Petrovietnam.

Sản phẩm chính của Dự án ở giai đoạn I: Phát triển quy chế quản lý an toàn và các hướng dẫn về môi trường cho ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam ở trên

đất liền và ngoài biển, cùng với việc xây dựng một loạt các tài liệu hướng dẫn liên quan tới kỹ thuật môi trường, các hướng dẫn về môi trường lao động... nhằm hỗ trợ cho việc phát triển các luật lệ liên quan; đồng thời với việc thiết lập kế hoạch khẩn cấp, hệ thống dữ liệu môi trường, chuyển giao công nghệ và đào tạo nhân lực thuộc nhiều lĩnh vực khác nhau của quản lý an toàn và kiểm soát rủi ro đã được thực hiện.

Sản phẩm chính của Dự án ở giai đoạn II: Tập trung phát triển các hướng dẫn kỹ thuật khác, kéo dài chương trình đào tạo về quản lý sức khỏe, an toàn và môi trường cũng như chương trình đào tạo kỹ năng và kiểm toán nhà nước để có thể kiểm soát rủi ro. Một trong những sản phẩm chính khác của giai đoạn II là đã xây dựng và ban hành hệ thống "Quản lý sức khỏe, an toàn và môi trường" cho Petrovietnam. Hệ thống này đã áp dụng ở trụ sở chính của Petrovietnam và cho tất cả các đơn vị thành viên.

> Mục tiêu chính của Dự án ở giai đoạn III (từ năm 2009) là tiếp tục hỗ trợ cho Petrovietnam trong việc vận hành hệ thống quản lý sức khỏe, an toàn và môi trường một cách ổn định, bền vững và đạt kết quả tốt nhất so với hai giai đoạn đầu của Dự án. Giai đoạn III sẽ hỗ trợ cho sự vận hành việc quản lý sức khỏe, an toàn và môi trường thông qua việc phát triển các hệ thống, các công cụ và thực tiễn ở Petrovietnam. Dự án ở giai đoạn III cũng sẽ củng cố thêm khả năng của Petrovietnam trong việc phát triển các chiến lược, các mục tiêu và các kế hoạch để cho việc quản lý các rủi ro một cách bền vững.

Đây là dự án hợp tác với nước ngoài về sức khỏe, an toàn và môi trường của Petrovietnam vào loại lớn nhất cả về kinh phí, thời gian (hơn 10 năm) và rộng về quy mô thực hiện. Dự án đã hỗ trợ có hiệu quả cho Petrovietnam xây dựng được một hệ thống pháp lý có liên quan tới việc quản lý và chuyên môn của công tác sức khỏe, an toàn và bảo vệ môi trường. Dự án đã thực hiện rất tốt công tác đào tạo các chuyên môn liên quan đến sức khỏe, an toàn và môi trường. Đặc biệt thông qua dự án, hàng loạt công nghệ và kỹ thuật mới đã được chuyển giao cho Petrovietnam, trong đó có nhiều công nghệ và kỹ thuật mới lần đầu tiên có mặt ở Việt Nam như: phần cứng và phần mềm phục vụ cho công việc phân tích nguy hiểm và đánh giá rủi ro, kỹ thuật phân tích nhận dạng dầu ô nhiễm Biomaker, kỹ thuật thử độ độc lâu dài của các hóa chất, chương trình quản lý hóa chất độc hại "CHARM" hay kỹ thuật kiểm toán an toàn và môi trường... Với tất cả những gì đã đạt được, Dự án đã hỗ trợ hiệu quả, thiết thực công tác quản lý sức khỏe, an toàn và bảo vệ môi trường và đã đưa hệ thống quản lý sức khỏe,

an toàn và bảo vệ môi trường của Petrovietnam thành hệ thống quản lý tiên tiến nhất ở Việt Nam vào thời điểm hệ thống được đưa vào vận hành.

6.5. Hợp tác với Cục Địa chất Đan Mạch - Greenland (GEUS)

Tại Hội nghị thường niên CCOP lần thứ 30 tại Bali, Inđônêxia, năm 1993, tiến sĩ khoa học Trương Minh và tiến sĩ Ole Christensen, Giám đốc GEUS, đề xuất một dự án hợp tác song phương giữa Việt Nam và Đan Mạch dưới sự bảo trợ của CCOP và đã được CCOP chấp thuận. Theo thỏa thuận này, ban đầu Đan Mạch cử 85 tháng-người tham gia Dự án và tài trợ 284.000 USD để mua thiết bị, các phần mềm và đào tạo cán bộ cho Việt Nam tham gia Dự án. Phía Việt Nam góp vốn đối ứng là 408.810.000 đồng và bảo đảm cơ sở hạ tầng kỹ thuật cho Dự án. Song, để thuận tiện cho công việc, nhân dịp Bộ trưởng Bộ Địa chất Đan Mạch thăm Việt Nam, Viện Dầu khí Việt Nam đề nghị Đan Mạch tài trợ thêm 1 trạm máy tính chuyên dụng Workstation bằng nguồn vốn của cơ quan hỗ trợ phát triển quốc tế DANIDA để phân tích số liệu của Việt Nam và đã được chấp nhận. Tại thời điểm này, đây là loại trạm hiện đại nhất, có phần mềm của Landmark với công năng rất mạnh mà Viện Dầu khí Việt Nam không thể có điều kiện trang bị phục vụ cho nghiên cứu.

Nhóm cán bộ quản lý Dự án gồm Chủ nhiệm là tiến sĩ Lars Henrik Nielsen, điều phối viên là tiến sĩ khoa học Phan Trung Điền, thư ký là kỹ sư Phùng Sỹ Tài. Trong pha II (sau năm 1997), Chủ nhiệm là tiến sĩ Ioannis Abatzit và ông Vũ Văn Kính; Giám đốc kỹ thuật là tiến sĩ Lars Henrik Nielsen và điều phối viên là kỹ sư Phùng Sỹ Tài. Nhiều cán bộ thuộc các chuyên ngành dầu khí khác nhau của Viện Dầu khí Việt Nam cũn g như của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã tham gia thực hiện Dự án để nghiên cứu cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí các bể Sông Hồng, Phú Khánh và Malay - Thổ Chu. Dự án được đánh giá hết sức thành công.

6.6. Hợp tác với các công ty quốc tế khác

(1) Hợp tác với Fairfield: Một trong những hình thức hợp tác khoa học - công nghệ giữa Viện Dầu khí Việt Nam với các đơn vị cùng lĩnh vực hoạt động của nước ngoài là liên doanh, liên kết sản xuất - dịch vụ, qua đó thực hiện việc chuyển giao công nghệ và đào tạo cán bộ chuyên ngành chất lượng cao. Trong giai đoạn trước năm 1990, hình thức này đã được tiến hành với Geochem Group và Simon - Robertson nhưng chỉ mang tính chất thời vụ. Với quyết tâm xây dựng lại một trung tâm xử lý số liệu địa vật lý công nghệ cao, sau nhiều lần đàm

phán với Công ty Fairfield, công ty mẹ của công ty xử lý số liệu địa vật lý Mỹ Golden Geophysical, một thỏa thuận liên doanh đã được ký kết giữa Viện Dầu khí Việt Nam (44%) và Công ty Fairfield (56%) về thành lập Trung tâm Xử lý Petrovietnam - Golden (Petrovietnam - Golden Processing Center - PGPC) tại Thành phố Hồ Chí Minh tháng 10-1996. Để tránh sự hiểu lầm trong quá trình đấu thầu tham gia xử lý số liệu địa vật lý ở Việt Nam, từ năm 2000 liên doanh này đổi tên thành Tổ hợp Địa vật lý Golden Thái Bình Dương (Golden Pacific Group - GPG) và giữa năm 2002 Tổng công ty Dầu khí thay thế Viện Dầu khí tham gia liên doanh. Năm 2006, các Bên tham gia đã ký lại Hợp đồng liên doanh Golden Pacific Group, theo đó Bên Fairfield nắm 75% cổ phần, còn Petrovietnam nắm 25%. Đây là Trung tâm xử lý được trang bị đầy đủ các thiết bị và phần mềm xử lý ngang tầm với các trung tâm khác trên thế giới, có khả năng xử lý số liệu địa chấn 2D, 3D, các xử lý đặc biệt, giải các bài toán ngược trong địa chấn, phân tích AVO, xử lý tài liệu địa chấn giếng khoan. Làm việc ở liên doanh này, ngoài một chuyên gia là người nước ngoài còn toàn bộ cán bộ kỹ thuật cũng như quản lý đều là người Việt Nam.

(2) Hợp tác với CoreLab: Công ty CoreLab là công ty dịch vụ nổi tiếng của Mỹ về phân tích mẫu. Đầu năm 1992, CoreLab đã cung cấp cho Viện Dầu khí những thiết bị phân tích mẫu lõi đầu tiên rất hiện đại như đo độ phóng xạ tổng, độ thấm khí, độ rỗng, mật độ hạt, độ bão hòa dầu, và năm 1994 Công ty này cũng tặng cho Viện một phòng thí nghiệm phân tích PVT mẫu dầu vỉa trị giá gần 200.000 USD. Hoạt động liên danh VPI - CoreLab trong lĩnh vực phân tích mẫu cũng như nghiên cứu đá chứa, đá chắn ở các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu rất thành công, không những đưa lại doanh thu lớn cho Viện mà còn rất thành công trong lĩnh vực đào tạo chuyên môn sâu cho cán bộ trong các lĩnh vực này.

(3) Hợp tác với IDEMITSU: Đầu năm 2004, Viện Dầu khí Việt Nam hợp tác với IDEMITSU nghiên cứu hệ thống dầu khí bằng phương pháp địa hóa. Dự án do ICF - Chính phủ Nhật Bản tài trợ. Ông Akihiko Okui và ông Lê Như Tiêu là những người đứng đầu Dự án này. Dự án chia thành hai giai đoạn: pha I - Bể Nam Côn Sơn trong các năm 2004-2005 và pha II - Bể trầm tích Sông Hồng các năm 2006-2007. Các kỹ sư Việt Nam đã được huấn luyện sử dụng phần mềm Sigma, đánh giá kết quả phân tích sắc ký - khối phổ đơn (một lần) và kép (hai lần) nên có thể xác định một hàm lượng nhỏ dấu vết sinh vật như C26 và C30 steranes trong các mẫu dầu thô và condensat, dẫn đến kết luận có hai hệ thống dầu khí liên quan đến đá mẹ chứa vật chất hữu cơ đầm hồ tuổi Oligocen và đá

mẹ chứa vật chất hữu cơ lục địa lắng đọng trong môi trường cửa sông tam giác châu. Từ các kết quả quan trọng nói trên, Phía Nhật Bản đã khẳng định sẽ triển khai tiếp pha III để nghiên cứu bể Malay - Thổ Chu và Phú Khánh trong những năm sau 2006.

Ngoài các dự án lớn kể trên, còn có các hoạt động hợp tác với Viện Công nghệ châu Á Thái Lan (AIT), Trung tâm Năng lượng dầu khí Nhật Bản, cũng như các tổ chức dầu khí khác của nhiều nước, trong đó có các dự án bảo vệ môi trường, lọc - hóa dầu và dịch vụ kỹ thuật. Các hoạt động hợp tác này đã góp phần đáng kể trong việc nâng cao trình độ chuyên môn và kiến thức dầu khí cho cán bộ Việt Nam, cũng như nâng cấp các đơn vị nghiên cứu khoa học - công nghệ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

7. Các hội nghị khoa học

Từ năm 1990 đến năm 2006 là thời kỳ có nhiều hội nghị khoa học dầu khí cấp quốc gia và quốc tế được tổ chức tại Việt Nam. Nổi bật nhất trong các sinh hoạt học thuật này là các hội nghị sau:

7.1. Hội nghị khoa học - công nghệ năm 1995: "Công nghiệp Dầu khí Việt Nam 20 năm phát triển và trưởng thành"

Hội nghị được tổ chức tại Hà Nội trong dịp kỷ niệm 20 năm Ngày thành lập Tổng cục Dầu khí Việt Nam, ngày 3-9-1995. Trong buổi khai mạc, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Sĩ Thoảng có bài phát biểu tóm tắt thành tựu của ngành nói chung và hoạt động nghiên cứu khoa học - công nghệ nói riêng trong 20 năm (1975-1995) cũng như phương hướng hoạt động trong 5 năm tiếp theo. Trong phiên họp toàn thể, Hội nghị được nghe 4 báo cáo về: kết quả tìm kiếm - thăm dò và giải pháp kỹ thuật tối ưu để khai thác thân dầu trong đá móng Bạch Hổ (Ngô Thường San, Trần Lê Đông); phương hướng phát triển công nghiệp lọc - hóa dầu ở Việt Nam (Phạm Quang Dự); công tác nghiên cứu khoa học và các giải pháp để nâng cao hiệu quả trong công nghiệp dầu khí (Trương Minh, Nguyễn Xuân Đàn); và tổng quan về các nghiên cứu trong lĩnh vực dung dịch khoan trong 20 năm qua ở Việt Nam (Tạ Đình Vinh). Các báo cáo khác được trình bày trong 5 tiểu ban. Tiểu ban Thăm dò là nơi hội tụ nhiều công trình nghiên cứu nhất nhưng vì thời gian hạn hẹp nên chỉ có 9 báo cáo về các vấn đề địa chất, địa vật lý dầu khí Việt Nam và Đông Nam Á của các tác giả: Võ Năng Lạc, Trương Minh, Vũ Ngọc An, Harry Doust, Phùng Sỹ

Tài, Nguyễn Quang Bô, Phan Trung Điền, Hà Quốc Quân, Chris P.Sladen cùng các cộng sự được giới thiệu. Trong Tiểu ban số 2 có 11 báo cáo về các chủ đề khoan, khai thác, vận chuyển dầu khí của nhiều tác giả như G.N. Belyanin, M.F. Karimov, Trần Lê Đông, Phạm Quang Ngọc, Hà Văn Bích, I.P. Korolev, Trần Sỹ Phiệt, Hoàng Văn Quý, Võ Thanh, Phạm Đình Hưng, Perrett Tom và các cộng sự được trình bày. Trong Tiểu ban số 3 có 10 báo cáo về lọc - hóa dầu của Bỳ Văn Tứ, Trương Đình Hợi, Vũ Tam Huề, Hoàng Hồng Lĩnh, Ngô Dương Hùng, Ngô Thị Thuận, Nguyễn Quốc Huy, Nguyễn Quang Huỳnh, Nguyễn Thanh Hải, Võ Thị Liên và các cộng sự. Trong Tiểu ban số 4 có 7 báo cáo về bảo vệ môi trường của các tác giả Phùng Hưng, Nguyễn Bích Hà, Phạm Hồng Vân, Nguyễn Đức Huỳnh, Phạm Toàn Thắng, Colin Macintyre, Phạm Khắc Hùng. Trong Tiểu ban số 5 có 6 báo cáo về quản lý và kinh tế dầu khí của các tác giả Đinh Hữu Lộc, Nguyễn Tiến Dũng, Nguyễn Ngọc Sự, Trần Tuấn Lãm, Cao Kim Ánh và Nguyễn Xuân Nhậm. Nói chung các báo cáo đều có chất lượng tốt, được chọn lựa có tính đại diện cho các lĩnh vực chuyên môn hẹp. Các công trình khác cũng có nội dung, chất lượng không thua kém, nhưng vì thời gian không cho phép nên không được trình bày tại Hội nghị.

7.2. Hội nghị khoa học - công nghệ năm 2000: "Ngành Dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ XXI"

Hội nghị này vừa có nhiệm vụ tổng kết 25 năm hoạt động dầu khí trên địa bàn cả nước thống nhất, vừa định hướng cho các hoạt động tiếp theo trong thế kỷ mới nên có rất đông cán bộ khoa học trong và ngoài nước tham dự. Hội nghị có 6 tiểu ban, ngoài 5 tiểu ban giống như hội nghị lần trước (năm 1995), Hội nghị này có thêm Tiểu ban Công nghệ và Công trình dầu khí. Có 125 báo cáo khoa học gửi tham dự Hội nghị được in thành tuyển tập Hội nghị do Nhà xuất bản Thanh niên ấn hành tại Hà Nội năm 2000. Vì số lượng tác giả quá nhiều nên rất tiếc là chúng tôi không thể nêu tên ở đây để tôn vinh họ. Ngoài những đề tài lớn mang tính tổng hợp, có rất nhiều đề tài đi sâu vào các chuyên đề hẹp, gắn liền với các hoạt động sản xuất, quản lý, kinh doanh đa dạng của ngành. Bên cạnh tên tuổi của các nhà khoa học quen thuộc, một số lượng lớn các nhà khoa học trẻ tham gia, báo hiệu một thời kỳ mới đang bắt đầu trong sự nghiệp phát triển lực lượng khoa học - công nghệ của ngành. Các công trình nghiên cứu của họ đã góp phần khai thác, xuất khẩu trên 80 triệu tấn dầu thô, đóng góp cho Nhà nước một nguồn thu ngân sách rất có ý nghĩa trong lúc nước ta đang dồn sức vượt qua những khó khăn to lớn trong những năm đầu của sự nghiệp đổi mới.

Hội nghị khoa học - công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới", Hà Nội tháng 8-2005

7.3. Hội nghị khoa học - công nghệ năm 2005: "30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới"

Hội nghị được tổ chức tại Trung tâm Hội nghị Quốc tế, 11 Lê Hồng Phong, Hà Nội, vào các ngày 26, 27 và 28-8-2005. Hội nghị vẫn giữ 6 tiểu ban như trước nhưng số lượng báo cáo Ban Tổ chức nhận được lên đến con số 265, trong đó 161 bài được chọn đăng trong tuyển tập do Nhà xuất bản Khoa học và kỹ thuật ấn hành tại Hà Nội. Nếu trong những hội nghị trước, báo cáo tập trung nhiều nhất vào các tiểu ban thăm dò - khai thác, thì lần này trong các tiểu ban lọc - hóa dầu, công trình, bảo vệ môi trường, kinh tế, số lượng các báo cáo đã tăng lên đáng kể; các tác giả nước ngoài và các tác giả nữ chiếm một tỷ lệ rất cao. Nội dung các công trình được giới thiệu bao gồm tất cả các lĩnh vực từ thượng nguồn đến hạ nguồn, từ khoa học cơ bản đến khoa học ứng dụng, từ kỹ thuật - công nghệ đến kinh tế - quản lý. Với khối lượng đồ sộ như vậy có thể thấy, sức hấp dẫn của các hội nghị khoa học dầu khí của Việt Nam ngày càng được tăng cường và khoa học ngày càng trở thành lực lượng sản xuất trực tiếp của xã hội. Điều này càng vô cùng quan trọng đối với Việt Nam, vì tuy tất cả các nghị quyết của Đảng đều nói đến vai trò then chốt của khoa học nhưng cũng còn một số

cán bộ lãnh đạo và các nhà quản lý chưa thực sự quan tâm nên chưa tạo điều kiện thuận lợi để các nhà khoa học phát huy được trí tuệ, cống hiến được nhiều cho ngành, cho đất nước.

Ngoài các hội nghị do Tổng công ty tổ chức, các đơn vị làm công tác nghiên cứu như Viện Dầu khí Việt Nam, Viện NIPI cũng tổ chức riêng các hội nghị khoa học với tầm vóc, quy mô lớn, có nhiều khách trong, ngoài nước tham dự. Hội nghị "Viện Dầu khí 25 năm xây dựng và trưởng thành" trong các ngày 22 và 23-5-2003 có đến 88 báo cáo khoa học được giới thiệu trong hội nghị toàn thể và trong 6 tiểu ban. Viện NIPI có 2 hội nghị khoa học được quan tâm và có tiếng vang lớn, đó là Hội nghị về nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ và Hội nghị quốc tế về tầng chứa đá móng nứt nẻ. Chủ đề của các hội nghị này là những vấn đề lớn của khoa học dầu khí hiện đại, thậm chí là rất mới lạ nữa, mà Việt Nam là nước đã có nhiều thành công nhất trên thế giới.

II. ĐÀO TẠO VÀ PHÁT TRIỂN NGUỒN NHÂN LỰC DẦU KHÍ

Từ khi Đảng và Chính phủ thực hiện đường lối đổi mới, Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam được ban hành, hoạt động dầu khí ở Việt Nam đã chuyển sang một giai đoạn phát triển mới. Tổng cục Dầu khí Việt Nam và sau đó là Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam đã ký hàng loạt các hợp đồng chia sản phẩm (PSC) với các công ty dầu khí nước ngoài. Nhu cầu đào tạo và tái đào tạo cán bộ công nhân viên chuyên ngành dầu khí được đặt ra như một nhiệm vụ quan trọng cấp thiết và phải khẩn trương triển khai thực hiện. Tổng công ty đã có những bước cải tiến, hoàn thiện tổ chức về đào tạo như thành lập Hội đồng Đào tạo, Phòng Đào tạo để giúp lãnh đạo trong việc quản lý và thực hiện công tác đào tạo. Tổng công ty cũng đã nâng cấp và đổi tên Trường Công nhân kỹ thuật dầu khí thành Trường Cán bộ công nhân dầu khí, rồi Trung tâm Đào tạo và Cung ứng nhân lực dầu khí (năm 1995) và Trường Đào tạo nhân lực dầu khí (năm 2000). Đồng thời, Tổng công ty đã mở rộng đối tượng đào tạo, nâng cao trình độ đội ngũ giáo viên, chất lượng và hiệu quả công tác đào tạo và tăng cường đầu tư mua sắm trang thiết bị giảng dạy hiện đại. Trong môi trường làm việc có tính hợp tác quốc tế cao, việc phổ cập ngoại ngữ (tiếng Anh, tiếng Nga, tiếng Pháp…) nâng cao khả năng giao tiếp bằng ngoại ngữ là mối quan tâm của các cấp lãnh đạo và của đội ngũ cán bộ công nhân viên trong ngành. Học tập và nâng cao trình độ ngoại ngữ và kiến thức tin học, sử dụng máy vi tính đã trở thành tiêu chuẩn quan trọng để đánh giá năng lực cán bộ. Tổng công ty đã tổ

chức đánh giá cán bộ, phân loại cán bộ để đưa ra các loại hình đào tạo phù hợp như đào tạo ngắn hạn, trung hạn, dài hạn và kết hợp đào tạo trong nước với gửi đi đào tạo, thực tập ở nước ngoài. Kết hợp đào tạo lý thuyết trên lớp và đào tạo kèm cặp tại chỗ làm việc nhằm xây dựng đội ngũ cán bộ công nhân viên có năng lực, từng bước thay thế chuyên gia và công nhân nước ngoài, nhất là ở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, là nhu cầu thường xuyên.

1. Tổ chức, quản lý công tác đào tạo và phát triển nhân lực

1.1. Về Phòng Đào tạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam

Để triển khai Quyết định số 250/HĐBT ngày 6-7-1990 về việc thành lập Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam, ngày 7-8-1990 Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum đã ký Quyết định số 282/CNNg-TC về việc phê duyệt cơ cấu tổ chức Bộ máy quản lý của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam gồm 8 phòng, 1 ban và Văn phòng. Trong đó, Phòng Tổ chức Nhân sự và Đào tạo thực hiện chức năng giúp Tổng Giám đốc Tổng công ty quản lý và điều hành toàn bộ các hoạt động về tổ chức bộ máy, tổ chức lao động khoa học, lao động tiền lương, quản lý sử dụng và đào tạo bồi dưỡng đội ngũ cán bộ công nhân viên của Tổng công ty theo đúng đường lối và chính sách cán bộ của Đảng. Nhiệm vụ của công tác đào tạo cán bộ công nhân viên có nội dung như sau: lập quy hoạch đào tạo bồi dưỡng cán bộ công nhân và cán bộ dự bị bổ sung thay thế; xây dựng và tổ chức thực hiện kế hoạch đào tạo; xét chọn cán bộ công nhân đi đào tạo bồi dưỡng đúng đối tượng, tiêu chuẩn, chế độ; giải quyết các thủ tục cho học viên đi đào tạo; thủ tục xuất nhập cảnh cho các đoàn đi học ở nước ngoài theo yêu cầu công tác và đào tạo; quản lý chương trình, nội dung, thời gian đào tạo và theo dõi kết quả học tập của học viên. Ông Nguyễn Đức Tuấn được bổ nhiệm giữ chức Trưởng phòng, ông Hoàng Phổ được bổ nhiệm giữ chức Phó Trưởng phòng theo dõi công tác tiền lương và ông Vũ Văn Kính được bổ nhiệm giữ chức Phó Trưởng phòng theo dõi công tác đào tạo.

Một trong những nhiệm vụ quan trọng của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam là "Xây dựng trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt quy hoạch, kế hoạch đào tạo đội ngũ cán bộ khoa học - kỹ thuật, cán bộ quản lý, cán bộ chuyên môn nghiệp vụ và công nhân kỹ thuật dầu khí có đủ trình độ đáp ứng nhiệm vụ sản xuất, kinh doanh dầu khí; tổ chức thực hiện quy hoạch, kế hoạch đã được xây dựng"[1].

1. Nghị định số 09/CP, ký ngày 4-2-1993 của Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt, về tổ chức, nhiệm vụ, quyền hạn của Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam.

Tháng 3-1993, theo quyết định của Tổng Giám đốc Tổng công ty, Phòng Tổ chức Nhân sự và Đào tạo được tách ra thành hai: Phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo do ông Vũ Văn Kính làm Trưởng phòng, ông Lương Đức Hảo làm Phó phòng và Phòng Lao động tiền lương do ông Nguyễn Đức Tuấn làm Trưởng phòng và ông Hoàng Phổ làm Phó phòng.

Theo Quyết định số 513/DK-TCCB-ĐT ngày 26-4-1993, một trong những chức năng của Phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo là giúp Tổng Giám đốc Tổng công ty quản lý và thực hiện công tác đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ cán bộ công nhân viên trong toàn Tổng công ty với những nhiệm vụ chính là: xây dựng quy hoạch đào tạo dài hạn, kế hoạch đào tạo cán bộ công nhân viên hàng năm; tổ chức thực hiện kế hoạch đào tạo và theo dõi, đánh giá kết quả học tập của cán bộ công nhân viên; làm đầu mối chọn cử cán bộ công nhân viên đi đào tạo và giải quyết các thủ tục đi đào tạo ở trong nước và ngoài nước; giúp Tổng Giám đốc Tổng công ty quản lý và sử dụng có hiệu quả quỹ đào tạo của các hợp đồng chia sản phẩm (PSC) phù hợp với quy hoạch và kế hoạch đào tạo cán bộ công nhân viên toàn ngành; nghiên cứu và đề xuất các phương án lựa chọn đối tượng hợp tác trong lĩnh vực đào tạo dầu khí; giúp Tổng Giám đốc quản lý và điều hành hoạt động của các cơ sở đào tạo dầu khí theo hướng phát triển của ngành Dầu khí.

Sự quan tâm và đánh giá cao vai trò của công tác đào tạo và phát triển nhân lực của Đảng và Nhà nước còn thể hiện trong Luật Dầu khí đã được Quốc hội nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam khóa IX kỳ họp thứ 3 thông qua ngày 6-7-1993. Cụ thể, trong Chương III, Điều 15, khoản 10 nêu rõ: Hợp đồng dầu khí phải tuân thủ Hợp đồng mẫu do Chính phủ Việt Nam ban hành, trong đó có nội dung về cam kết đào tạo và ưu tiên sử dụng lao động, dịch vụ Việt Nam đối với các Nhà thầu dầu khí. Khoản 4, Điều 30 của Luật quy định, một trong các nghĩa vụ của Nhà thầu là: chuyển giao công nghệ, đào tạo, sử dụng cán bộ, công nhân Việt Nam và bảo đảm quyền lợi của người lao động.

Xuất phát từ nhu cầu nhân lực ngày càng tăng, Tổng công ty đã đặt vấn đề đào tạo bồi dưỡng và nâng cao tay nghề cho đội ngũ công nhân, cán bộ kỹ thuật, chuyên môn nghiệp vụ và quản lý thành một nhiệm vụ trọng tâm. Tổng công ty đã sử dụng quỹ đào tạo từ các hợp đồng chia sản phẩm để bố trí cho cán bộ quản lý và điều hành tìm hiểu kinh nghiệm quản lý ngành Dầu khí ở các nước. Tổng công ty đã gửi cán bộ đi đào tạo theo nhiều ngành nghề, bao gồm: tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến, quản lý vật tư - thiết bị, kinh tế, tài chính, thương mại, pháp

lý, kế toán, kiểm toán trong lĩnh vực dầu khí tại các học viện và các cơ sở đào tạo của các công ty dầu khí tiếng tăm trên thế giới với mục tiêu nhanh chóng có một đội ngũ thực hành và giám sát về kỹ thuật, kinh tế, tài chính và một lực lượng làm dịch vụ kỹ thuật dầu khí đạt tiêu chuẩn quốc tế.

1.2. Về Hội đồng Đào tạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam

Nhận thức được tầm quan trọng của công tác đào tạo và phát triển nhân lực, Tổng công ty đã thành lập Hội đồng Đào tạo[1], Hội đồng gồm 16 thành viên.

> Thành phần Hội đồng gồm: Chủ tịch là Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Hiệp; Phó Chủ tịch là Phó Tổng Giám đốc Nguyễn Thị Ngọc Sương; Ủy viên Thường trực là Trưởng phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo Vũ Văn Kính; các Ủy viên gồm: Giám đốc Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển chế biến dầu khí Phạm Quang Dự, Giám đốc Trung tâm đào tạo dầu khí Việt Nam Nguyễn Cao Tân, Phó Trưởng phòng Tổ chức - Hành chính Công ty PVEP Từ Nguyên Nhân, Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Đức Tuấn, Trưởng phòng Khoa học công nghệ - Môi trường Nguyễn Đăng Liệu, Trưởng phòng Tài chính Nguyễn Tiến Dũng, Trưởng phòng Thăm dò khai thác Trần Ngọc Cảnh, Trưởng phòng Kế hoạch Đinh Văn Ngà, Trưởng phòng Hợp tác quốc tế Đỗ Văn Hà, Phó Trưởng phòng phụ trách Phòng Kế toán Nguyễn Phú Chương, Phó Trưởng phòng Lao động tiền lương Hoàng Phổ, Viện trưởng Viện Dầu khí Trần Ngọc Toản và một thư ký Hội đồng.

Theo Quyết định số 675/TCCB-ĐT, ngày 21-6-1994 của Tổng Giám đốc Tổng công ty, Hội đồng Đào tạo có chức năng tư vấn cho Tổng Giám đốc về các vấn đề phát triển nhân lực, đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ cán bộ công nhân viên ngành Dầu khí nhằm đáp ứng nhu cầu về cán bộ quản lý, khoa học - kỹ thuật, công nhân kỹ thuật có trình độ phù hợp với yêu cầu ngày càng phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam. Các nhiệm vụ chính của Hội đồng là:

- Hoạch định mục tiêu, phương hướng, chiến lược đào tạo bồi dưỡng đội ngũ cán bộ công nhân viên của ngành;

- Xác lập các căn cứ khoa học và thực tiễn về quy hoạch, kế hoạch đào tạo chung cho toàn Tổng công ty và các đơn vị thành viên;

- Xác định các chuyên ngành cần được ưu tiên đào tạo cho từng giai đoạn;

- Tổ chức xét duyệt kế hoạch đào tạo hàng năm của Tổng công ty, các chương trình đào tạo dài hạn, kể cả chi phí đào tạo liên quan;

1. Quyết định số 676/TCCB-ĐT, ngày 21-6-1994 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

- Thông qua chỉ tiêu đào tạo phân bổ cho các phòng, ban và đơn vị thuộc Tổng công ty;

- Đánh giá kết quả thực hiện công tác đào tạo của Tổng công ty và việc sử dụng cán bộ công nhân viên đã được đào tạo;

- Xác định các chủ trương hợp tác đào tạo với các tổ chức trong và ngoài nước có khả năng đào tạo các chuyên ngành dầu khí;

- Thông qua quy chế đào tạo của Tổng công ty sau khi được soạn thảo, sửa đổi, bổ sung;

- Tư vấn về các biện pháp cải tiến tổ chức, cơ chế quản lý và các chế độ chính sách trong công tác đào tạo của Tổng công ty;

- Kiến nghị về việc đánh giá, khen thưởng và kỷ luật đối với các cơ sở đào tạo và cán bộ công nhân viên trong công tác đào tạo;

- Xem xét báo cáo đào tạo hàng năm của Tổng công ty do Phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo chuẩn bị.

Để đẩy mạnh công tác đào tạo và phát triển nhân lực, lãnh đạo Tổng công ty đã chủ trương tách chức năng quản lý công tác đào tạo khỏi Phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo. Vì vậy, ngày 22-8-1994, Tổng Giám đốc Tổng công ty Hồ Sĩ Thoảng đã ký Quyết định số 897/TCCB-ĐT về việc thành lập Phòng Đào tạo thuộc bộ máy điều hành của Tổng công ty trên cơ sở chức năng nhiệm vụ và nhân lực làm công tác đào tạo của Phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo trước đó. Ông Lương Đức Hảo giữ chức Phó Trưởng phòng phụ trách Phòng Đào tạo của Tổng công ty.

Ngày 11-8-1994 tại Hà Nội, Hội đồng Đào tạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã họp Kỳ họp đầu tiên dưới sự chủ tọa của ông Nguyễn Hiệp, Phó Tổng Giám đốc Tổng công ty, Chủ tịch Hội đồng Đào tạo. Tham gia kỳ họp có 16 thành viên Hội đồng Đào tạo và các đại biểu được mời. Ông Hồ Sĩ Thoảng, Tổng Giám đốc Tổng công ty cũng đã tham dự kỳ họp. Ông Vũ Văn Kính, Trưởng phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo, Ủy viên thường trực Hội đồng Đào tạo đã trình bày Dự thảo "Báo cáo gửi Thủ tướng Chính phủ về tình hình công tác đào tạo từ năm 1989 đến tháng 8-1994". Dự thảo Báo cáo nhấn mạnh rằng, công tác đào tạo trong những năm qua đã có tác dụng tích cực, phục vụ công tác sản xuất kinh doanh, đã tạo dựng được một đội ngũ cán bộ và công nhân kỹ thuật đáp ứng yêu cầu nhiệm vụ sản xuất kinh doanh. Tuy nhiên, để đáp ứng yêu cầu phát triển của ngành, công tác đào tạo đòi hỏi phải có nhiều đổi mới và cần tập trung vào các nội dung như: xác định các ngành nghề cần ưu tiên đào tạo; phân tích nhu cầu đào tạo để xây dựng kế hoạch đào tạo dài hạn; gửi cán bộ đi đào tạo dài hạn và chính quy ở nước

ngoài; lựa chọn các trung tâm đào tạo nước ngoài để liên kết hợp tác dài hạn. Dự thảo báo cáo nhấn mạnh, trên cơ sở đặc thù của ngành, Tổng công ty đã xây dựng kế hoạch phát triển nhân lực, tiêu chuẩn hóa cán bộ, chuẩn bị lực lượng kế cận, xây dựng kế hoạch Việt Nam hóa lực lượng lao động nhằm từng bước thay thế người nước ngoài. Để tăng cường hiệu quả của công tác đào tạo, Tổng công ty đã kiểm tra giám sát việc sử dụng cán bộ sau khi đào tạo, kết hợp đào tạo trong nước và đào tạo ở nước ngoài, đồng thời đào tạo đội ngũ giảng viên có trình độ quốc tế. Về hình thức đào tạo, Tổng công ty đã tăng cường đào tạo dài hạn, đào tạo kèm cặp, chọn người đúng ngành, học giỏi để gửi đi đào tạo chuyên ngành dài hạn, gửi đi làm việc một thời gian cho các công ty dầu khí nước ngoài để học hỏi kinh nghiệm thực tế. Tổng công ty cũng tăng cường đầu tư cơ sở vật chất cho các cơ sở có chức năng đào tạo. Đã thực hiện liên doanh, liên kết với nước ngoài trong công tác đào tạo; tổ chức thường xuyên các buổi báo cáo kết quả các khóa đào tạo hoặc hội thảo quốc tế do những cán bộ đã được Tổng Giám đốc Tổng công ty cử đi nước ngoài trình bày.

Ngày 5-9-1994, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có Công văn số 969/DK-TCNSĐT trình Thủ tướng Chính phủ "Báo cáo thực hiện công tác đào tạo cán bộ, công nhân kỹ thuật của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam từ năm 1989 đến tháng 8-1994". Đây là một báo cáo quan trọng, được soạn thảo trong giai đoạn có nhiều chuyển biến trong hoạt động sản xuất kinh doanh của Tổng công ty, đặc biệt là trong hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực của ngành Dầu khí. Báo cáo đã nêu những đặc điểm của công tác đào tạo trong công nghiệp dầu khí, những yêu cầu có tính chuyên ngành đối với đội ngũ cán bộ công nhân viên ngành Dầu khí, những nhận thức và đánh giá tầm quan trọng của công tác đào tạo và phát triển nhân lực của lãnh đạo Tổng công ty. Đối tượng đào tạo là tất cả cán bộ lãnh đạo, quản lý, cán bộ chuyên môn nghiệp vụ, công nhân kỹ thuật và sinh viên học giỏi ở các trường đại học có năng lực và triển vọng làm việc lâu dài cho ngành Dầu khí.

Báo cáo cũng nêu rõ những hình thức đào tạo mà Tổng công ty đã áp dụng đối với các chương trình đào tạo ở trong nước và nước ngoài. Kết quả của công tác đào tạo từ năm 1989 đến tháng 8-1994 là đã có 1.513 lượt người tham dự 224 khóa đào tạo nâng cao trình độ chuyên môn, nghiệp vụ. Trong đó, tổ chức ở trong nước 62 khóa với 1.066 lượt người và tổ chức ở nước ngoài 162 khóa với 477 lượt người. Báo cáo nhấn mạnh, để thúc đẩy công tác đào tạo, lãnh đạo Tổng công ty đã ban hành "Quy chế về công tác đào tạo", "Quy chế về tuyển chọn và quản lý sinh viên đi học đại học ở nước ngoài" và "Quy chế chi tiêu tài chính cho công tác đào tạo" của Tổng công ty. Đồng thời, Tổng công ty đã đầu tư nâng cấp

các cơ sở đào tạo hiện có, ưu tiên tăng ngân sách cho công tác đào tạo và kiện toàn cán bộ lãnh đạo, tăng cường cán bộ làm công tác đào tạo ở Tổng công ty và các đơn vị cơ sở.

Có thể nói, kết quả công tác đào tạo trong giai đoạn 1989-1994 đã cơ bản đáp ứng yêu cầu phát triển nhân lực của ngành. Đặc biệt đã đào tạo nâng cao trình độ cho cán bộ công nhân viên người Việt Nam trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro để có đội ngũ cán bộ đủ năng lực thay thế được các chuyên gia người Nga. Bước đầu đã xây dựng được đội ngũ cán bộ công nhân viên của Tổng công ty có năng lực về chuyên môn nghiệp vụ và đủ trình độ ngoại ngữ để giao tiếp, hợp tác với các công ty dầu khí nước ngoài. Một số chính sách về công tác đào tạo đã được đề xuất và áp dụng như việc hỗ trợ một phần kinh phí đào tạo thạc sĩ và tiến sĩ ở trong nước. Cán bộ ở Tổng công ty và các đơn vị nếu tự học các chương trình sau đại học, sau khi tốt nghiệp, được Tổng công ty trợ cấp một khoản tiền để bù đắp chi phí đã bỏ ra. Cán bộ được cử đi đào tạo dài hạn phải có cam kết đào tạo, phải bồi hoàn kinh phí đào tạo cho Tổng công ty nếu không làm việc cho Tổng công ty sau khi đào tạo.

Ngày 21-11-1994, Văn phòng Chính phủ ra Thông báo số 152/TB, về ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ Võ Văn Kiệt tại cuộc họp về ngành Dầu khí Việt Nam: Tổng công ty cần quan tâm và xúc tiến khẩn trương việc đào tạo, tuyển dụng để hình thành một đội ngũ cán bộ giỏi về công nghệ, quản lý và luật pháp, chẳng những để giúp Tổng công ty quản lý tốt công việc kinh doanh của mình, mà còn để tham gia kiểm tra, kiểm soát công việc làm ăn của nước ngoài trong lĩnh vực dầu khí tại nước ta; và Tổng công ty cần sắp xếp lại lực lượng lao động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro sao cho hợp lý, giải quyết số dôi dư, không để quá nhiều lao động như hiện tại.

1.3. Quy chế về công tác đào tạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam

Để đưa hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực của Tổng công ty đi vào nền nếp và có hiệu quả cao hơn, Tổng công ty đã ban hành Quy chế về công tác đào tạo của Tổng công ty theo Quyết định số 1625/DK-ĐT ngày 14-12-1994 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Quy chế gồm 5 chương và 32 điều, gồm các nội dung chính như: về mục tiêu, tính thống nhất của công tác đào tạo và đối tượng đào tạo; cách thức lựa chọn và quy trình cử cán bộ công nhân viên đi đào tạo; về nguồn kinh phí đào tạo; về quyền lợi, nghĩa vụ và trách nhiệm của cán bộ công nhân viên được cử đi đào tạo.

Theo Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Nghị định số 38/CP, ngày 30-5-1995 của Chính phủ, Tổng Giám đốc Tổng công ty có quyền chủ động trong việc cử cán bộ đi công tác và đào tạo ở nước ngoài, không còn phải xin quyết định của bộ quản lý ngành như trước.

Ngày 18-12-1995, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam ra Quyết định số 2124/DK-TCNS và Quyết định số 2126/DK-TCNS bổ nhiệm ông Lương Đức Hảo giữ chức Trưởng phòng và ông Nguyễn Quang giữ chức Phó Trưởng phòng Đào tạo Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Hàng năm, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam xây dựng kế hoạch và chương trình đào tạo mới phù hợp với nhu cầu phát triển của ngành. Có thể nói rằng, hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực của ngành Dầu khí đã chuyển sang giai đoạn mới khi Quỹ Đào tạo từ các hợp đồng chia sản phẩm (PSC) bắt đầu được sử dụng có hiệu quả từ những năm đầu của thập niên 1990 với mức Quỹ dao động 3-4 triệu USD/năm tuỳ theo số lượng hợp đồng chia sản phẩm còn có hiệu lực.

Để việc sử dụng và quản lý Quỹ Đào tạo từ PSC được chặt chẽ hơn, ngày 15-1-1996, Hội đồng Quản trị Tổng công ty đã quyết định ban hành "Quy chế quản lý, sử dụng nguồn kinh phí đào tạo theo cam kết trong các Hợp đồng PSC". Nội dung chính của Quy chế này là xác định mục đích sử dụng nguồn kinh phí đào tạo PSC nhằm:

(i) Đào tạo nâng cao trình độ chuyên môn, nghiệp vụ cho cán bộ công nhân viên dầu khí;

(ii) Tổ chức hoặc tham gia các hội thảo, hội nghị khoa học trong và ngoài nước;

(iii) Tổ chức các chuyến công tác, khảo sát, trao đổi kinh nghiệm về quản lý chuyên môn, nghiệp vụ trong lĩnh vực dầu khí;

(iv) Mua sắm, thuê trang thiết bị công nghệ cao (bao gồm cả chi phí cho chuyên gia lắp đặt và hướng dẫn sử dụng) phục vụ cho đào tạo và phục vụ cho mục đích phát triển sản xuất, nghiên cứu khoa học của ngành;

(v) Thực hiện tài trợ trong lĩnh vực đào tạo chung và đào tạo đội ngũ cán bộ công nhân viên cho ngành Dầu khí.

Đồng thời, Quy chế cũng quy định quy trình sử dụng nguồn kinh phí này. Theo đó, hàng năm Tổng công ty xây dựng kế hoạch sử dụng kinh phí đào tạo theo

cam kết của các PSC. Việc thanh toán cho các chương trình đào tạo chỉ thực hiện trên cơ sở những thỏa thuận, hợp đồng đào tạo trong và ngoài nước[1].

Quy chế này sau khi ban hành đã trở thành cơ sở pháp lý quan trọng trong việc sử dụng Quỹ đào tạo từ PSC cho các chương trình Đào tạo lớn của Tổng công ty, trong đó có chương trình gửi học sinh giỏi đi học đại học các chuyên ngành dầu khí tại các trường đại học ở nước ngoài như Mỹ, Nga, Ucraina, Anh, Pháp, Ôxtrâylia, Rumani, v.v..

Ngày 29-1-2001, Tổng Giám đốc Tổng công ty Nguyễn Xuân Nhậm đã ký quyết định thành lập Phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo trên cơ sở sáp nhập Phòng Tổ chức cán bộ và Phòng Đào tạo thuộc bộ máy điều hành Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

> Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng quyết định bổ nhiệm ông Lương Đức Hảo giữ chức Trưởng phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo và các ông Trần Danh Liêm, Nguyễn Quang, Đặng Anh Sơn, Lê Xuân Vệ giữ chức Phó Trưởng phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo của Tổng công ty.

Ngày 15-3-2001, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ra Quyết định số 422/QĐ-TCCB-ĐT về việc thành lập Hội đồng Đào tạo của Tổng công ty.

> Thành phần Hội đồng Đào tạo gồm: Tổng Giám đốc Tổng công ty (Chủ tịch); Phó Tổng Giám đốc phụ trách Khoa học kỹ thuật và Phó Tổng Giám đốc phụ trách Tài chính (Phó Chủ tịch); Trưởng phòng Tổ chức cán bộ và Đào tạo (Ủy viên Thường trực); và các Ủy viên khác: Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam, Viện trưởng Viện Dầu khí, Hiệu trưởng Trường Đào tạo nhân lực dầu khí, 1 lãnh đạo Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, 1 lãnh đạo Công ty liên doanh VietRoss và Trưởng các phòng: Khoa học, Công nghệ và Môi trường; Tài chính - Kế toán; Lao động - Tiền lương, Kế hoạch, Thăm dò, Khai thác; Chế biến dầu khí, Vận chuyển - Xây lắp và Phân phối khí.

Ngày 16-5-2001, Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã ra Quyết định số 755/QĐ-TCCB-ĐT về việc tổ chức lại bộ máy điều hành Tổng công ty gồm các ban (thay cho các phòng trước đây). Đây là lần đầu tiên trong cơ cấu tổ chức của bộ máy điều hành có các ban và đứng đầu các ban là Trưởng ban. Theo Quyết định này, chức năng giúp Tổng Giám đốc Tổng công ty về công tác đào tạo thuộc Ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo.

1. Quyết định số 175/HĐQT ngày 15-1-1996 của Chủ tịch Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam Hồ Tế.

1.4. Về Quy chế tuyển chọn và quản lý sinh viên đi đào tạo đại học ở nước ngoài của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam

Theo chỉ đạo của Tổng Giám đốc, Ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo đã tiến hành bổ sung, sửa đổi "Quy chế về công tác đào tạo của Tổng công ty", soạn thảo và ban hành mới "Quy chế tuyển chọn và quản lý sinh viên đi đào tạo đại học ở nước ngoài". Ngày 18-4-2001, Hội đồng Quản trị đã ký phê duyệt và ban hành Quyết định số 601/QĐ-HĐQT và Quyết định số 602/QĐ-HĐQT về "Quy chế về công tác đào tạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam" và "Quy chế tuyển chọn và quản lý sinh viên đi đào tạo đại học ở nước ngoài của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam".

Quy chế về công tác đào tạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam gồm 5 chương với 34 điều, tương tự như Quy chế năm 1994. Quy chế mới có bổ sung về điều kiện và tiêu chuẩn cán bộ được cử đi đào tạo, quy định mối quan hệ giữa tuổi đời và thời lượng các khóa đào tạo. Các quy định về mức đền bù, thủ tục đền bù cũng thay đổi theo hướng chặt chẽ hơn.

Quy chế tuyển chọn và quản lý sinh viên đi đào tạo đại học ở nước ngoài của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam có 5 chương với 26 điều, trong đó quy định về mục đích, đối tượng tuyển chọn; nguồn kinh phí cho công tác đào tạo này; tiêu chuẩn, điều kiện và phương thức tuyển chọn. Quy chế cũng đề cập đến quyền lợi, nghĩa vụ và trách nhiệm của sinh viên được Tổng công ty tuyển chọn đi học đại học ở nước ngoài. Việc khen thưởng và kỷ luật đối với cá nhân và tập thể sinh viên cũng được hướng dẫn cụ thể.

1.5. Về Hội đồng tuyển chọn sinh viên xuất sắc đi đào tạo đại học ở nước ngoài

Để kiện toàn Hội đồng Tuyển chọn sinh viên xuất sắc đi đào tạo đại học ở nước ngoài, ngày 17-9-2001, Tổng Giám đốc Tổng công ty đã ban hành Quyết định số 1653/QĐ-TCNS-ĐT quy định thành phần của Hội đồng như sau:

- Chủ tịch Hội đồng: Tổng Giám đốc Tổng công ty;

- Các Ủy viên Hội đồng: Trưởng các ban: Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo; Kế hoạch; Lao động - Tiền lương và Chế độ chính sách; Tài chính - Kế toán; Thăm dò khai thác; Khí - Điện; Chế biến dầu khí; Hợp tác quốc tế và Quản lý PSC; Công nghệ - An toàn và Môi trường.

Hàng năm, căn cứ vào báo cáo về kết quả học tập và kết quả thi kiểm tra của các sinh viên có hồ sơ đăng ký dự tuyển, Hội đồng tuyển chọn xét chọn những

sinh viên xuất sắc nhất để làm thủ tục gửi đi đào tạo ở các nước khác nhau theo các chuyên ngành do Tổng công ty lựa chọn và phù hợp với nguyện vọng cá nhân của sinh viên.

Kết quả của hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã được tóm tắt trong Báo cáo sơ kết 2 năm thực hiện Nghị quyết Trung ương 3 khóa IX về việc tiếp tục sắp xếp, đổi mới, phát triển và nâng cao hiệu quả doanh nghiệp nhà nước của Tổng công ty, như sau: "*Nhằm đáp ứng nhu cầu phát triển nhanh về số lượng và chất lượng đội ngũ cán bộ của ngành Dầu khí, trong nhiều năm, Tổng công ty đã chú trọng công tác đào tạo cán bộ công nhân viên bằng nhiều hình thức đào tạo như đào tạo dài hạn; đào tạo đồng bộ đội ngũ cán bộ cho các dự án lớn; đào tạo bồi dưỡng nâng cao trình độ chuyên môn, nghiệp vụ, lý luận chính trị, ngoại ngữ; đào tạo tại chỗ cũng như tuyển chọn các cán bộ trẻ có năng lực gửi đi đào tạo sau đại học ở trong nước và nước ngoài. Để có đội ngũ cán bộ được đào tạo với chất lượng cao theo các chuyên ngành dầu khí cho các năm sau, hàng năm Tổng công ty đã chủ động tuyển chọn một số sinh viên học giỏi là con cán bộ công nhân viên trong ngành (là chủ yếu) để gửi đi đào tạo đại học ở một số nước có ngành công nghiệp dầu khí phát triển như Mỹ, Anh, Pháp, Ôxtrâylia, Nga, Ucraina, Rumani, v.v.. Có thể nói, trong thời gian khá dài, công tác đào tạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đạt được nhiều kết quả. Chính nhờ đẩy mạnh công tác đào tạo mà đội ngũ cán bộ của ngành Dầu khí không những phát triển nhanh về số lượng mà còn đảm bảo về trình độ chất lượng, cơ bản đáp ứng yêu cầu phát triển nhanh trên nhiều lĩnh vực của ngành Dầu khí*"[1].

Ngày 30-3-2004, Tổng Giám đốc Trần Ngọc Cảnh đã ký Quyết định số 645/QĐ-TCNS-ĐT ban hành "Quy định chức năng nhiệm vụ của Bộ máy giúp việc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam" với cơ cấu tổ chức gồm Văn phòng Tổng công ty và 19 Ban chuyên môn, nghiệp vụ.

Chức năng của Ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo là tham mưu giúp lãnh đạo Tổng công ty quản lý công tác tổ chức, nhân sự và đào tạo trong toàn Tổng công ty. Nhiệm vụ của công tác đào tạo bao gồm:

- Quản lý quy hoạch đào tạo và phát triển nguồn nhân lực của Tổng công ty và tổ chức triển khai thực hiện;

- Xây dựng chiến lược phát triển nguồn nhân lực của Tổng công ty;

1. Công văn số 2358/BC-HĐQT, ngày 16-9-2003 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

- Xây dựng quy hoạch, kế hoạch đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ cán bộ công nhân viên của Tổng công ty và tổ chức triển khai thực hiện;

- Kiểm tra, theo dõi và đánh giá hiệu quả công tác đào tạo nhằm sử dụng có hiệu quả quỹ đào tạo của Tổng công ty;

- Chủ trì, chuẩn bị và đàm phán các Hợp đồng hợp tác đào tạo ở trong nước và nước ngoài;

- Chủ trì chọn cử cán bộ công nhân viên đi đào tạo và giải quyết các thủ tục đi đào tạo ở trong nước và ở nước ngoài;

- Chuẩn bị các quyết định tiếp nhận người vào Tổng công ty để cử đi đào tạo và quyết định phân công công tác sau khi kết thúc đào tạo;

- Quản lý về mặt chuyên môn các cơ sở đào tạo của Tổng công ty.

Ngày 19-10-2005, Hội đồng Quản trị Tổng công ty đã ký Quyết định số 2838/QĐ-HĐQT ban hành "Quy chế về công tác đào tạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam". Quy chế này thể hiện rõ quan điểm chiến lược cũng như nhiệm vụ của công tác đào tạo, các quy định cụ thể về nghĩa vụ và trách nhiệm của các cấp quản lý và cán bộ trong công tác đào tạo và phát triển nhân lực của ngành. Quy chế ban hành lần này đã gộp 2 quy chế trước đây là "Quy chế về công tác đào tạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam" và "Quy chế tuyển chọn và quản lý sinh viên đi đào tạo đại học ở nước ngoài của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam" ban hành ngày 18-4-2001.

> Quy chế gồm 7 chương với 60 điều đã đề cập đến phạm vi áp dụng; các nguồn kinh phí cho công tác đào tạo; đối tượng áp dụng của quy chế; các loại hình đào tạo và các hình thức đào tạo; vấn đề tổ chức và quản lý công tác đào tạo; điều kiện và tiêu chuẩn người được đào tạo; quyền lợi, nghĩa vụ và trách nhiệm của người được đào tạo; vấn đề khen thưởng, kỷ luật và bồi hoàn chi phí đào tạo; việc lập kế hoạch đào tạo và sử dụng kinh phí đào tạo của Tổng công ty.

Tổng Giám đốc Tổng công ty cũng đã ký các quyết định kiện toàn Hội đồng Đào tạo và Hội đồng tuyển chọn sinh viên đi đào tạo đại học ở nước ngoài với thành phần chủ yếu là lãnh đạo Tổng công ty, Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam và Trưởng ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo làm Ủy viên thường trực Hội đồng.

Ngày 2-3-2006, Tổng Giám đốc Tổng công ty đã bổ nhiệm ông Trần Văn Hòa, chuyên viên Ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo Tổng công ty, giữ chức Phó Trưởng ban[1].

Ngày 15-8-2006, Tổng Giám đốc Tổng công ty Trần Ngọc Cảnh đã ban hành Quy định về chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của các ban, Văn phòng thuộc bộ máy giúp việc của Tổng công ty[2]. Trong Quyết định này, Ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo có chức năng quản lý công tác tổ chức, nhân sự, đào tạo, tiền lương, chế độ chính sách và công tác thi đua khen thưởng - kỷ luật trong toàn Tổng công ty. Nhiệm vụ triển khai công tác đào tạo và phát triển nhân lực của Tổng công ty là xây dựng chiến lược, quy hoạch và kế hoạch đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ cán bộ công nhân viên và tổ chức thực hiện, kiểm tra, đánh giá hiệu quả công tác đào tạo và phát triển nhân lực.

Lãnh đạo của Ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo trong thời gian này, gồm: Trưởng ban là ông Lương Đức Hảo; các Phó Trưởng ban là ông Đặng Anh Sơn, ông Lê Quang Trưởng, ông Trần Văn Hòa và ông Bùi Quốc Sơn.

Ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo có 4 phòng là Phòng Tổ chức cán bộ; Phòng Đào tạo và Phát triển nhân lực; Phòng Tiền lương và Chế độ chính sách; Phòng Thi đua khen thưởng. Phòng Đào tạo và Phát triển nhân lực có 7 cán bộ, chuyên viên. Ông Trần Văn Hòa, Phó Trưởng ban Tổ chức, Nhân sự và Đào tạo, kiêm Trưởng phòng Đào tạo và Phát triển nhân lực, bà Nguyễn Hồng Ngọc làm Phó Trưởng phòng.

2. Các cơ sở đào tạo

2.1. Trường Đào tạo nhân lực dầu khí

Sau khi hoàn thành nhiệm vụ và có những đóng góp quan trọng cho công tác đào tạo và phát triển nhân lực của ngành Dầu khí, đến cuối năm 1989, đầu năm 1990 các cơ sở đào tạo trước đây của Tổng cục Dầu khí, như Trường Bổ túc cán bộ, Trường Đào tạo cán bộ, công nhân cho Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đều đã chấm dứt hoạt động, giải thể. Trong Tổng công ty chỉ còn Trường Cán bộ công nhân dầu khí (được đổi tên từ Trường Công nhân kỹ thuật dầu khí năm 1989) tiếp tục hoạt động và phát triển. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) là đơn vị sự nghiệp trực thuộc Tổng công ty được giao nhiệm vụ tiến hành bồi dưỡng đào

1. Quyết định số 419/QĐ-TCNS-ĐT của Tổng Giám đốc Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam.
2. Quyết định số 2259/QĐ-DKVN của Tổng Giám đốc Tổng công ty dầu khí Việt Nam.

tạo sau đại học cho toàn ngành. Tuy nhiên, trên thực tế VPI chưa tổ chức triển khai được nhiệm vụ này do không hội tụ đủ đội ngũ giáo viên cần thiết và không làm xong các thủ tục cần thiết để được Bộ Giáo dục và Đào tạo và Bộ Khoa học, Công nghệ và Môi trường cấp phép. Trên thực tế, VPI chỉ đứng ra triển khai một số khóa đào tạo ngắn hạn tại Hà Nội theo các quyết định giao nhiệm vụ của Tổng công ty.

Vì vậy, từ năm 1990 Trường Cán bộ công nhân dầu khí là cơ sở đào tạo duy nhất của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

Trường Cán bộ công nhân dầu khí có nhiệm vụ đào tạo, bồi dưỡng cán bộ kỹ thuật, nghiệp vụ công nhân các loại phục vụ cho yêu cầu phát triển của ngành. Hàng năm, Trường tuyển sinh theo kế hoạch phân bổ của ngành và được phép ký các hợp đồng đào tạo và dịch vụ sản xuất với các đơn vị trong và ngoài ngành như quy định của các cơ quan quản lý nhà nước về giáo dục, đào tạo và dạy nghề trên cơ sở gắn với nhu cầu phát triển sản xuất của ngành và xã hội, nhằm thực hiện chế độ lấy thu để bù chi phí. Năm 1990 là năm đầu tiên Trường Cán bộ công nhân dầu khí tuyển sinh công nhân kỹ thuật hệ B là 326 người, trong khi số lượng hệ chính quy chỉ là 188 người.

> Ban lãnh đạo của Trường gồm có: Hiệu trưởng là ông Nguyễn Cao Tân và Phó Hiệu trưởng là ông Phạm Văn Hộ và ông Đỗ Hữu Việt được bổ nhiệm vào đầu năm 1990. Các phòng chức năng gồm có 5 phòng là: Phòng Kỹ thuật, Phòng Đào tạo, Phòng Kinh tế - Kế hoạch, Phòng Tổ chức - Hành chính và Phòng Đời sống. Các ban nghề và bộ phận trực thuộc gồm: Ban Khoan - Khai thác; Ban Cơ điện; Ban Cơ khí; Ban Hàn, Gò, Rèn; Ban Vận hành lọc - hóa dầu và Phân hiệu lặn. Biên chế của Trường khoảng 150 người.

Ngày 9-9-1991, Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng Trần Lum đã ký Quyết định đổi tên Trường Cán bộ công nhân dầu khí thành Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam[1]. Mặc dù Trường đổi tên thành Trung tâm nhưng thực chất cơ sở đào tạo này vẫn là một trường dạy nghề nằm trong hệ thống giáo dục và đào tạo của Nhà nước và cũng là cơ sở đào tạo bồi dưỡng cán bộ công nhân viên của ngành Dầu khí. Giám đốc và các Phó Giám đốc Trung tâm đào tạo vẫn là Hiệu trưởng, Phó Hiệu trưởng của Trường Cán bộ công nhân dầu khí trước đây.

Trong giai đoạn Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam nằm dưới sự quản lý của Bộ Công nghiệp nặng thì Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam được xếp

1. Quyết định số 396/BCNNg-TCNS-ĐT ngày 9-9-1991 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp nặng.

trong khối các trường đào tạo của Bộ và luôn được đánh giá là đơn vị đào tạo có chất lượng cao, có cơ sở vật chất khang trang, được đầu tư trang thiết bị hiện đại và có cơ chế hoạt động linh hoạt với hoạt động dịch vụ lấy thu bù chi rất có hiệu quả. Đời sống cán bộ công nhân viên của Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam ngày càng được nâng cao và Trung tâm được xem như một trong những cơ sở đào tạo nghề kiểu mẫu của Bộ Công nghiệp nặng lúc bấy giờ.

Mặc dù là một đơn vị đào tạo trực thuộc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và có nhiệm vụ đào tạo cán bộ và công nhân kỹ thuật chuyên ngành, nhưng toàn bộ nội dung chương trình giảng dạy đều được thực hiện phù hợp với các quy định pháp lý về giáo dục (do Bộ Giáo dục và Đào tạo ban hành) và về dạy nghề (do Bộ Lao động, Thương binh và Xã hội ban hành). Các chủ trương lớn đối với đào tạo nghề do các cơ quan quản lý nhà nước về giáo dục và đào tạo hướng dẫn đều được thực hiện nghiêm túc tại Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam, cụ thể như:

- Đa dạng hóa các loại hình đào tạo;

- Cải tiến mục tiêu, nội dung chương trình, phương pháp, kế hoạch đào tạo, đánh giá kiểm tra thi cử, mở rộng quy mô, đồng thời chú trọng nâng cao chất lượng hiệu quả đào tạo;

- Bảo đảm chất lượng nghiên cứu xây dựng chuẩn mực kỹ năng nghề, các chương trình đào tạo chuẩn;

- Đổi mới tổ chức bộ máy nhà trường theo hướng gọn nhẹ, năng động, bảo đảm yêu cầu nhanh nhạy, trực tiếp trong quản lý và sản xuất;

- Mở rộng quan hệ hợp tác quốc tế;

- Tổ chức và tiêu chuẩn hóa đội ngũ giáo viên dạy nghề;

- Đẩy mạnh nghiên cứu, thực nghiệm khoa học, đào tạo kết hợp với lao động sản xuất.

Đến năm 1991, Tổng công ty đã ký được 8 Hợp đồng chia sản phẩm (PSC) với các công ty dầu khí nước ngoài. Quỹ đào tạo PSC là nguồn kinh phí quan trọng đối với hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực của Tổng công ty. Nhiều thiết bị giảng dạy hiện đại của Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam đã được mua sắm bằng tiền Quỹ đào tạo PSC do các Nhà thầu dầu khí nước ngoài đóng góp. Chỉ tính riêng trong năm 1991, Tổng công ty đã chi 116.000 USD để nâng cấp Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam. Từ cuối năm 1990, Tổng công ty đã sử dụng kinh

phí đào tạo của mình cho việc đào tạo công nhân kỹ thuật ở cơ sở này và không còn nhận ngân sách đào tạo của Nhà nước như trước đây nữa.

Trong năm 1991, do tình trạng số lượng học sinh tốt nghiệp không bố trí được công việc nên Tổng công ty có chủ trương giảm bớt số lượng tuyển sinh mới và tập trung đào tạo nâng cấp bậc thợ, tái đào tạo các nghề, đào tạo ngoại ngữ và tin học cho cán bộ công nhân viên trong ngành. Vì vậy, năm 1991 có tới 1.392 lượt người đã tham dự chương trình đào tạo tại Trung tâm.

Từ năm 1990, các chương trình đào tạo trong các năm đã được thực hiện bằng hợp đồng đào tạo giữa Tổng Giám đốc Tổng công ty với Hiệu trưởng Trường Cán bộ dầu khí (sau này là Giám đốc Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam) trên cơ sở đơn giá đào tạo đã được Tổng công ty ban hành và phù hợp với các quy định về đào tạo của Luật Giáo dục và Luật Dạy nghề.

Trong năm 1991, Tổng công ty đã thực hiện 8 chương trình đào tạo nâng cao cho 145 cán bộ tại Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam. Đối tượng là các cán bộ quản lý và chuyên môn (khóa quản lý an toàn và kiểm tra an toàn), cán bộ chủ chốt và cán bộ lãnh đạo ở một số đơn vị (khóa quản lý dự án), cán bộ kỹ thuật, chuyên môn ở tất cả các đơn vị (khóa kinh tế dầu khí, quản lý rủi ro). Các chương trình đào tạo nêu trên đã được lựa chọn và chuẩn bị theo yêu cầu của Tổng công ty và được đánh giá là bổ ích với chi phí thấp.

Trong năm 1992, Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam đã thực hiện các chương trình đào tạo với 1.564 lượt học viên. Tương tự như vậy, trong năm 1993, Trung tâm đã thực hiện các chương trình đào tạo với 1.740 lượt học viên.

Từ năm 1994, Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam đã bước đầu hợp tác có hiệu quả trong việc liên kết với các trung tâm đào tạo nước ngoài nhằm phổ cập kiến thức về an toàn và môi trường, huấn luyện kỹ năng phòng chống sự cố và thoát hiểm trên biển cho cán bộ công nhân viên dầu khí. Được sự cho phép của Tổng công ty, Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam đã liên kết với Công ty Canmar Industries Limited của Malaixia bằng Dự án về Hợp tác đào tạo các khóa học an toàn và môi trường chuyên ngành dầu khí đạt tiêu chuẩn quốc tế cho cán bộ công nhân viên Tổng công ty và các nhà thầu dầu khí đang hoạt động tại Việt Nam. Chỉ tính riêng trong năm 1994, Trung tâm đã liên kết với Công ty Canmar Industries Limited tổ chức 72 khóa đào tạo tại Việt Nam cho 858 lượt người theo các hợp đồng đào tạo cho các công ty, nhà thầu nước ngoài. Cũng trong năm 1994, Trung tâm đã kết hợp với Trường đại học Hoàng gia Melbourne (Ôxtrâylia) mở

7 lớp tiếng Anh cho trên 120 học viên do giáo viên người Ôxtrâylia giảng dạy tại Việt Nam. Trong năm 1994, các khóa học thuộc chương trình đào tạo của Trung tâm thu hút được 2.158 lượt người tham dự.

Ngày 19-9-1995, Tổng Giám đốc Tổng công ty Hồ Sĩ Thoảng đã ký Quyết định đổi tên Trung tâm Đào tạo dầu khí Việt Nam thành Trung tâm Đào tạo và Cung ứng nhân lực dầu khí[1]. Việc đổi tên này xuất phát từ thay đổi chức năng, nhiệm vụ của cơ sở đào tạo này. Từ nay, Trung tâm không chỉ là cơ sở đào tạo mà còn là cơ sở cung ứng nhân lực cho ngành Dầu khí. Trung tâm có trụ sở chính tại thành phố Vũng Tàu và các chi nhánh tại Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh, với các nhiệm vụ chính là:

- Tổ chức thực hiện công tác đào tạo, tái đào tạo cho cán bộ công nhân viên ngành Dầu khí;

- Tổ chức các khóa học chuyên đề, nghiệp vụ, cấp giấy chứng nhận, chứng chỉ theo ủy quyền của các cơ quan có thẩm quyền trong và ngoài nước, tổ chức đào tạo và kiểm tra xác nhận trình độ chuyên môn, nghiệp vụ, ngoại ngữ theo yêu cầu của Tổng công ty;

- Tuyển chọn, đào tạo và cung ứng nhân lực cho các đơn vị thành viên của Tổng công ty, các liên doanh và nhà thầu dầu khí theo kế hoạch của Tổng công ty;

- Tổ chức thực hiện đào tạo thợ lặn cho các tổ chức trong và ngoài ngành và tiến hành dịch vụ lặn;

- Thực hiện liên doanh liên kết với các tổ chức trong và ngoài nước, tổ chức đào tạo về các lĩnh vực phục vụ chuyên ngành dầu khí;

- Thực hiện dịch vụ đào tạo chuyển giao công nghệ và tư vấn về đào tạo và phát triển nguồn nhân lực, các loại hình dịch vụ khác cho các tổ chức, cá nhân trong và ngoài ngành.

Việc giao nhiệm vụ cung ứng nhân lực cho Trung tâm Đào tạo đã góp phần thúc đẩy quá trình kết hợp giữa đào tạo và sử dụng lao động để tạo ra những hướng hợp tác làm cho hoạt động đào tạo chủ động và có hiệu quả hơn. Lãnh đạo của Trung tâm vẫn giữ nguyên như trước đây.

Trong năm 1995, Trung tâm đã tổ chức 158 khóa học cho 2.207 lượt học viên tham gia. Đến năm 1996, quy mô đào tạo của Trung tâm đã phát triển, mở rộng

1. Quyết định số 1252/DK-TCNS ngày 19-9-1995 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

với 5 cơ sở đào tạo ở Bà Rịa, Vũng Tàu, Bãi Dâu (tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu), Thành phố Hồ Chí Minh và Hà Nội. Trung tâm đã đổi mới và cập nhật các chương trình đào tạo theo yêu cầu sản xuất và tiến bộ khoa học - kỹ thuật; mở rộng quan hệ trao đổi hợp tác với các cơ sở đào tạo trong nước và nước ngoài; nâng cao trình độ giáo viên, tạo điều kiện để giáo viên được học các khóa nâng cao trình độ chuyên môn, kỹ năng giảng dạy ở trong và ngoài nước; đầu tư xây dựng cơ sở vật chất kỹ thuật phục vụ đào tạo (được Tổng công ty cấp kinh phí mua sắm các thiết bị giảng dạy hiện đại với chi phí đến hàng triệu đôla Mỹ); thực hiện nghiêm túc quy chế thi, kiểm tra, xét công nhận tốt nghiệp do Bộ Giáo dục và Đào tạo, Bộ Lao động, Thương binh và Xã hội ban hành.

Một điểm đáng chú ý là trong năm 1997, Trung tâm đã có 13 cán bộ giảng dạy (10 dạy nghề và 3 dạy tiếng Anh) được gửi đi học nâng cao tại Mỹ trong thời gian 10 tháng. Một số cán bộ trong số này đã trở thành những cán bộ lãnh đạo của Trường và của Tổng công ty/Tập đoàn.

Trong năm 1998, Trung tâm không tuyển mới công nhân kỹ thuật mà chỉ tuyển 78 học viên lấy từ tỉnh Quảng Ngãi để đào tạo công nhân kỹ thuật cho tỉnh bằng kinh phí của Tổng công ty. Cũng trong năm này, các khóa đào tạo của Trung tâm có 2.405 lượt người tham dự.

Trong năm 1999, Ban lãnh đạo Trung tâm Đào tạo và Cung ứng nhân lực dầu khí tiếp tục được kiện toàn. Ông Lê Minh Hồng, Trưởng phòng Đào tạo, được Tổng Giám đốc Tổng công ty bổ nhiệm giữ chức Phó Giám đốc Trung tâm.

Năm 1999, Trung tâm đã có bước đột phá lớn trong công tác tuyển dụng và đào tạo đội ngũ cán bộ công nhân viên vận hành cho các dự án lớn của Tổng công ty, trong đó đầu tiên phải kể đến thành công của Trung tâm trong việc chuẩn bị và triển khai đào tạo đội ngũ vận hành cho Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Số lượng học viên tham dự các chương trình đào tạo tiếp tục tăng, lên đến 2.518 lượt người.

Ngày 24-7-2000, ông Ngô Thường San thay mặt Hội đồng Quản trị đã ký Quyết định đổi tên Trung tâm Đào tạo và Cung ứng nhân lực dầu khí thành Trường Đào tạo nhân lực dầu khí trực thuộc Tổng công ty, tên giao dịch quốc tế là Petrovietnam Manpower Training College, viết tắt là PVMTC[1]. Trường là đơn vị thành viên hạch toán phụ thuộc của Tổng công ty và có các nhiệm vụ chính như:

1. Quyết định số 1196/QĐ-HĐQT ngày 24-7-2000 của Hội đồng Quản trị Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

- Tổ chức thực hiện công tác đào tạo công nhân kỹ thuật và đào tạo thi nâng bậc cho công nhân kỹ thuật trong ngành Dầu khí, đào tạo thợ lặn cho các tổ chức trong và ngoài ngành Dầu khí;

- Tổ chức thực hiện công tác đào tạo, tái đào tạo, đào tạo bồi dưỡng thường xuyên cho cán bộ công nhân viên trong ngành Dầu khí;

- Tổ chức các khóa học chuyên đề, nghiệp vụ, cấp giấy chứng nhận, chứng chỉ theo ủy quyền của cơ quan, tổ chức có thẩm quyền trong và ngoài nước, tổ chức đào tạo và kiểm tra xác nhận trình độ chuyên môn, nghiệp vụ, ngoại ngữ theo yêu cầu của Tổng công ty;

- Tuyển chọn, đào tạo và cung ứng nhân lực cho các đơn vị thành viên của Tổng công ty, các liên doanh và nhà thầu dầu khí theo kế hoạch của Tổng công ty và nhu cầu xã hội;

- Thực hiện dịch vụ lặn và các dịch vụ khác phù hợp với các ngành nghề đào tạo;

- Thực hiện liên doanh, liên kết với các tổ chức trong và ngoài nước để tổ chức đào tạo về các lĩnh vực phục vụ chuyên ngành dầu khí.

Cơ cấu tổ chức bộ máy và Ban lãnh đạo Trường Đào tạo nhân lực dầu khí như sau: Hiệu trưởng là ông Nguyễn Cao Tân; Phó Hiệu trưởng là các ông Phạm Văn Hộ, Đỗ Hữu Việt và Lê Minh Hồng. Các khoa và ban nghề gồm: Khoa Đào tạo và Bồi dưỡng thường xuyên; Khoa Khoan - Khai thác; Khoa Chế biến dầu khí; Khoa An toàn - Môi trường; Khoa Đo lường - Điều khiển - Tự động hóa; Ban Kỹ thuật cơ sở; Ban Cơ điện; Ban Cơ khí; Ban Động lực; Ban Lặn; Ban Hàn - Lắp ráp - Chống ăn mòn.

Trong các năm 2000-2002, Trường Đào tạo nhân lực dầu khí đã tổ chức nhiều chương trình đào tạo có tính đột phá và đạt kết quả đáng khích lệ, năm sau cao hơn năm trước. Đã tổ chức đào tạo đội ngũ cán bộ công nhân viên vận hành và bảo dưỡng cho Dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Riêng năm 2002, Trường đã tổ chức 279 khóa học với 3.447 lượt học viên.

Sau khi ông Nguyễn Cao Tân có quyết định thôi giữ chức Hiệu trưởng Trường Đào tạo nhân lực dầu khí để giữ chức Bí thư Đảng ủy chuyên trách và sau đó nghỉ hưu, kể từ ngày 1-7-2002, ông Lê Minh Hồng, Phó Hiệu trưởng, được giao nhiệm vụ Phó Hiệu trưởng phụ trách Trường, và từ ngày 11-7-2003 chính thức giữ chức Hiệu trưởng Trường Đào tạo nhân lực dầu khí. Ngày 28-11-2003, Tổng Giám đốc Tổng công ty lại có quyết định cử ông Vũ Duy Hảo, Phó Trưởng phòng phụ trách

Phòng Đào tạo, giữ chức Phó Hiệu trưởng Trường Đào tạo nhân lực dầu khí. Sau khi ông Lê Minh Hồng được bổ nhiệm làm Phó Tổng Giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (tháng 9-2006), ông Vũ Duy Hảo được bổ nhiệm giữ chức Hiệu trưởng Trường Đào tạo nhân lực dầu khí.

Trong các năm 2003-2006, Trường Đào tạo nhân lực dầu khí tiếp tục mở rộng quy mô đào tạo. Riêng năm 2006, Trường đã mở được 529 lớp với 7.666 lượt người tham dự, trong đó tổng công ty giao theo kế hoạch là 70 lớp với 1.913 người, số còn lại là theo hợp đồng dịch vụ đào tạo.

Trường Đào tạo nhân lực dầu khí đã có đóng góp quan trọng trong việc đào tạo một số lượng đông đảo kỹ sư và công nhân kỹ thuật cho các dự án lớn của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam như: Nhà máy Đạm Phú Mỹ (150 kỹ sư và 250 công nhân kỹ thuật), Đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau (22 kỹ sư và 38 công nhân kỹ thuật), các Nhà máy Điện Cà Mau 1 và Cà Mau 2 (130 kỹ sư và 120 công nhân kỹ thuật), Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 (57 kỹ sư và 63 công nhân kỹ thuật), Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (400 kỹ sư và 600 công nhân kỹ thuật). Đây là mô hình đào tạo đồng bộ một đội ngũ kỹ sư, công nhân kỹ thuật để tiếp nhận và vận hành nhà máy từ các Nhà thầu EPC.

Trong quá trình xây dựng và phát triển, Trường Đào tạo nhân lực dầu khí đã trải qua nhiều lần thay đổi tên để phù hợp với nhiệm vụ và năng lực của mình. Đội ngũ cán bộ, giảng viên của Trường ngày càng phát triển cả về chất lượng và số lượng; thường xuyên được tham gia các khóa đào tạo chuyên sâu ở các trường, cơ sở đào tạo trong và ngoài nước. Nhờ có nguồn kinh phí của Tổng công ty nên Trường đã có cơ sở vật chất khang trang với trang thiết bị hiện đại và đồng bộ, có khả năng đáp ứng yêu cầu đào tạo cho hầu hết các lĩnh vực hoạt động của ngành Dầu khí như: mô hình mô phỏng hệ thống khoan - khai thác dầu khí; mô hình mô phỏng nhà máy chế biến dầu khí - hóa dầu; mô hình mô phỏng hệ thống đo lường, điều khiển tự động hóa; mô hình mô phỏng nhà máy điện chu trình hỗn hợp khí; mô hình mô phỏng nhà máy điện chạy than; xưởng sửa chữa thiết bị công nghiệp; mô hình cứu hộ trực thăng trên biển; phòng thí nghiệm hóa dầu; các xưởng hàn, cơ khí, động cơ, điện, điện tử. Trường cũng được trang bị các thiết bị hiện đại cho công tác lặn và sửa chữa, khảo sát công trình ngầm, các thiết bị sửa chữa, hiệu chỉnh các thiết bị đo lường, tự động hóa. Theo số liệu kiểm kê năm 2007, giá trị tài sản cố định theo nguyên giá của trường là 105 tỷ đồng.

Từ 5 ngành nghề đào tạo công nhân kỹ thuật ban đầu (lặn sâu, điện công nghiệp, cơ khí, hàn, khoan), Trường đã đào tạo và bồi dưỡng cho hàng chục nghìn

lượt học viên với trên 75 chương trình đào tạo khác nhau; các ngành nghề đào tạo tại Trường rất đa dạng và phong phú. Trường đã biên soạn và dịch thuật trên 100 giáo trình và các tài liệu giảng dạy. Các chương trình đào tạo đáp ứng nhu cầu đào tạo cho hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí, hoạt động vận chuyển, chế biến dầu khí và hầu hết các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tổng công ty/Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Các loại hình đào tạo gồm đào tạo nghề (sơ cấp nghề, trung cấp nghề và cao đẳng nghề); đào tạo bồi dưỡng thường xuyên; đào tạo đồng bộ nguồn nhân lực vận hành cho các dự án của ngành; đào tạo an toàn - môi trường; đào tạo ngoại ngữ, tin học; kết hợp với một số trường đại học tổ chức đào tạo đại học, cao học chuyên ngành dầu khí.

Bằng các chương trình đào tạo của mình, Trường đã đào tạo được hàng nghìn kỹ sư, công nhân kỹ thuật cho các công ty, nhà thầu dầu khí trong nước và nước ngoài. Một số công ty dầu khí nước ngoài đã gửi người đến đào tạo tại trường. Đây là bước tiến quan trọng trong việc quốc tế hoá các chương trình đào tạo tại trường.

Kết quả đào tạo của Trường trong thời kỳ 1990-2006 được thể hiện qua những số liệu sau đây:

Loại hình đào tạo	***Lượt người tham gia***		
	Năm 1990	***Năm 2006***	***Cả thời kỳ 1990-2006***
Đào tạo nghề	259	448	6.512
Đào tạo thường xuyên	171	4.859	23.642
Đào tạo theo dự án	-	362	1.679
Đào tạo an toàn - môi trường	120	1.508	15.473
Liên kết đào tạo đại học và cao học	-	489	917
Tổng cộng	**550**	**7.666**	**48.223**

Với mục tiêu "Đào tạo nguồn nhân lực có chất lượng cao", Trường thường xuyên quan tâm đến việc mở rộng mối quan hệ hợp tác, thực hiện liên doanh, liên kết với các tổ chức đào tạo trong và ngoài nước để nâng cao năng lực đào tạo, đáp ứng nhu cầu đào tạo và phát triển nguồn nhân lực cho ngành Dầu khí. Cùng với các hoạt động đào tạo, Trường rất chú trọng đến dịch vụ kỹ thuật kết hợp với đào tạo nhằm nâng cao trình độ chuyên môn kỹ thuật cho cán bộ, giáo viên và học viên; khai thác tối đa nguồn lực của Trường để nâng cao đời sống cho cán bộ, giáo viên, công nhân viên; đồng thời tạo ra nguồn vốn để đầu tư cho công tác đào tạo, gắn đào tạo với nghiên cứu khoa học. Trong những năm qua, Trường đã thực hiện các dịch vụ kỹ thuật quan trọng như: khảo sát, lắp đặt các công trình "DK" quốc phòng, khảo sát và bảo dưỡng hệ thống đường ống các công trình khí, thực hiện các hợp đồng khảo sát, lắp đặt, kiểm tra các giàn khoan, giàn khai thác dầu khí, tàu chứa dầu cho Vietsovpetro, PVGAS, JVPC, FINA OIL, Petronas, Modec…, sửa chữa Nhà máy Điện Thủ Đức, cầu cảng Sài Gòn, khắc phục sự cố Nhà máy Điện Hòa Bình, trục vớt cứu hộ, bảo dưỡng, hiệu chuẩn, kiểm định thiết bị đo lường điều khiển tự động hóa cho các giàn khoan và cho Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy condensat, PVD Offshore.

Với những thành tích đã đạt được trong hoạt động của mình, Trường Đào tạo nhân lực dầu khí đã vinh dự được Nhà nước trao tặng Huân chương Lao động hạng Ba năm 1986, Huân chương Lao động hạng Nhì năm 1997, Huân chương Lao động hạng Nhất năm 2005 và liên tục được tặng Bằng khen, Cờ thi đua của Chính phủ, Bộ Công Thương và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam; nhiều tập thể và cá nhân được tặng Huân chương Lao động, Bằng khen Chính phủ, Huy chương vì sự nghiệp giáo dục, Huy chương vì sự nghiệp dầu khí. Ông Nguyễn Cao Tân, nguyên Hiệu trưởng Trường đã được trao tặng danh hiệu Nhà giáo Ưu tú vì những thành tích, đóng góp cho sự nghiệp giáo dục và đào tạo của trường.

2.2. Hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro

Thấy rõ chất lượng đội ngũ lao động đóng vai trò quan trọng trong hoạt động sản xuất - kinh doanh, lãnh đạo Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro luôn quan tâm đến công tác đào tạo và tái đào tạo đội ngũ kỹ sư, công nhân thông qua các khóa học nâng cao trình độ chuyên môn, thi tay nghề, các cuộc hội thảo, tham quan trao đổi kinh nghiệm, các lớp nghiên cứu sinh, thực tập sinh, cao học, chuyển giao công nghệ, v.v.. Nhờ đó, đội ngũ kỹ sư, công nhân Việt Nam đã ngày càng lớn mạnh cả về số lượng và chất lượng, đủ sức đáp ứng nhu cầu sản xuất của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Trong bộ máy điều hành của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, Phòng Cán bộ có chức năng giúp Ban lãnh đạo Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro quản lý và thực hiện công tác cán bộ, công tác đào tạo và phát triển nhân lực của toàn Xí nghiệp.

Từ khi mới thành lập tháng 11-1981 đến ngày 9-12-1993, ông Bùi Văn Vì giữ chức Phó trưởng Phòng Cán bộ. Từ ngày 9-12-1993, ông Nguyễn Viết Minh được bổ nhiệm giữ chức Trưởng phòng Cán bộ cho đến tháng 4-2003, sau đó ông Đặng Thọ Kiên thay thế, và từ năm 2005, ông Vũ Nam Cường tiếp tục đảm nhiệm chức vụ Trưởng phòng Cán bộ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Trường Kỹ thuật nghiệp vụ là cơ sở đào tạo duy nhất của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro. Trường đã nhận được sự quan tâm, hỗ trợ của lãnh đạo cả 2 Phía trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro, nhất là trong việc đào tạo bồi dưỡng đội ngũ giáo viên của Trường và nâng cấp trang thiết bị giảng dạy củaTrường.

Ông Tô Tôn Quyền là Hiệu trưởng của Trường (đến năm 1996), sau đó là bà Võ Thị Tuyên (đến năm 2003), ông Bùi Quang Phúc (đến năm 2005). Từ năm 2005 ông Trần Ngọc Toản được bổ nhiệm làm Phó Hiệu trưởng của Trường Kỹ thuật nghiệp vụ.

Đội ngũ giáo viên của Trường Kỹ thuật nghiệp vụ vẫn giữ biên chế 12 người. Cán bộ lãnh đạo và cán bộ giảng dạy của Trường được tham dự các chương trình bồi dưỡng nâng cao về trình độ quản lý, trình độ chuyên môn, ngoại ngữ (tiếng Nga, tiếng Anh) ở cả trong nước và ở nước ngoài.

Kết quả hoạt động của Trường Kỹ thuật nghiệp vụ trong thời kỳ 1990-2006 như sau: đào tạo nâng bậc đạt 4.970 lượt người; đào tạo nghề thứ hai đạt 1.327 lượt người; bồi dưỡng nghiệp vụ và đào tạo chức danh đạt 13.662 lượt người; đào tạo ngoại ngữ đạt 4.104 lượt người. Số lượng công nhân bậc cao (bậc 6) được đào tạo tại Trường ngày càng tăng.

Để đáp ứng nhu cầu sản xuất, một người công nhân cần giỏi một nghề và biết nhiều nghề, và với mục đích đào tạo để có thể chuyển nghề mới nhằm ổn định nhân sự trong Xí nghiệp, Trường Kỹ thuật nghiệp vụ đã bắt đầu đào tạo nghề thứ hai cho một số thợ. Ví dụ: thợ lắp ráp học thêm nghề hàn điện và ngược lại; thợ điện có thêm nghề là diesel; thợ lặn học thêm nghề hàn để có thể hàn những công trình dưới biển, v.v..

Để thay thế công nhân Nga, Trường đã đào tạo một số chức danh cho thợ bậc cao của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro như kíp trưởng khoan, diesel trưởng, thủy thủ trưởng... Ngoài ra, Trường còn kết hợp với Trung tâm An toàn bồi dưỡng về nghiệp vụ an toàn, phòng chống cháy, phòng chống dầu khí phun, sử dụng xuồng cứu sinh và đặc biệt Trường được trang bị những phòng học để có thể bồi dưỡng cho kỹ sư, công nhân lấy chứng chỉ quốc tế tại Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Công tác đào tạo nâng cao trình độ chuyên môn kỹ thuật, nghiệp vụ và ngoại ngữ của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro được chú trọng ở mọi đơn vị cơ sở. Chỉ tính riêng trong năm 1994, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã đưa đi đào tạo nâng cao ở nước ngoài 144 lượt người và đào tạo ở trong nước 294 lượt người. Cũng trong năm này, Xí nghiệp tổ chức thi nâng bậc cho 172 công nhân các ngành nghề, trong đó có 5 công nhân được nâng bậc 6 (bậc cao nhất trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro) và 72 công nhân được nâng bậc 5; Xí nghiệp cũng đã làm thủ tục đi đào tạo nghiên cứu sinh tại chức cho 6 kỹ sư về các ngành như khai thác dầu khí, công nghệ khoan. Tỷ lệ cán bộ công nhân viên người Việt Nam so với cán bộ công nhân viên người Nga tăng lên đáng kể theo các năm là kết quả của công tác đào tạo và phát triển nhân lực với mục tiêu thay thế người nước ngoài trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Có thể nói, công tác đào tạo của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro trong những năm xây dựng và phát triển của mình đã đáp ứng được yêu cầu xây dựng đội ngũ cán bộ và công nhân kỹ thuật để phục vụ công tác sản xuất. Phần lớn các cán bộ sau khi tham gia các khóa đào tạo đã tiếp cận được kỹ thuật tiên tiến của thế giới, nâng cao trình độ về công nghệ, ngoại ngữ, nắm bắt được kinh nghiệm quản lý và thay đổi về phong cách làm việc trong ngành công nghiệp dầu khí, có đủ năng lực để thay thế dần cán bộ người Nga trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Ngoài công tác đào tạo chuyên môn, nghiệp vụ, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã tổ chức các khóa đào tạo lý luận chính trị cao cấp, quản lý doanh nghiệp cho các cán bộ quản lý nhằm chuẩn bị đội ngũ cán bộ kế cận.

Thực hiện các chương trình đào tạo trong nước, mỗi năm có khoảng 500-600 cán bộ công nhân viên tham dự từ 50 đến 60 khóa học với thời lượng từ 1 đến 4 tuần, tổ chức ở Vũng Tàu, Thành phố Hồ Chí Minh và Hà Nội. Các khóa học tập trung vào những lĩnh vực: quản lý kinh tế, tài chính kế toán, địa chất - địa vật lý, cơ điện, tự động hóa, khoan khai thác, vận tải biển, xây dựng bảo dưỡng và sửa chữa công trình biển, an toàn, v.v..

Thực hiện các chương trình đào tạo ở nước ngoài, mỗi năm có khoảng 200 cán bộ công nhân viên được tham dự hàng chục khóa đào tạo ở các nước có nền công nghiệp dầu khí phát triển như Nga, Mỹ, Ôxtrâylia, Anh, v.v.. Hàng chục cán bộ được tham dự các khóa đào tạo tiếng Anh ở nước ngoài. Từ năm 2000, Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro đã cử hàng nghìn lượt cán bộ công nhân viên đi đào tạo tại các cơ sở đào tạo trong và ngoài nước phù hợp với các kế hoạch đào tạo đã được phê duyệt hàng năm. Công tác đào tạo của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro bao quát nhiều lĩnh vực như đào tạo về công tác quản lý, đào tạo về khoa học kỹ thuật, đào tạo nâng cao tay nghề và ngoại ngữ, đào tạo về dịch vụ kỹ thuật dầu khí,…

Kết quả công tác đào tạo bằng nhiều hình thức đã đào tạo được đội ngũ cán bộ công nhân viên người Việt Nam trong Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro có đủ năng lực đảm nhận được hầu hết các chức danh, ngành nghề có ở Xí nghiệp.

Từ chỗ năm 1991, các chức danh của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro do cán bộ công nhân viên người Việt Nam đảm nhận chỉ chiếm 79%, đến năm 2008 đã là 92,2%. Vào thời điểm năm 2009, các chức danh cán bộ chủ chốt của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro chủ yếu do cán bộ Việt Nam đảm nhận, cụ thể, tỷ lệ trong Ban lãnh đạo Xí nghiệp là 8/11; trong lãnh đạo cấp trưởng các đơn vị cơ sở là 16/18, và trong cấp trưởng các phòng, ban ở bộ máy điều hành là 21/22.

3. Hợp tác và hỗ trợ đào tạo

Trong hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực của mình, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam luôn coi trọng quan hệ hợp tác với các cơ sở đào tạo trong và ngoài nước.

3.1. Hợp tác đào tạo với các trường đại học trong nước

Đối với các trường đại học trong nước, Tổng công ty quan tâm tới việc xây dựng và phát triển quan hệ hợp tác nhằm nâng cao trình độ chuyên môn, nghiệp vụ cho cán bộ công nhân viên của ngành Dầu khí. Tổng công ty hợp tác trong khâu giảng dạy như mời giáo viên các trường tới tham gia giảng dạy cho cán bộ của Tổng công ty cũng như tham dự các khóa đào tạo chuyên ngành ở trong nước do các chuyên gia nước ngoài giảng dạy. Nhằm nâng cao trình độ, cập nhật kiến thức cho giáo viên một số trường đại học, Tổng công ty còn mời một số giáo viên các trường tham dự các chương trình đào tạo nâng cao trình độ chuyên môn ở nước ngoài.

Nhằm nâng cao chất lượng đào tạo sinh viên một số trường đại học, Tổng công ty đã hỗ trợ trang thiết bị giảng dạy, cử các cán bộ có chuyên môn giỏi của các đơn vị tham gia công tác giảng dạy, hướng dẫn sinh viên thực tập làm luận văn tốt nghiệp và nghiên cứu khoa học.

Để tăng cường mối quan hệ hợp tác với các trường đại học và cũng để xây dựng nguồn nhân lực cho tương lai của mình, Tổng công ty có chủ trương cấp học bổng cho sinh viên học giỏi của các trường, như cuối năm 1994, Tổng công ty đã cấp 50 suất học bổng cho sinh viên học giỏi của 12 trường đại học ở Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh với tổng số tiền là 50 triệu đồng (mỗi suất 1 triệu đồng). Tuy nhiên, việc làm này không được thường xuyên.

Trường đại học Mỏ và Địa chất là trường có quan hệ hợp tác gần gũi nhất với Petrovietnam.

> Tháng 5-1995, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã mời ông Trương Anh Kiệt, Hiệu trưởng, và ông Mai Thanh Tân, Phó Hiệu trưởng, Chủ nhiệm Khoa Dầu khí Trường đại học Mỏ và Địa chất sang Mỹ thăm và bàn việc hợp tác với Trường đại học Tổng hợp Oklahoma thuộc bang Oklahoma, Mỹ, là trường đại học mà trước đó mấy tháng, Tổng Giám đốc Tổng công ty Hồ Sĩ Thoảng đã được mời đến thăm và nhận thấy họ đào tạo tốt trong các lĩnh vực liên quan đến hoạt động dầu khí mà học phí tương đối thấp. Cùng đi với lãnh đạo Trường đại học Mỏ và Địa chất còn có ông Lương Đức Hảo, Trưởng phòng Đào tạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Chuyến thăm đã đem lại kết quả tốt đẹp, bước đầu xây dựng cơ sở hợp tác lâu dài giữa Petrovietnam với Trường đại học Oklahoma (OU) và Trường đại học Mỏ và Địa chất. Đoàn đã thăm các cơ sở giảng dạy của Trường OU và bàn hướng hợp tác với Trường OU trong việc gửi sinh viên Việt Nam sang học theo các chuyên ngành dầu khí và hướng hợp tác giữa Trường OU và Trường đại học Mỏ và Địa chất trong việc mở cơ sở đào tạo của Trường OU tại Hà Nội. Do một số nguyên nhân, nhất là do thiếu nguồn tài chính hỗ trợ, nên hướng hợp tác này không tiến triển được, tuy nhiên việc gửi sinh viên (giỏi) sang OU học tập thì đã được bắt đầu ngay sau đó.

3.2. Hợp tác đào tạo với các tổ chức và công ty nước ngoài

Về hợp tác trong công tác đào tạo với các công ty dầu khí nước ngoài có thể kể đến việc hợp tác với Công ty Schlumberger. Đây là công ty nước ngoài hoạt động trong lĩnh vực địa vật lý thăm dò, địa vật lý giếng khoan và dịch vụ khoan dầu khí. Công ty Schlumberger đã nhận một số kỹ sư của Petrovietnam gửi đi đào tạo và ở lại làm việc cho công ty 3 năm, sau đó các học viên này trở lại Petrovietnam để làm việc. Đã có những cán bộ được đào tạo theo hình thức này về sau trở thành

những cán bộ có trình độ chuyên môn và quản lý tốt, có người đã trở thành Giám đốc công ty.

Bằng hình thức thuê - mua trạm xử lý số liệu địa vật lý Workstation của Công ty Schlumberger với chi phí khoảng 600.000 USD lấy từ Quỹ đào tạo từ PSC, nhiều cán bộ kỹ thuật của Công ty Thăm dò và Khai thác dầu khí - PVEP đã trở thành những chuyên gia giỏi trong lĩnh vực công nghệ mỏ, xử lý tài liệu địa chất - địa vật lý phục vụ thiết thực nhiệm vụ của PVEP và Petrovietnam. Công ty Schlumberger cũng thường xuyên tổ chức các hội thảo khoa học và mời lãnh đạo và cán bộ kỹ thuật của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam và các đơn vị liên quan tham dự nhằm cập nhật những kiến thức công nghệ mới nhất trong các lĩnh vực mà Tổng công ty quan tâm.

Một trong những hoạt động hợp tác lâu dài trong đào tạo và phát triển nhân lực của Petrovietnam là hợp tác với Viện Công nghệ châu Á (Asian Institute of Technology - AIT) tại Thái Lan. Từ năm 1993, Petrovietnam đã gửi nhiều cán bộ sang AIT (Thái Lan) tham dự các khóa đào tạo về quản lý các trung tâm đào tạo, quản lý kinh doanh, nhân sự và công nghệ thông tin với thời gian từ 4 tuần đến 3 tháng.

Cuối năm 1993, Trung tâm AIT Việt Nam (AITCV) được thành lập và Petrovietnam cũng đã có những hoạt động hợp tác lâu dài trong đào tạo và phát triển nhân lực với AITCV. Một số chương trình đào tạo do AITCV tổ chức đã thu hút nhiều cán bộ của Petrovietnam tham gia. Đó là các khóa học ngắn ngày về quản lý nhân sự, quản lý xây dựng, quản lý đào tạo, quản lý tài chính, marketing, xây dựng chiến lược công ty, kỹ năng văn phòng, nâng cao tiếng Anh, v.v..

Bắt đầu từ năm 1997, Petrovietnam cùng AIT và AITCV tổ chức và thực hiện chương trình hợp tác đào tạo thạc sĩ chuyên ngành kỹ nghệ các hệ thống công nghiệp (ISE). Chất lượng đào tạo thạc sĩ ISE của AIT được đánh giá cao (có 2 trong số các thạc sĩ đã được nhận học bổng làm luận án tiến sĩ tại Mỹ). Theo chương trình này, học viên học 8 tháng ở Việt Nam trong giai đoạn I và 12 tháng ở Thái Lan trong giai đoạn II. Chương trình có sự tài trợ một phần của Chính phủ Bỉ. Tính đến năm 2006, đã có 78 cán bộ của Petrovietnam tốt nghiệp thạc sĩ ISE tại Viện Công nghệ châu Á (AIT).

Từ năm 2000 đến năm 2006, Tổng công ty đã cử 37 cán bộ trẻ có triển vọng phát triển tham gia chương trình đào tạo thạc sĩ quản trị kinh doanh quốc tế của AIT cho các nhà lãnh đạo trẻ. Chương trình được tiến hành theo hình thức không

tập trung. Học viên chủ yếu học tại Hà Nội hoặc Thành phố Hồ Chí Minh và có 4 lần với tổng cộng 4 tuần học tại AIT Băng Cốc để bảo vệ luận văn và nhận bằng tốt nghiệp.

Tính đến năm 2006, tại các cơ sở đào tạo của AIT đã có hơn 420 lượt cán bộ đã tham gia chương trình bồi dưỡng thường xuyên với các khóa học từ 1-2 tuần nhằm trang bị những kiến thức quản lý kinh tế và ngoại ngữ. Ngoài ra, lãnh đạo và chuyên viên của Phòng Đào tạo và Cán bộ của AIT và AITCV thường xuyên có các buổi gặp gỡ, trao đổi về các chương trình đào tạo, nhu cầu, kinh nghiệm quản lý đào tạo, nhân sự. Giáo sư Hồ Sĩ Thoảng có nhiều năm được mời tham gia Hội đồng Quản trị (Council of Trustees) của AIT, góp phần thúc đẩy hợp tác giữa Petrovietnam và AIT trong lĩnh vực đào tạo cán bộ cho ngành Dầu khí Việt Nam.

Trong số các cơ sở đào tạo lớn mà Petrovietnam đã hợp tác nhiều năm trong lĩnh vực đào tạo chuyên sâu về những vấn đề công nghệ dầu khí là Trường Dầu khí và Năng lượng (CPE) và Công ty Crown Agent của Anh. Hàng trăm lượt cán bộ của Petrovietnam đã có cơ hội tham gia các chương trình đào tạo do 2 cơ sở đào tạo này giảng dạy ở Anh và cả ở Việt Nam, trong đó có một số cán bộ đã tốt nghiệp cao học tại Anh.

Trong hợp tác với nước ngoài còn cần phải kể đến các chương trình đào tạo có tài trợ của Chính phủ Nhật Bản thông qua Trung tâm Hợp tác dầu khí Nhật Bản - Japan Cooperation Center Petroleum (JCCP) trong lĩnh vực lọc dầu. Hàng trăm cán bộ của Petrovietnam đã được đến Nhật Bản để tham dự các khóa đào tạo về chuyên môn công nghệ lọc dầu, marketing dầu thô và các sản phẩm dầu, tham quan khảo sát hoạt động thực tế các nhà máy lọc dầu của những công ty lớn của Nhật Bản như: Cosmo Oil, Mitsubishi, Nippon Oil, Idemitsu, v.v.. Đối với các chương trình đào tạo tổ chức tại Nhật Bản, Tổng công ty chỉ phải chịu vé máy bay đi và về cho học viên; toàn bộ chi phí ăn, ở, đi lại tại Nhật Bản đều do JCCP đài thọ. JCCP đã cử nhiều giảng viên sang Việt Nam để giảng dạy các khóa đào tạo ngắn ngày tại Việt Nam cho hàng trăm lượt cán bộ của Petrovietnam trong lĩnh vực lọc dầu. Phía Nhật Bản chịu toàn bộ chi phí cho các giảng viên sang Việt Nam; Petrovietnam chỉ chịu chi phí tổ chức khóa học tại Việt Nam.

Trong hợp tác đào tạo cán bộ cho khâu thăm dò - khai thác dầu khí, từ năm 1992, gần 100 kỹ sư (mỗi năm 3-5 người) thuộc các lĩnh vực khoan, địa vật lý, địa chất, công nghệ mỏ của Petrovietnam đã đến Công ty Dầu quốc gia Nhật Bản (Japan National Oil Compay - JNOC) và đơn vị trực thuộc của Công ty là

Trung tâm Nghiên cứu đào tạo (Trainning Research Center - TRC) để tham dự các khóa học 3 tháng về địa chất dầu khí, khoan dầu khí, công nghệ mỏ và địa vật lý.

Tại Trung tâm Đào tạo Permata của Petronas đã có hàng trăm lượt cán bộ của Petrovietnam tham dự các chương trình đào tạo khác nhau về quản lý.

Hàng nghìn lượt cán bộ công nhân viên của Tổng công ty đã tham dự các chương trình đào tạo tiếng Anh tại các Trung tâm tiếng Anh Appollo và Unesco. Hàng trăm cán bộ của Tổng công ty đã học tiếng Pháp tại Trung tâm Ngôn ngữ - Văn minh Pháp, Hà Nội.

Tổng công ty cũng đã tài trợ cho Bộ Tư lệnh bảo vệ Lăng Chủ tịch Hồ Chí Minh để gửi sinh viên sang Liên bang Nga học bác sĩ và thạc sĩ chuyên ngành y để bảo vệ lâu dài thi hài của Bác với tổng chi phí khoảng trên 200.000 USD.

Vấn đề đào tạo cán bộ quản lý và cán bộ kỹ thuật cho các dự án lớn đã được Tổng công ty hết sức quan tâm. Để chuẩn bị cho việc chuyển giao quyền điều hành Dự án khí Nam Côn Sơn từ Công ty BP sang Petrovietnam mà trực tiếp là Công ty Khí (PVGAS), Tổng công ty đã gửi 4 kỹ sư sang Nauy thực tập 1 năm để học về vận hành đường ống dẫn khí. Để chuẩn bị kỹ sư và công nhân kỹ thuật cho Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất, Tổng công ty đã gửi người đi đào tạo về vận hành nhà máy ở Inđônêxia, Liên bang Nga, Malaixia và một số nước khác. Nhiều cán bộ đã trưởng thành và trở thành cán bộ khung, nòng cốt của Dự án sau đó.

3.3. Hỗ trợ đào tạo cho các cơ quan, tổ chức Việt Nam

Để tạo điều kiện cho những cán bộ các ban, ngành trung ương làm việc ở các bộ phận liên quan đến quản lý ngành Dầu khí có kiến thức cần thiết về các chuyên ngành dầu khí, lãnh đạo Tổng công ty đã mời hàng chục lượt cán bộ tham dự các chương trình đào tạo trong và ngoài nước, kể cả các chương trình đào tạo dài hạn ở nước ngoài. Tổng công ty cũng đã mời một số cán bộ ở Bộ Công nghiệp nặng trước đây, Bộ Công Thương sau này, Bộ Giao thông vận tải, Bộ Quốc phòng, đại diện một số địa phương nơi có các dự án của Tổng công ty, đi tham quan, khảo sát các cơ sở dầu khí của nước ngoài. Một số giáo viên Trường đại học Mỏ và Địa chất Hà Nội, Trường đại học Bách khoa Thành phố Hồ Chí Minh đã được Petrovietnam mời tham gia chương trình đào tạo cao học ở Brunây, các khóa đào tạo chuyên ngành nâng cao ở trong nước do Petrovietnam tổ chức và giáo viên nước ngoài giảng dạy.

3.4. Về tài trợ cho các sinh viên Việt Nam học đại học ở nước ngoài

Ngày 29-12-1995, Tổng Giám đốc Tổng công ty Hồ Sĩ Thoảng đã ký Quyết định tiếp nhận 9 sinh viên giỏi của một số trường đại học trong nước về Tổng công ty để gửi đi học ở Trường đại học Oklahoma (Mỹ)[1]. Đây là đoàn sinh viên đầu tiên mà Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã gửi đi đào tạo ở nước ngoài bằng kinh phí của mình, có thể coi là chủ trương mạnh dạn và là sáng kiến của Petrovietnam. Vì vậy, để thực hiện được chủ trương này, Tổng công ty đã gửi công văn xin ý kiến Bộ Giáo dục và Đào tạo, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính, và chỉ triển khai thực hiện chủ trương này sau khi có ý kiến đồng ý và ủng hộ của các Bộ, ngành liên quan. Việc chọn lựa tốp sinh viên đầu tiên này Tổng công ty đã đề nghị Bộ Giáo dục và Đào tạo đảm nhiệm thông qua các trường do Bộ chỉ định.

Sau gần 1 năm học tiếng Anh, tháng 8-1996, đoàn sinh viên của Tổng công ty gồm 9 sinh viên đã được gửi đến OU theo thỏa thuận trước giữa Tổng Giám đốc Petrovietnam và Hiệu trưởng OU. Phần lớn số sinh viên này, sau khi tốt nghiệp đại học, đều học lên cao học hoặc tiến sĩ bằng học bổng của OU trước khi về Petrovietnam công tác.

Tiếp theo đoàn đi Mỹ, các năm sau đó, Tổng công ty đã tuyển chọn và gửi hàng trăm sinh viên đi đào tạo tại những nước có nền giáo dục và kinh nghiệm đào tạo về dầu khí như Liên bang Nga, Ucraina, Pháp, Rumani, Ôxtrâylia. Tính đến năm 2006, Tổng công ty đã gửi đi Liên bang Nga 178 sinh viên (Trường Gubkin, Trường Năng lượng Mátxcơva, Trường Hóa kỹ thuật Mendeleev, Trường Dầu khí Ufa); gửi đi Ucraina 84 sinh viên (Trường đại học Bách khoa Kiev, Trường đại học Bách khoa Odessa, Trường đại học Ivan - Franko, Trường đại học Simferopol); gửi đi Mỹ 89 sinh viên (Trường đại học Oklahoma, Trường đại học Tulsa); gửi đi Pháp 134 sinh viên (Trường đại học Lion); gửi đi Rumani 34 sinh viên (Trường Dầu khí Bucarest); gửi đi Ôxtrâylia 50 sinh viên. Tổng số 569 sinh viên đã được Tổng công ty gửi đi đào tạo đại học ở nước ngoài.

Đến nay, hàng trăm sinh viên đã tốt nghiệp, nhiều sinh viên tốt nghiệp xuất sắc và đã về nước nhận công tác, làm việc lâu dài cho Tổng công ty. Có thể nói, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là đơn vị đầu tiên trong cả nước đã đưa ra chủ trương và thực hiện chủ trương gửi sinh viên đi đào tạo đại học ở nước ngoài không phải bằng kinh phí của Nhà nước mà bằng kinh phí của Tổng công ty. Việc gửi sinh viên đi đào tạo đại học ở nước ngoài đã được Thủ tướng Chính

1. Quyết định số 2163/DK-TCNS ngày 29-12-1995 của Tổng Giám đốc Tổng công ty Dầu khí Việt Nam.

phủ Phan Văn Khải đánh giá tốt và cho rằng, đây là việc làm cần thiết, đúng hướng trong công tác đào tạo và phát triển nhân lực của Tổng công ty. Thủ tướng đã khen ngợi việc làm này của Tổng công ty trong lần tới thăm và làm việc với Tổng công ty vào năm 2001.

Năm 1996, trên cơ sở thỏa thuận với Công ty UOP (Mỹ), Tổng công ty đã tiếp nhận ông Đinh Văn Ngọc và ông Hoàng Việt Dũng về Petrovietnam để gửi đi đào tạo ở Mỹ theo chương trình đào tạo phát triển nghề nghiệp. Sau 5 năm học tập và làm việc ở Công ty UOP, các cán bộ này đã trở về nước làm việc cho Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất và đã trở thành những cán bộ lãnh đạo có chuyên môn sâu về lĩnh vực lọc - hóa dầu.

Tổng công ty cũng đã cử nhiều cán bộ khoa học - công nghệ tham gia các hội nghị quốc gia và quốc tế về các lĩnh vực khác nhau của ngành Dầu khí và liên quan đến dầu khí để, một mặt, tạo điều kiện cho giao lưu học thuật, mặt khác, tăng cường công tác quảng bá hoạt động của Petrovietnam với thế giới và thu hút đầu tư trong lĩnh vực dầu khí của các công ty nước ngoài.

4. Đội ngũ khoa học - công nghệ và công tác bồi dưỡng chuyên môn, nghiệp vụ

4.1. Đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ khoa học - công nghệ

Đội ngũ cán bộ làm công tác nghiên cứu khoa học tuy không thật đông đảo và chưa đủ mạnh, nhất là cán bộ đầu đàn, nhưng trong những năm qua đã có nhiều đóng góp không nhỏ cho những thành tựu quan trọng của ngành Dầu khí. Sự đóng góp của cán bộ nghiên cứu khoa học được thể hiện bằng hàng trăm báo cáo khoa học đã được hoàn thành dưới dạng các đề tài, nhiệm vụ nghiên cứu, các quy trình, quy phạm, các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật, v.v., để từ đó đưa ra các căn cứ khoa học và những giải pháp kỹ thuật - công nghệ, giúp lãnh đạo Tổng công ty hoạch định chiến lược phát triển, xây dựng kế hoạch dài hạn, ngắn hạn cũng như giúp các đơn vị thành viên trong hoạt động sản xuất kinh doanh.

Đội ngũ cán bộ nghiên cứu khoa học - công nghệ của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chủ yếu tập trung ở 4 đơn vị cơ sở có chức năng nghiên cứu khoa học là Viện Dầu khí, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí, Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí, Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển thuộc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro.

Viện Dầu khí là đơn vị nghiên cứu khoa học được thành lập sớm nhất và cũng lớn nhất trong số các đơn vị nghiên cứu khoa học của ngành. Trong những năm qua, nhiều cán bộ nghiên cứu có năng lực của Viện đã chuyển lên cơ quan Tổng công ty hoặc các đơn vị khác trong và ngoài ngành nên chất lượng đội ngũ cán bộ nghiên cứu khoa học của Viện bị giảm sút. Trong số 204 cán bộ công nhân viên của Viện Dầu khí ở thời điểm năm 2000 thì có 186 người có trình độ đại học và trên đại học, trong đó có 1 tiến sĩ khoa học, 13 tiến sĩ và 16 thạc sĩ. Như vậy, số lượng cán bộ có trình độ trên đại học ở Viện Dầu khí còn quá khiêm tốn. Trong số 186 cán bộ có trình độ từ đại học trở lên, cán bộ địa chất có 75 người, địa vật lý có 41 người, khoan - khai thác có 10 người, hóa phân tích có 13 người. Như vậy, về cơ cấu ngành nghề cũng mất cân đối nghiêm trọng. Trong lĩnh vực nghiên cứu kinh tế dầu khí cũng chỉ có 1 tiến sĩ và 13 kỹ sư trẻ. Cán bộ có học vấn cao và có kinh nghiệm trong lĩnh vực kinh tế dầu khí hầu như không có.

Viện Nghiên cứu khoa học và Thiết kế dầu khí biển thuộc Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (Viện NIPI) là cơ sở nghiên cứu khoa học bên cạnh Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro nhằm giải quyết những vấn đề khoa học - kỹ thuật mà yêu cầu sản xuất đặt ra. Viện có 200 cán bộ công nhân viên người Việt Nam, trong đó có 164 cán bộ có trình độ tiến sĩ, kỹ sư và cao đẳng (cán bộ có trình độ trên đại học là 15 người gồm 12 tiến sĩ và 3 thạc sĩ). Phần lớn số cán bộ nghiên cứu người Việt Nam đều được đào tạo từ các trường đại học trong nước, từ Liên Xô và Đông Âu, trong đó số cán bộ được đào tạo từ nước ngoài chiếm trên 46%, chủ yếu tập trung vào các lĩnh vực địa chất, địa vật lý, hóa, tuy đều có kiến thức tốt về lý luận và thực tiễn, có kinh nghiệm trong công tác, nhưng vẫn còn thiếu cán bộ đầu đàn.

Kết quả nghiên cứu của Viện NIPI đã góp phần quan trọng vào việc đánh giá, phát hiện các khu vực có triển vọng dầu khí, các mỏ mới, gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí.

Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí là đơn vị nghiên cứu khoa học trong lĩnh vực lọc - hóa dầu. Trung tâm có 50 cán bộ có trình độ đại học trở lên, trong đó có 1 tiến sĩ khoa học, 3 tiến sĩ, 3 thạc sĩ, 29 kỹ sư; có 78% số cán bộ được đào tạo về công nghệ lọc - hóa dầu, các lĩnh vực hóa phân tích. So với nhiệm vụ của trung tâm, cơ cấu ngành nghề của đội ngũ cán bộ khá phù hợp, hầu hết cán bộ nghiên cứu làm việc theo đúng chuyên môn, mặc dù chưa đủ về số lượng cũng như chất lượng để bảo đảm hoàn thành tốt các nhiệm vụ được giao.

Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí là đơn vị nghiên cứu khoa học - công nghệ và cung cấp các dịch vụ tư vấn và dự án trong

lĩnh vực an toàn và môi trường dầu khí. Trung tâm có cơ sở nghiên cứu với đầy đủ trang thiết bị cần thiết và đặc biệt đã xây dựng được đội ngũ cán bộ chuyên ngành, từng bước thực hiện và hoàn thành các nhiệm vụ do Tổng công ty giao. Trung tâm có 75 cán bộ công nhân viên, trong đó: 56 cán bộ có trình độ đại học trở lên (4 tiến sĩ, 4 thạc sĩ và 48 kỹ sư và cử nhân), đa số còn rất trẻ và có chuyên môn phù hợp với chức năng, nhiệm vụ của Trung tâm.

Tuy nhiên, lĩnh vực nghiên cứu an toàn và môi trường là lĩnh vực mới nên phần lớn cán bộ đều còn ít kinh nghiệm, khả năng đáp ứng với yêu cầu nghiên cứu và triển khai còn nhiều hạn chế. Vì vậy, trong quá trình phát triển và trưởng thành vừa qua, lãnh đạo trung tâm đã xây dựng kế hoạch tuyển dụng, bố trí, sắp xếp và đào tạo cán bộ để khắc phục những khó khăn nêu trên. Kết quả là Trung tâm đã xây dựng được một đội ngũ cán bộ khoa học - kỹ thuật có đủ năng lực làm công tác nghiên cứu khoa học chuyên ngành dầu khí.

Đánh giá chung về đội ngũ cán bộ khoa học - công nghệ ở các đơn vị nghiên cứu có thể thấy, tuy đã có những đóng góp đáng kể vào thành tích chung của ngành Dầu khí, nhưng còn thiếu và yếu, nhất là những cán bộ có trình độ cao, cán bộ đầu đàn, có năng lực tổ chức và triển khai những đề tài, dự án lớn. Việc nghiên cứu áp dụng công nghệ mới vào thực tiễn Việt Nam còn hạn chế. Lực lượng khoa học - công nghệ ở một số lĩnh vực quan trọng như vận chuyển và xử lý khí, kinh tế dầu khí… còn thiếu.

Việc đào tạo, bồi dưỡng chuyên môn, nghiệp vụ cho cán bộ của các đơn vị làm công tác nghiên cứu khoa học đã được lãnh đạo Tổng công ty rất quan tâm. Theo số liệu thống kê mà Ban Đào tạo và Phát triển nhân lực cung cấp thì trong thời kỳ từ năm 1990 đến năm 2006, số lượt cán bộ tham gia đào tạo của Viện Dầu khí, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí và Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí chiếm tỷ lệ lớn hơn so với các đơn vị thành viên khác của Tổng công ty. Ví dụ, trong các năm 1994-1997, Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến dầu khí tham gia các khóa đào tạo ở nước ngoài đạt tới 68% tổng số cán bộ của Trung tâm; trong giai đoạn 1993-1998, số cán bộ của Viện Dầu khí tham gia đào tạo đạt 58% tổng số cán bộ của Viện, Trung tâm Nghiên cứu - Phát triển An toàn và Môi trường dầu khí cũng đạt đến 68% tổng số cán bộ của Trung tâm. Ở giai đoạn sau, công tác đào tạo có xu hướng tập trung nhiều hơn vào đào tạo sau đại học nhằm nâng cao tỷ lệ cán bộ có văn bằng thạc sĩ, tiến sĩ bằng các giải pháp cụ thể để có thêm nhiều chuyên gia đầu đàn trong tất cả các lĩnh vực, nhất là trong lĩnh vực thiết kế, phân

tích đánh giá dự án, nghiên cứu ứng dụng kỹ thuật công nghệ cao liên quan đến khai thác, chế biến dầu khí.

Chỉ tính riêng trong 5 năm, từ năm 1995 đến năm 2000 đã có hơn 1.300 lượt cán bộ ở các đơn vị nghiên cứu khoa học của Tổng công ty được tham dự các khóa đào tạo ở trong và ngoài nước. Kết quả của công tác đào tạo được thể hiện qua sự trưởng thành vượt bậc về chuyên môn, ngoại ngữ, trình độ quản lý và trình độ lý luận của đội ngũ cán bộ nghiên cứu khoa học của Tổng công ty.

4.2. Đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ cán bộ quản lý chuyên môn và nghiệp vụ

Công tác đào tạo, xây dựng đội ngũ cán bộ chuyên môn, nghiệp vụ là một nhiệm vụ rất quan trọng của Tổng công ty, nó vừa mang tính chiến lược lâu dài, vừa phải đáp ứng được các yêu cầu phát triển nhân lực trước mắt. Vì vậy từ ngày thành lập, và nhất là từ những năm 90 của thế kỷ XX, khi Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam hoạt động như một doanh nghiệp, công tác đào tạo và phát triển nhân lực của Tổng công ty đã có nhiều chuyển biến tích cực. Tổng công ty đã áp dụng mọi hình thức đào tạo để đạt mục tiêu xây dựng đội ngũ cán bộ công nhân viên có đủ về số lượng và bảo đảm chất lượng nhằm thực hiện những mục tiêu chiến lược của mình.

Công tác đào tạo và phát triển nhân lực của Tổng công ty trong thời kỳ 1990-2006 nhằm các mục tiêu chính sau đây: đào tạo về quản lý và lý luận chính trị theo yêu cầu về tiêu chuẩn cán bộ; nâng cao trình độ hiểu biết và kỹ năng về chuyên môn và ngoại ngữ; đào tạo để thích ứng với chuyên môn sâu, ngành nghề mới hoặc lĩnh vực mới mà số cán bộ hiện có chưa đáp ứng được về số lượng và chất lượng.

Các hình thức đào tạo của Tổng công ty đã áp dụng gồm:

Đào tạo về chuyên môn: (i) Tổ chức các khóa đào tạo theo chuyên đề ngắn hạn ở trong nước và mời giáo sư, chuyên gia giỏi của các trường đại học trong và ngoài nước, các công ty dầu khí, công ty tư vấn có uy tín trên thế giới đến giảng dạy; (ii) Gửi cán bộ đi đào tạo ở các cơ sở đào tạo trong nước, tham dự các chương trình đào tạo sau đại học do các trường đại học, các viện nghiên cứu trong nước tổ chức; các lớp tập huấn ngắn ngày, dài ngày (hình thức tập trung hoặc không tập trung) để lấy chứng chỉ hoặc bằng thạc sĩ, tiến sĩ; (iii) Gửi cán bộ đi đào tạo ở nước ngoài theo đường Bộ Giáo dục và Đào tạo, qua các dự án, qua các kênh hợp tác song phương giữa Petrovietnam với đối tác nước ngoài; do cán bộ tham gia thi tuyển lấy học bổng của Chính phủ các nước hoặc do Tổng công ty liên hệ gửi cán bộ đi học bằng kinh phí của Tổng công ty. Thời gian đào tạo có thể ngắn hạn (một

vài tuần), trung hạn (một vài tháng) hoặc dài hạn (thời gian trên 1 năm, hoặc theo hệ đào tạo cao học, tiến sĩ); (iv) Đào tạo thông qua các hội nghị, hội thảo khoa học ở trong và ngoài nước; (v) Đào tạo kèm cặp tại chỗ (on the job) ở trong và ngoài nước qua hướng dẫn của các cán bộ, chuyên gia có kinh nghiệm; (vi) Đào tạo thông qua việc triển khai các dự án của Tổng công ty và của các đơn vị thành viên.

Đào tạo ngoại ngữ: (i) Tổng công ty và các đơn vị thành viên tổ chức các khóa đào tạo ngoại ngữ (tiếng Anh, tiếng Nga, tiếng Pháp) thường xuyên trong nước với các trình độ khác nhau do giáo viên ngoại ngữ của nước ngoài hoặc giáo viên của Trường Đào tạo nhân lực dầu khí giảng dạy. Thời lượng các khóa học thường từ 3 đến 6 tháng. Cũng có những trường hợp Tổng công ty tổ chức các khóa học "cá biệt" để nâng cao khả năng giao tiếp cho một vài cán bộ lãnh đạo không có thời gian lên lớp; (ii) Gửi cán bộ đi học ngoại ngữ tại các trung tâm ngoại ngữ, các trường dạy ngoại ngữ ở nước ngoài (Anh, Mỹ, Ôxtrâylia) với thời gian học từ 2-3 tháng; (iii) Gửi cán bộ đi học ngoại ngữ ở trong nước bằng học bổng của các tổ chức quốc tế, các nước cấp tài trợ cho các bộ, ngành của Việt Nam; (iv) Cán bộ tự học thêm ngoại ngữ ngoài giờ làm việc hoặc thông qua việc triển khai các dự án, chương trình làm việc với chuyên gia nước ngoài, tham gia hội thảo khoa học ở trong và ngoài nước.

Đào tạo về công nghệ thông tin: Tổng công ty và các đơn vị thành viên tổ chức các lớp tin học cơ sở, sử dụng vi tính ngắn ngày tại cơ quan; gửi cán bộ có trình độ chuyên môn tham gia các khóa đào tạo chuyên sâu về công nghệ thông tin tại các trung tâm đào tạo, viện nghiên cứu…

Đào tạo về chính trị và các kiến thức nghiệp vụ quản lý: Tổng công ty cử cán bộ tham dự các lớp lý luận chính trị tại chức hoặc ngắn hạn; gửi cán bộ tham dự các lớp đào tạo về quản lý được tổ chức ở trong và ngoài nước, các lớp quản lý hành chính nhà nước tập trung, ngắn hạn hoặc dài hạn.

5. Kết quả hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực dầu khí qua các năm trong thời kỳ 1990-2006

Ngành Dầu khí là một ngành công nghiệp đòi hỏi công nghệ cao, phức tạp và vốn đầu tư lớn. Đội ngũ cán bộ công nhân viên phải có trình độ chuyên môn, nghiệp vụ cao, trình độ quản lý, chính trị và ngoại ngữ tốt mới có thể đáp ứng được nhu cầu phát triển nhân lực của ngành. Vì vậy, công tác đào tạo và phát triển nhân lực càng đòi hỏi có mối quan hệ hợp tác rộng rãi và cả đầu tư lớn về tài chính, cơ sở vật chất, trang thiết bị dạy và học hiện đại, đắt tiền.

Ý thức được tầm quan trọng của công tác đào tạo, xuất phát từ nhu cầu phát triển nhân lực của ngành, cùng với những thuận lợi nhất định về nguồn kinh phí và năng lực thực tế của đội ngũ cán bộ công nhân kỹ thuật, hơn nữa lại được sự quan tâm của các cấp lãnh đạo nên trong thời kỳ 1990-2006, công tác đào tạo của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã nhận được những khoản đầu tư đáng kể và cũng đã đạt được những kết quả đáng khích lệ. Hàng chục nghìn lượt cán bộ công nhân viên của Tổng công ty đã được tham dự các chương trình đào tạo ở trong nước và nước ngoài theo nhiều chuyên môn khác nhau, kể cả học các ngoại ngữ cần thiết.

Tuy nhiên, do các nguyên nhân khách quan và chủ quan, công tác đào tạo của Tổng công ty vẫn có những hạn chế và yếu kém, cụ thể:

- Còn thiếu chiến lược và kế hoạch dài hạn về đào tạo và phát triển nhân lực của toàn ngành;

- Chưa xác định được chính xác nhu cầu đào tạo cho mỗi lĩnh vực, mỗi đơn vị;

- Chưa có kế hoạch đào tạo cán bộ kế cận, thay thế những cán bộ lớn tuổi đầu đàn nhiều kinh nghiệm đến tuổi nghỉ hưu;

- Các đơn vị thành viên chưa chủ động trong xây dựng kế hoạch đào tạo của đơn vị mình mà còn trông chờ, ỷ lại vào Tổng công ty, chưa quan tâm đúng mức đến việc động viên, khuyến khích cán bộ của đơn vị mình tham gia đào tạo, tự đào tạo về chuyên môn, ngoại ngữ, tin học...;

- Chưa có chế độ đãi ngộ vật chất thỏa đáng để động viên, khuyến khích cán bộ tự đào tạo, cũng như cán bộ có trình độ cao trong việc kèm cặp, hướng dẫn cán bộ cấp dưới;

- Chưa kết hợp chặt chẽ giữa đào tạo và sử dụng kết quả sau đào tạo, chưa tạo điều kiện để cán bộ phát huy áp dụng những kiến thức học được vào công việc thực tế hàng ngày;

- Một số cán bộ trẻ chưa có ý thức vươn lên, chưa tự giác trong học tập nên chưa đủ điều kiện, nhất là ngoại ngữ, để tham gia các chương trình đào tạo của Tổng công ty hoặc để nhận học bổng của nước ngoài đi đào tạo dài hạn;

- Một số đơn vị chưa cử cán bộ chuyên trách theo dõi công tác đào tạo của đơn vị mình, chưa khen thưởng kịp thời cán bộ có thành tích cao trong đào tạo, chưa dành những khoản ngân sách thỏa đáng cho công tác đào tạo và phát triển nhân lực của đơn vị mình;

- Việc lựa chọn cán bộ đi đào tạo và kiểm tra, giám sát, sử dụng cán bộ sau khi đào tạo còn tồn tại những thiếu sót và bất cập.

Trong quá trình hoạt động, lãnh đạo Tổng công ty đã luôn tìm cách khắc phục các yếu kém và thiếu sót kể trên, đã đưa ra những chính sách và các giải pháp thích hợp để đẩy mạnh hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực nhằm đáp ứng nhiệm vụ sản xuất - kinh doanh ngày càng tăng.

Một số kết quả của hoạt động đào tạo nhân lực thời kỳ 1990-2006 được trình bày trong *Phụ lục số 7 - Kết quả công tác đào tạo của ngành Dầu khí qua các thời kỳ.*

Nhìn lại từ sau khi được thành lập có thể thấy, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã quan tâm nhiều đến đội ngũ cán bộ công nhân viên; đã đưa ra những chủ trương, chính sách phù hợp về công tác đào tạo và phát triển nhân lực. Vì vậy, tuy còn một số hạn chế nhưng về cơ bản, Tổng công ty đã nhanh chóng xây dựng được đội ngũ cán bộ công nhân viên đủ về số lượng và bảo đảm chất lượng, tạo nên nhân tố quyết định cho những thành tích to lớn của ngành Dầu khí Việt Nam.

KẾT LUẬN

Một sự trùng hợp lý thú: Cuối năm 2006, lúc ngành Dầu khí Việt Nam thay cái "áo" *Tổng công ty Dầu khí Việt Nam* bằng cái "áo" mới *Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam* thì cũng là thời điểm Việt Nam được kết nạp làm thành viên thứ 150 của Tổ chức Thương mại Thế giới (WTO), kết thúc chặng đường đầy chông gai và thử thách của 20 năm hội nhập với thế giới từ khi Đại hội VI của Đảng Cộng sản Việt Nam (năm 1986) đưa ra chủ trương "Đổi mới", đưa đất nước từng bước phá thế bao vây chính trị và kinh tế, chuyển nền kinh tế sang vận hành theo cơ chế thị trường và trở thành thành viên bình đẳng về mọi phương diện trong cộng đồng quốc tế.

Ngành Dầu khí Việt Nam càng hết sức vinh dự và tự hào là, trong thời kỳ lịch sử ấy, ngành đã có những đóng góp to lớn vào công cuộc phát triển nền kinh tế của đất nước, góp phần quan trọng vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc. Từ chỗ một năm (năm 1990) chỉ khai thác được chưa đầy 3 triệu tấn dầu thô của mỏ Bạch Hổ, hầu như tất cả các công việc dịch vụ cho hoạt động dầu khí đều do các công ty nước ngoài thực hiện, khi được đặt tên mới là Tập đoàn Dầu khí quốc gia, hàng năm Petrovietnam đã khai thác trên 20 triệu tấn dầu quy đổi từ nhiều mỏ dầu và khí khác nhau; ngành dịch vụ dầu khí đã có những bước tiến ngoạn mục với doanh thu tới cả tỷ đôla Mỹ, vươn ra "làm thuê" cho cả các mỏ dầu khí ở ngoài nước; hoạt động nhập khẩu thiết bị, xăng dầu, xuất và buôn bán dầu thô đã có vị trí xứng đáng trong hệ thống thương mại quốc gia; hàng năm cung cấp 6-7 tỷ m^3 khí cho các nhà máy điện và các hộ tiêu thụ công nghiệp khác; Nhà máy đạm với công suất gần 800.000 tấn/năm đã đi vào vận hành và cung cấp khoảng một phần ba nhu cầu về phân đạm của cả nước; Nhà máy lọc dầu đầu tiên 6,5 triệu tấn/năm đã chuẩn bị đi vào vận hành; những hoạt động hỗ trợ như bảo hiểm, tài chính, xây dựng, an toàn và bảo vệ môi trường… đều đã chiếm những vị trí có tầm cỡ, tương

xứng với tiềm lực và vai trò của một tập đoàn kinh tế lớn nhất Việt Nam. Nhiều dự án lớn như các dự án đường ống dẫn khí phía Tây - Nam, các dự án lọc - hóa dầu, các dự án năng lượng (điện và các dạng năng lượng khác), phân bón, các dự án thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài, các dự án về hoạt động tài chính - chứng khoán… đã khởi động hoặc khởi công sẽ được đưa vào vận hành trong giai đoạn lịch sử tiếp theo càng đưa quy mô hoạt động, vai trò và vị trí của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong nền kinh tế quốc dân lên tầm cao mới.

Có thể khẳng định rằng, 16 năm trong khung khổ của một Tổng công ty, ngành Dầu khí đã có bước trưởng thành rất dài và rất căn bản. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chưa phải là một Công ty dầu khí lớn trên thế giới, nhưng với tư cách là một Công ty dầu khí quốc gia, Petrovietnam đã thực sự đạt được tầm vóc đáng khâm phục.

Từ thập kỷ 1980, Tổng cục Dầu khí đã rất quan tâm đến hình thức ký kết hợp đồng dầu khí (với các đối tác nước ngoài) và đã học tập kinh nghiệm nhiều nước có hoàn cảnh giống Việt Nam để có được các hợp đồng tốt nhất có thể được cho quyền lợi quốc gia. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam tiếp tục cải tiến và hoàn thiện các điều kiện hợp đồng để, từ đầu thập kỷ 1990, có được những hợp đồng tốt hơn nữa cho nước chủ nhà, đặc biệt là đưa được điều khoản Petrovietnam được tham gia cổ phần trong hợp đồng nhưng không chịu rủi ro ở giai đoạn chưa tuyên bố thương mại. Trong hầu hết các hợp đồng được ký trong thập kỷ 1990 Petrovietnam đều có cổ phần với tư cách là nhà thầu nhưng chỉ bắt đầu góp vốn khi đã có tuyên bố thương mại, mà thời gian biểu đóng góp cho chi phí tìm kiếm, thăm dò cũng có những thuận lợi nhất định. Từ cuối thập kỷ 1990, hình thức "hợp đồng cùng điều hành" (JOC) đã được áp dụng cho một loạt các lô hợp đồng đã chứng tỏ tính ưu việt của dạng hợp đồng này, trong đó, ngoài điều kiện góp vốn sau phát hiện thương mại như đã áp dụng cho các PSC, các JOC quy định Petrovietnam làm người điều hành khi đi vào giai đoạn khai thác. Thực chất, hình thức hợp đồng JOC do Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đề xuất trên cơ sở đúc rút kinh nghiệm nhiều năm hợp tác với các đối tác nước ngoài, kể cả với Liên Xô, trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí là một đóng góp quan trọng về mặt tạo khung khổ pháp lý cho hoạt động dầu khí trong điều kiện Petrovietnam còn yếu về mặt tài chính nhưng cần nhanh chóng vươn lên để trở thành một công ty dầu khí có tầm cỡ. Hợp đồng JOC đã góp phần rất lớn cho sự trưởng thành nhanh chóng và vững chắc hệ thống nhân lực chủ chốt của Petrovietnam trong lĩnh vực thượng nguồn (upstream). Những năm đầu thế kỷ XXI đã được đánh dấu bằng những

bước đi vươn ra nước ngoài để tìm kiếm, thăm dò dầu khí, chuẩn bị cho thời kỳ thiếu hụt tài nguyên, nhưng cũng là những bước đi đầu tiên để Petrovietnam trở thành công ty dầu khí quốc gia tham gia hoạt động quốc tế. Đây cũng là sự thể hiện chủ trương của Đảng và Nhà nước, ý chí của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam vươn lên tầm cao mới.

Nhìn lại đoạn đường đã đi qua trong khoảng 16 năm tồn tại và phát triển của mình, ngành Dầu khí Việt Nam có thể rút ra những bài học hết sức quý báu trong việc quán triệt và thực thi chủ trương, đường lối của Đảng và Nhà nước về hợp tác quốc tế trong hoạt động dầu khí nói riêng và trong các hoạt động kinh tế nói chung. Nếu sự hợp tác với Liên Xô đã có ảnh hưởng to lớn và gần như quyết định sự khai sinh và phát triển trong giai đoạn đầu của ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam, thì sau khi Liên Xô sụp đổ, một mặt, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã mở rộng sự hợp tác với các công ty dầu khí của rất nhiều quốc gia, mặt khác, quan hệ hợp tác Việt - Xô đã được chuyển một cách uyển chuyển sang quan hệ hợp tác Việt - Nga, đồng thời được tiếp tục mở rộng hơn nữa mà không ảnh hưởng đến quan hệ giữa nước ta với các nước khác trong Liên bang Xôviết.

Lãnh đạo và những người làm công tác đối ngoại ngành Dầu khí đã thực thi đường lối đối ngoại của Đảng khá nhuần nhuyễn trong việc thiết lập và tận dụng quan hệ với các đồng nghiệp cũng như đối tác của mình để làm sao có lợi nhất cho đất nước và ngành Dầu khí Việt Nam nhưng sòng phẳng với đối tác, tìm mọi cách hỗ trợ để các công ty đến Việt Nam làm ăn hiệu quả nhất trong khung khổ của pháp luật Việt Nam. Tất nhiên, bạn hàng thì có kẻ thân, người sơ, nhưng có thể khẳng định rằng, Petrovietnam chỉ có những đối tác và bạn hàng tin cậy, trong đó có những đối tác đã trở thành thân thiết, hỗ trợ và giúp đỡ Petrovietnam rất nhiều trên con đường phát triển của mình.

Đoạn đường 16 năm của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam cũng là thời kỳ mà khát vọng của các thế hệ những người làm dầu khí trở thành hiện thực: Xây dựng Petrovietnam thành một doanh nghiệp dầu khí hoàn chỉnh trong tất cả các mặt hoạt động của mình, khép kín chu trình từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, tàng trữ, chế biến, phân phối, xuất nhập khẩu, đến các hoạt động dịch vụ hỗ trợ trực tiếp và gián tiếp cho các hoạt động cốt lõi.

Trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí, sau khi đã phát hiện dầu trong móng ở mỏ Bạch Hổ trước năm 1990, chúng ta đã làm chủ được việc khai thác tăng cường dầu thô trong tầng móng kết tinh nứt nẻ bằng hệ phương pháp của

Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro; và đóng góp quan trọng trong việc tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu trong các tầng móng kết tinh nứt nẻ ở khu vực. Sau thời kỳ khởi đầu, chủ yếu chỉ tập trung hoạt động thăm dò, khai thác dầu, việc đưa khí đồng hành từ mỏ Bạch Hổ về đất liền sử dụng (năm 1995) có thể được coi là sự bắt đầu của việc hình thành "value chain" của Công nghiệp khí Việt Nam từ khai thác, vận chuyển, chế biến và tiêu thụ.

Đường ống dẫn khí đồng hành từ Bạch Hổ về Bà Rịa - Vũng Tàu cùng với các công trình hạ tầng kèm theo là công trình khai sinh ngành công nghiệp khí của Việt Nam, tuy nhiên, công trình đường ống dẫn khí từ lô 06-1 (bể trầm tích Nam Côn Sơn) về đất liền mới thực sự là công trình có tính nền tảng cho ngành công nghiệp khí quốc gia. Dự án này chỉ trở nên khả thi khi chúng ta tạo dựng được một hệ thống liên hoàn và đồng bộ từ mỏ khí, đường ống dẫn, cho đến các hộ tiêu thụ, trong đó khâu tiêu thụ đóng vai trò gần như quyết định tiến độ. Chính những khó khăn trong việc dàn xếp với các hộ tiêu thụ đã dẫn đến tình huống phải đề nghị Nhà nước có những sửa đổi trong Luật Dầu khí cho phù hợp với thực tế. Trong công trình này, Petrovietnam phải mất nhiều thời gian để đàm phán giá mua và bán khí với các đối tác trong hợp đồng thăm dò khai thác khí, cũng như với Tổng công ty Điện lực là hộ tiêu thụ khí chủ yếu. Hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC) Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn cũng là một bằng chứng về sự trưởng thành của Petrovietnam trong sự đa dạng hóa hoạt động sản xuất kinh doanh. Với những bài học và kinh nghiệm trong công trình khí Nam Côn Sơn, về sau Petrovietnam đã có nhiều thuận lợi hơn khi đi vào các công trình khí Tây - Nam.

Trong lĩnh vực hoạt động hạ nguồn (downstream) có thể coi thời điểm ngày 28-11-2005, khi Thủ tướng Chính phủ phát lệnh khởi công các gói thầu chủ chốt của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, là cột mốc đánh dấu sự chấm dứt một thời kỳ lận đận của công trình lọc dầu đầu tiên của đất nước gắn chặt với vận mệnh của ngành Dầu khí suốt nhiều năm. Đến thời điểm này thế hệ cán bộ, kỹ sư lọc - hóa dầu được đào tạo trước đây hầu như không ai còn được trở lại với nghề nghiệp của mình nữa, nhưng thế hệ mới được cấp tốc đào tạo để phục vụ cho Dự án lọc dầu đầu tiên đã đi đến đích này tỏ ra rất vững vàng trên cương vị những người chủ của công trình. Có thể khẳng định, dù phải trải qua nhiều thăng trầm lịch sử, cuối cùng, với sự nỗ lực hết sức mình, Tổng công ty Dầu khí Việt Nam đã đưa được con thuyền lọc dầu đầu tiên cập bến vinh quang, mở đầu cho thời kỳ Petrovietnam chinh phục những đỉnh cao cuối cùng trong chuỗi hoạt động dầu khí.

Dấu ấn rất rõ nét trong sự trưởng thành của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam là sự tăng trưởng có tính đột phá trong các hoạt động dịch vụ dầu khí, đặc biệt là dịch vụ kỹ thuật. Đây là sự phấn đấu hết sức kiên trì mà có lẽ những người trong cuộc luôn luôn canh cánh trong lòng sự trăn trở của các vị lãnh đạo Đảng và Nhà nước đối với hoạt động dầu khí của Petrovietnam. Con đường phát triển các hoạt động dịch vụ kỹ thuật dầu khí quả thực là rất gian nan, nhưng cũng rất đáng tự hào. Không phải dễ dàng để đến khi nhận Huân chương Sao Vàng (năm 2010), Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tự hào nêu lên con số 25-30% doanh thu của mình là từ các hoạt động dịch vụ. Đầu thập kỷ 1990 con số đó mới chỉ là ước mơ, thậm chí được coi là ước mơ có chất lãng mạn. Nhưng đến năm 2006, Petrovietnam đã có một hệ thống các đơn vị làm dịch vụ và dịch vụ hỗ trợ hết sức đa dạng và có uy tín, không những đáp ứng phần lớn các nhu cầu hoạt động dầu khí trong nước, mà còn vươn ra cạnh tranh để tham gia hoạt động dịch vụ ở các nước trong khu vực.

Nhân tố quan trọng nhất quyết định những thành công của Tổng công ty Dầu khí Việt Nam chính là sự trưởng thành về cả lượng và chất của đội ngũ cán bộ, nhân viên trong mọi lĩnh vực hoạt động. Sự khẳng định này không phải là công thức chung chung mà là nhân tố có tính bao trùm. Có thể là định mệnh, mà cũng có thể là cơ hội thiên phú đã đưa ngành Dầu khí Việt Nam đối mặt với môi trường hoạt động kinh doanh quốc tế rất sớm, đội ngũ cán bộ có điều kiện cọ xát với các doanh nhân giỏi của các công ty dầu khí hàng đầu thế giới, nhanh chóng thu thập những bài học và kinh nghiệm cần thiết trong môi trường cạnh tranh gay gắt của nền kinh tế thị trường. Ở đây không thể không nhắc đến tác động rất lớn của sự hợp tác Việt - Xô mà hiện thân là sự hình thành Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro từ đầu thập kỷ 80 của thế kỷ XX. Ngoài những tác động về mặt kinh tế - xã hội, không ai không thừa nhận Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro là nguồn cung cấp cán bộ hết sức phong phú cho Petrovietnam suốt nhiều thập kỷ. Rất nhiều cán bộ quản lý và lãnh đạo của Petrovietnam đã kinh qua thời gian công tác dài ngắn khác nhau tại đó. Riêng Tổng Giám đốc Petrovietnam thời kỳ 1990-2006 đã có đến ba vị từng công tác ở Xí nghiệp Liên doanh (Ngô Thường San, Nguyễn Xuân Nhậm, Trần Ngọc Cảnh); vị Tổng Giám đốc tiếp sau ông Trần Ngọc Cảnh (từ năm 2009) cũng đã từng là Chánh kỹ sư của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro (Phùng Đình Thực). Tuy đội ngũ nhân lực của Tổng công ty Dầu khí vẫn còn một số nhược điểm và yếu kém cần khắc phục, nhưng những đánh giá khách quan đều cho rằng, đội ngũ này rất vững vàng về chuyên môn, giỏi ngoại ngữ, năng lực quản lý tốt… đáp ứng được các yêu cầu trong hầu hết các hoạt động

dầu khí ở trong cũng như ngoài nước. Đấy là vốn quý nhất mà các thế hệ dầu khí đã tích lũy từ ngày đầu thành lập ngành rồi tiếp tục được nuôi dưỡng và bồi đắp trong suốt những chặng đường đã đi qua, trong đó thời kỳ 1990-2006 đã đem lại những thành công hết sức ngoạn mục.

MỤC LỤC

PHẦN THỨ BA

TỔNG CÔNG TY DẦU KHÍ VIỆT NAM (1990-2006)

Mở đầu 3

Chương 5. CHUYỂN ĐỔI MÔ HÌNH, ỔN ĐỊNH TỔ CHỨC 13

I. Thành lập Tổng công ty Dầu khí Việt Nam 13

1. Thành lập Liên đoàn Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam 14

2. Thành lập Tổng công ty Dầu mỏ và Khí đốt Việt Nam 16

II. Luật Dầu khí và sự hình thành Tổng công ty 91 32

1. Công tác biên soạn và trình phê duyệt Luật Dầu khí 32

2. Xây dựng Tổng công ty Dầu khí Việt Nam theo mô hình mới, thành Tổng công ty nhà nước mạnh 39

III. Quá trình triển khai các đề án chiến lược 59

1. Đề án xây dựng "Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng phát triển đến năm 2025" 59

2. Chương trình sắp xếp và đổi mới doanh nghiệp nhà nước về dầu khí 69

3. Đề án xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam 84

Chương 6. LỰA CHỌN ĐỐI TÁC ĐẦU TƯ 87

I. Đàm phán sửa đổi Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1981 87

1. Quá trình chuẩn bị đàm phán 91

2. Các vòng đàm phán cấp chuyên viên 98

3. Hiệp định Dầu khí Việt - Xô năm 1991 119

II. Lựa chọn đối tác ký kết các hợp đồng và thỏa thuận dầu khí 124

1. Các hợp đồng chia sản phẩm (PSC) ký trong năm 1990 124

2. Các hợp đồng dầu khí ký trong giai đoạn 1991-1994 125

3. Các hợp đồng dầu khí ký năm 1995 và các năm tiếp theo 162

III. Các hợp đồng thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài 184

1. Hợp đồng PSC các lô 19, 21 và 22, Tamtsag, Mông Cổ 184

2. Hợp đồng PSC các lô PM-304 và SK-306 ở Malaixia 185

3. Hợp đồng phát triển mỏ dầu Amara, Irắc 185

4. Hợp đồng dầu khí các lô 433a và 416b Sahara, Angiêri 185

5. Hợp đồng PSC lô SK-305 tại Malaixia 186

6. Các hợp đồng PSC lô 01 và PSC lô 02 Đông Bắc Mađura, ngoài khơi Đông Java, Inđônêxia 186

IV. Lựa chọn đối tác và địa điểm triển khai dự án nhà máy lọc dầu đầu tiên 187

1. Lựa chọn đối tác lập luận chứng khả thi 190

2. Tổ hợp Total được lựa chọn với địa điểm tại Đầm Môn, vịnh Vân Phong, Khánh Hòa 193

3. Tổ hợp LG được lựa chọn với địa điểm tại Dung Quất, Bình Sơn, Quảng Ngãi 202

4. Triển khai Đề án xây dựng Nhà máy lọc dầu Dung Quất theo phương thức Việt Nam tự đầu tư 205

5. Liên doanh lọc dầu Việt - Nga và Công ty VietRoss 209

Chương 7. HOẠT ĐỘNG THĂM DÒ VÀ KHAI THÁC 221

I. Hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro 224

1. Điều lệ Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro năm 1992 224

2. Tiếp tục hoàn thiện cơ chế quản lý và cơ cấu tổ chức của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro 230

3. Phạm vi hoạt động của Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro 246

4. Hoạt động tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng 254

5. Hoạt động tại mỏ Đại Hùng 270

6. Hoạt động dịch vụ thu gom và vận chuyển khí đồng hành 273

7. Tham gia xây dựng các nhà giàn DK tại thềm lục địa phía Nam và quần đảo Trường Sa của Việt Nam 278

II. Hoạt động của Petrovietnam và của các nhà thầu dầu khí khác 279

1. Petrovietnam/các chi nhánh và công tác quản lý, giám sát và triển khai các hoạt động dầu khí 279

2. Hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở bể Sông Hồng 283

3. Hoạt động thăm dò và khai thác ở bể Cửu Long 304

4. Hoạt động thăm dò và khai thác ở bể Nam Côn Sơn 323

5. Hoạt động thăm dò và khai thác ở bể Malay - Thổ Chu 372

6. Hoạt động tìm kiếm, thăm dò ở các bể trầm tích nước sâu biển Đông 384

III. Hoạt động dầu khí của Petrovietnam ở nước ngoài 396

1. Hoạt động tại Mông Cổ 396

2. Hoạt động tại Malaixia 397

3. Hoạt động tại Inđônêxia 399

4. Hoạt động tại Angiêri 400

Chương 8. TRIỂN KHAI CÁC ĐỀ ÁN KHÍ VÀ LỌC HÓA DẦU 403

I. Hoạt động thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí 403

1. Quy hoạch khí tổng thể (Gas Master Plan) đến năm 2010 403

2. Đầu tư xây dựng các công trình thu gom, vận chuyển và chế biến khí mỏ Bạch Hổ 404

3. Hoạt động thu gom, vận chuyển, xử lý và phân phối khí Nam Côn Sơn 430

4. Dự án thu gom, vận chuyển và cung cấp khí PM3–CAA 446

5. Xây dựng đường ống khí thấp áp Phú Mỹ - Mỹ Xuân - Gò Dầu 449

6. Hoạt động phân phối kinh doanh khí 450

II. Triển khai các dự án lọc - hóa dầu 454

1. Triển khai Dự án Nhà máy lọc dầu Dung Quất 454

2. Chuẩn bị đầu tư các dự án lọc - hóa dầu số 2 và 3 463

3. Đầu tư xây dựng và vận hành Nhà máy đạm Phú Mỹ 468

4. Đầu tư xây dựng các dự án hóa dầu khác 476

Chương 9. HOẠT ĐỘNG DỊCH VỤ VÀ DỊCH VỤ HỖ TRỢ 481

I. Hoạt động dịch vụ dầu khí 481

1. Đa dạng hóa và tăng cường các hoạt động dịch vụ 484

2. Công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí được thành lập trên cơ sở sáp nhập Công ty Địa vật lý và Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (GPTS) và Công ty Dịch vụ Dầu khí (PSC) 485

3. Hoạt động dịch vụ hỗ trợ ở Xí nghiệp Liên doanh Vietsovpetro 485

4. Đầu tư xây dựng căn cứ dịch vụ dầu khí Vũng Tàu 493

5. Đầu tư xây dựng Cảng dầu khí Phú Mỹ 503

6. Dịch vụ cung cấp hóa phẩm và dung dịch khoan 506

7. Chiến lược tăng nhanh tỷ trọng thu từ dịch vụ dầu khí và từng bước xuất khẩu dịch vụ dầu khí ra nước ngoài 518

8. Thành tựu và những bài học kinh nghiệm 530

II. Hoạt động xây lắp dầu khí 534

III. Hoạt động kinh doanh và dịch vụ hỗ trợ 537

1. Nhập khẩu vật tư thiết bị dầu khí 537

2. Xuất khẩu dầu thô 540

3. Hoạt động kinh doanh các sản phẩm dầu 546

4. Hoạt động bảo hiểm dầu khí 563

5. Hoạt động tài chính, kế toán, kiểm toán và kinh doanh tài chính, tiền tệ 567

6. Tổ chức các hội chợ, triển lãm và các hội thảo dầu khí quốc tế 573

IV. Công tác an toàn và môi trường dầu khí 577

1. Tình hình sự cố và tai nạn trong hoạt động dầu khí ở Việt Nam 577

2. Các văn bản pháp quy về công tác an toàn và bảo vệ môi trường dầu khí của Petrovietnam 579

3. Hiệu quả của công tác an toàn và bảo vệ môi trường của Petrovietnam 587

Chương 10. HOẠT ĐỘNG KHOA HỌC - CÔNG NGHỆ VÀ ĐÀO TẠO 591

I. Nghiên cứu khoa học - công nghệ 591

1. Hội đồng Khoa học - công nghệ Tổng công ty Dầu khí Việt Nam 591

2. Các tổ chức nghiên cứu và triển khai khoa học - công nghệ 598

3. Đầu tư xây dựng cơ sở vật chất - kỹ thuật;
nhân lực khoa học - công nghệ..... 608

4. Hoạt động nghiên cứu khoa học - công nghệ và triển khai 613

5. Hoạt động thông tin khoa học; Tạp chí *Dầu khí* và các ấn phẩm khác 619

6. Hợp tác quốc tế trong các hoạt động khoa học - công nghệ..... 621

7. Các hội nghị khoa học..... 631

II. Đào tạo và phát triển nguồn nhân lực dầu khí 634

1. Tổ chức, quản lý công tác đào tạo và phát triển nhân lực 635

2. Các cơ sở đào tạo 646

3. Hợp tác và hỗ trợ đào tạo..... 658

4. Đội ngũ khoa học - công nghệ và công tác
bồi dưỡng chuyên môn, nghiệp vụ 664

5. Kết quả hoạt động đào tạo và phát triển nhân lực dầu khí
qua các năm trong thời kỳ 1990-2006 668

KẾT LUẬN..... 671

Chịu trách nhiệm xuất bản:
TS. NGUYỄN DUY HÙNG

Chịu trách nhiệm nội dung:
TS. LÊ MINH NGHĨA

Biên tập nội dung:
TS. ĐỖ QUANG DŨNG
ThS. PHẠM THỊ KIM HUẾ
VÕ VĂN HOA
HOÀNG THỊ THU HƯỜNG
NGUYỄN MINH HUỆ
TRẦN THỊ THANH PHIỆT
NGUYỄN TRƯỜNG TAM
ThS. VŨ VĂN NÂM

Trình bày bìa:
PHÙNG MINH TRANG

Chế bản vi tính:
SONG HIẾU

Sửa bản in:
BAN KINH TẾ

Đọc sách mẫu:
BAN KINH TẾ

Mã số $\frac{\text{6C1.6}}{\text{CTQG - 2011}}$

In 5.000 cuốn, khổ 19x27 cm tại Công ty TNHH một thành viên In Báo Nhân Dân.
Địa chỉ: 345/134 Trần Hưng Đạo, quận 1, Thành phố Hồ Chí Minh.
Số đăng ký kế hoạch xuất bản: 142-2011/CXB/45-01/CTQG.
Quyết định xuất bản số: 954-QĐ/NXBCTQG, ngày 05-10-2011.
In xong và nộp lưu chiểu tháng 11-2011