

Dầu Khí



TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM

SỐ 3 - 2012

ISSN-0866-854X



Đặc điểm cấu trúc và tiềm năng dầu khí
đối tượng Synrift bể Nam Côn Sơn

Xuất bản hàng tháng
Số 3 - 2012

Tổng biên tập

TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập

TS. Nguyễn Văn Minh

TS. Phan Ngọc Trung

TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập

TSKH. Lâm Quang Chiến

TS. Hoàng Ngọc Đang

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Đào Duy Khu

TS. Vũ Thị Bích Ngọc

ThS. Lê Ngọc Sơn

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Lê Xuân Vệ

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yển

Thư ký Tòa soạn

ThS. Lê Văn Khoa

CN. Nguyễn Thị Việt Hà

Tòa soạn và trị sự

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam,

173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: (+84-04) 37727108

Fax: (+84-04) 37727107

Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

TTK Tòa soạn: 0982288671

Phụ trách mỹ thuật

Lê Hồng Văn

Ảnh bìa: Tuổi trẻ PV OIL - Đoàn kết, xung kích, sáng tạo, tiếp tục đổi mới phương thức hoạt động, chung sức, chung lòng góp phần thực hiện hiệu quả nhiệm vụ sản xuất kinh doanh của Tổng công ty Dầu Việt Nam. Ảnh: Trọng Đạt



TIÊU ĐIỂM

PETROVIETNAM

Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí 2012:

Vượt qua thách thức để phát triển lĩnh vực “xương sống”

Trong điều kiện khu vực nước nông tỷ trọng gia tăng trở lại, không ít sự chỉ trích tại các cấp tập nhỏ và trung số gia tăng trở lại, điều kiện thị trường khó khăn phức tạp đặt ra thách thức, chi phí cao, Ngành Dầu khí Việt Nam vẫn kiên trì, tích cực triển khai mạnh mẽ hoạt động các hồ, nhằm khai thác an toàn, hiệu quả 24.81 triệu tấn dầu quy đổi trong năm 2012, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia. Đây cũng là nội dung chính được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung triển khai tại Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí 2012.



TS Đỗ Văn Hào - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị.

Giải pháp thực hiện kế hoạch E&P năm 2012

Ngày 2/3/2012, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tổ chức Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí nhằm tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác và phát triển các mỏ dầu khí năm 2011; thảo luận về kế hoạch, giải pháp cụ thể để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò/khai thác năm 2012 và giai đoạn 2011 - 2015. TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và TS. Nguyễn Vũ Trường Sơn - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị. Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, các Bộ, Công Thương, Kế hoạch - Đầu tư, Tài chính, Văn phòng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có TS.Đ. Phạm Đình Thạc - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT, TS. Đỗ Văn Hào - Tổng giám đốc Tập đoàn cùng các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc Tập đoàn, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phụ trách lĩnh vực thăm dò, khai thác qua các thời kỳ. Lãnh đạo và chuyên gia các Ban chức năng của Tập đoàn và các đơn vị thành viên, Ban doanh nghiệp liên kết kinh doanh trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam...

Hội nghị đã nghe báo cáo tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí năm 2011 và kế hoạch triển khai năm 2012 (Ban Tin tức - Thông tin); đánh giá tình hình thực hiện kế hoạch khai thác dầu khí năm 2011 và các giải pháp thực hiện kế hoạch năm 2012. Ban Khai thác Dầu khí 2 hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài và khả năng giải pháp thực hiện các mục tiêu gia tăng trở lại và sản lượng khai thác ở nước ngoài; giải pháp thực hiện kế hoạch năm 2012. Ban Khai thác Dầu khí 2 hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài và khả năng giải pháp thực hiện các mục tiêu gia tăng trở lại và sản lượng khai thác ở nước ngoài. Trên cơ sở đó, Hội nghị tập trung phân tích và đánh giá cụ thể về các thách thức, khó khăn, vướng mắc và rút ra bài học

Đầu Khí - Số 3/2012 3

TIÊU ĐIỂM

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

Tiết giảm chi phí và tái cấu trúc doanh nghiệp

T thực hiện nhiệm vụ Tập đoàn kinh tế đầu tư của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị đầy mạnh thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP nhằm thực hiện quyết tâm hoàn thành xuất sắc và toàn diện tất cả các chỉ tiêu, nhiệm vụ năm 2012, với chủ đề “Thực hiện tốt kế hoạch, chống lãng phí, nâng cao hiệu quả và năng lực sản xuất kinh doanh, thi đua về đích trước” góp phần tích cực nhất vào việc thực hiện các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước trong năm 2012 và các năm tiếp theo.



Thư trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hữu phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị.

Tiết giảm chi phí 3.720 tỷ đồng trong năm 2012

Chiều ngày 26/2/2012, tại 7 điểm cầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã tổ chức Hội nghị đầy mạnh thực hiện năm tiếp theo, tiếp tục giảm chi phí sản xuất kinh doanh theo Nghị quyết số 01/NQ-CP của Chính phủ. Tham dự Hội nghị có Thủ tướng Bộ Tài chính Trần Văn Hữu, Phó Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS.Đ. Phạm Đình Thạc, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hào, các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc, đại diện các Ban, Văn phòng Tập đoàn và đơn vị thành viên.

Với ý thức trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế đầu tư của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ, ngày từ cuối năm 2011, đầu năm 2012, Petrovietnam đã chủ động triển khai thực hiện Chương trình công tác năm 2012 với chủ đề “Thực hiện tốt kế hoạch, chống lãng phí, nâng cao hiệu quả và năng lực sản xuất kinh doanh, thi đua về đích trước”. Trong đó, xác định phấn đấu hoàn thành 3 mục tiêu/nhiệm vụ lớn trong năm 2012: thực hiện xuất sắc kế hoạch, phấn đấu hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm 2012 được Chính phủ giao; thực hiện tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản phẩm theo đúng chỉ đạo của Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 3/1/2012 của Chính phủ và chỉ đạo của Bộ Tài chính tại Công văn số 1724/BTC-TCM ngày 14/2/2012; này dụng và triển khai thực hiện Đề án tái cấu trúc doanh nghiệp trong toàn Tập đoàn theo đúng chủ trương Kết luận Hội nghị Trung ương 3 khóa XI và Chỉ thị số 04/CT-TT ngày 17/1/2012 của Thủ tướng Chính phủ về việc đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp Nhà nước.

Đầu Khí - Số 3/2012

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 12 ♦ Phương pháp chuyển đổi thời gian sang độ sâu áp dụng cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây có độ sâu nước biển lớn
- 17 ♦ Đặc điểm cấu trúc và tiềm năng dầu khí đối tượng Synrift bể Nam Côn Sơn
- 28 ♦ Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin dùng cho bơm ép nước trong công nghiệp khai thác dầu khí
- 35 ♦ Nghiên cứu khả năng sử dụng chất lỏng ion để tách lưu huỳnh trong dầu diesel
- 41 ♦ Đánh giá các ảnh hưởng của nước biển dâng do biến đổi khí hậu đối với các công trình dầu khí trên bờ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đề xuất các giải pháp ứng phó
- 48 ♦ Mô phỏng quá trình lan truyền dầu khi xảy ra sự cố tràn dầu tại khu vực ven biển Hải Phòng

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

- 57 ♦ Vai trò condensat trong cấu trúc thị trường dầu khí ở châu Á và châu Á - Thái Bình Dương
- 61 ♦ Xu hướng mới trong bảo đảm an ninh năng lượng

TIN TỨC - SỰ KIỆN

- 67 ♦ Nâng cao hiệu quả công tác an toàn - sức khỏe - môi trường
- 70 ♦ PVID bọc ống cong và phụ kiện cho dự án Sư Tử Trắng
- 71 ♦ Mỹ và Anh xem xét đề xuất mở kho dự trữ chiến lược để “hạ nhiệt” giá dầu
- 72 ♦ Total tham gia phát triển nhà máy lọc dầu của Kuwait tại Trung Quốc

Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí 2012:

Vượt qua thách thức để phát triển lĩnh vực “xương sống”

Trong điều kiện khu vực nước nông tỷ trọng gia tăng trữ lượng không lớn vì chỉ còn lại các cấu tạo nhỏ và trọng số gia tăng trữ lượng chủ yếu từ khu vực nước sâu, điều kiện thi công khó khăn phức tạp đòi hỏi công nghệ, chi phí cao, Ngành Dầu khí Việt Nam vẫn kiên trì, tích cực triển khai mạnh mẽ hoạt động cốt lõi, nhằm khai thác an toàn, hiệu quả 24,81 triệu tấn dầu quy đổi trong năm 2012, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia. Đây cũng là nội dung chính được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung thảo luận tại Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí 2012.



TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị. Ảnh: N. Linh

Giải pháp thực hiện kế hoạch E&P năm 2012

Ngày 2/3/2012, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tổ chức Hội nghị triển khai kế hoạch Thăm dò - Khai thác Dầu khí nhằm tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác và phát triển các mỏ dầu khí năm 2011; thảo luận về kế hoạch, giải pháp cụ thể để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò khai thác năm 2012 và giai đoạn 2011 - 2015. TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ThS. Nguyễn Vũ Trường Sơn - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị. Tham dự Hội nghị có đại diện Văn phòng Chính phủ, các Bộ: Công Thương, Kế hoạch Đầu tư, Tài chính. Về phía Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT; TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn cùng các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc Tập đoàn; Lãnh đạo Tập

đoàn Dầu khí Việt Nam phụ trách lĩnh vực thăm dò, khai thác qua các thời kỳ; Lãnh đạo và chuyên gia các Ban chức năng của Tập đoàn và các đơn vị thành viên, liên doanh dầu khí đang hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam...

Hội nghị đã nghe báo cáo tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí năm 2011 và kế hoạch triển khai năm 2012 (Ban Tìm kiếm - Thăm dò); đánh giá tình hình thực hiện kế hoạch khai thác dầu khí năm 2011 và các giải pháp thực hiện kế hoạch năm 2012 (Ban Khai thác Dầu khí); hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài và khả năng giải pháp thực hiện các mục tiêu gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác ở nước ngoài giai đoạn 2011 - 2015 (Ban Quản lý hợp đồng tại nước ngoài). Trên cơ sở đó, Hội nghị tập trung phân tích và đánh giá cụ thể về các thách thức, khó khăn, vướng mắc và rút ra bài học

kinh nghiệm về công tác quản lý và điều hành trong quá trình triển khai thực hiện kế hoạch năm 2011. Trong kế hoạch và giải pháp thực hiện kế hoạch tìm kiếm thăm dò, khai thác và phát triển mỏ dầu khí năm 2012, Hội nghị thảo luận về các khó khăn, thách thức và đề ra giải pháp cụ thể thực hiện thành công các mục tiêu gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí ở trong nước và nước ngoài trong năm 2012; kế hoạch chiến lược thăm dò khai thác dầu khí giai đoạn 2011 - 2015.

Bên cạnh đó, Hội nghị quan tâm thảo luận xung quanh các chuyên đề: Bài học kinh nghiệm từ công tác thăm dò thăm lượng, công tác dự báo và quản lý mỏ dài hạn, đặc biệt cho đối tượng móng của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP); Công tác thăm dò và tận dụng thăm dò ở khu vực mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và giải pháp đảm bảo sản lượng khai thác năm 2012 của Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro); Kết quả Dự án - Tiềm năng và trữ lượng dầu khí các bể trầm tích Việt Nam tại thời điểm năm 2011, phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo của Viện Dầu khí Việt Nam; Trạng thái và giải pháp đảm bảo tiến độ dự án trọng điểm Hải Thạch - Mộc Tinh của Biển Đông POC; Giải pháp phát huy nội lực, nâng cao năng lực tư vấn thiết kế phục vụ cho hoạt động thăm dò khai thác dầu khí của PV Engineering...

Giai đoạn 2011 - 2020, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phấn đấu gia tăng trữ lượng 38 - 46 triệu tấn quy dầu/năm, trong đó: trong nước 25 - 30 triệu tấn/năm, ngoài nước 13 - 16 triệu tấn/năm. Khai thác dầu khí: đến 2015 đạt 33 triệu tấn quy dầu/năm (trong đó: trong nước 29 triệu tấn, ngoài nước 4 triệu tấn); đến 2020 đạt 42 - 44 triệu tấn quy dầu/năm (trong đó: trong nước 30 - 31 triệu tấn, ngoài nước 12 - 13 triệu tấn).

Đưa 7 mỏ/công trình mới vào khai thác

Trong năm đầu tiên thực hiện Chiến lược tăng tốc phát triển của Tập đoàn giai đoạn 2011 - 2015, với mục tiêu chiến lược đảm bảo an ninh năng lượng, gia tăng trữ lượng dầu khí, phát triển và khai thác hiệu quả các mỏ dầu khí nhằm đáp ứng nhu cầu trong nước và xuất khẩu, Ngành Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển khai, vượt qua nhiều thách thức, thực hiện thành công và vượt mức chỉ tiêu kế hoạch Chính phủ giao trong tất cả các lĩnh vực, đặc biệt trong lĩnh vực thăm dò khai thác - lĩnh vực "xương sống" của Tập đoàn. Năm 2011, công tác thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam được triển khai tích cực ở cả trong và ngoài nước; tiến độ thực hiện các dự án được đảm bảo theo đúng Chương trình công tác và ngân sách đã được phê



Để đạt sản lượng khai thác 6,14 triệu tấn dầu, Vietsovpetro đang phải đối mặt với nhiều thách thức. Ảnh: CTV

duyet và thu được nhiều kết quả quan trọng. Cụ thể, Tập đoàn đã ký 7 hợp đồng dầu khí mới (cả trong và ngoài nước), hoàn thành toàn bộ khối lượng khảo sát địa chấn 2D và 3D theo đúng kế hoạch, an toàn, thu nổ 5.659km² địa chấn 3D và 19.446km địa chấn 2D; khoan 21 giếng khoan thăm dò - thăm lượng.

Đặc biệt, năm 2011 đánh dấu 3 phát hiện dầu khí mới tại các cấu tạo: Mèo Trắng-1X, Gấu Trắng-1X (bể Cửu Long), Cá Voi Xanh-2X (bể Sông Hồng). Trong đó, phát hiện tại cấu tạo Cá Voi Xanh-2X tại giếng khoan thăm dò 118-CVX-2X là phát hiện quan trọng nhất, có thể khẳng định tiềm năng dầu khí tại bể Sông Hồng tốt hơn so với đánh giá trước đây, sẽ là nguồn gia tăng trữ lượng chủ yếu cho giai đoạn tiếp theo. Nhờ những phát hiện mới này, gia tăng trữ lượng năm 2011 của Tập đoàn đạt 35,3 triệu tấn quy dầu, bằng 101% kế hoạch Chính phủ giao. Sản lượng khai thác năm 2011 của Tập đoàn đạt 15,21 triệu tấn dầu thô, bằng 101,4% kế hoạch năm (trong nước đạt 14,38 triệu tấn, ngoài nước đạt 0,83 triệu tấn) và 8,6 tỷ m³ khí, bằng 106,1% kế hoạch năm, vượt mức kế hoạch Chính phủ giao (15 triệu tấn dầu và 8,2 tỷ m³). Tập đoàn cũng phát triển và đưa 7 mỏ/khu vực mới ở trong, ngoài nước vào khai thác: Tê Giác Trắng, Chim Sáo, Đại Hùng giai đoạn 2, RC-6, RC-7, Visovoi (Liên bang Nga), Dana (Malaysia).

Có thể nói, Tập đoàn đã đẩy mạnh và gia tăng đầu tư cơ sở vật chất, trang thiết bị và tiềm lực khoa học công nghệ phục vụ thăm dò, khai thác dầu khí. Tập đoàn đã từng bước làm chủ công tác điều hành khai thác và xây dựng, phát triển mỏ, giữ được mức sản lượng theo kế hoạch, đã tạo ra và nâng dần sản lượng khai thác ở nước ngoài, đóng góp đáng kể vào đảm bảo an ninh năng lượng và tăng trưởng kinh tế của đất nước. Công tác phát triển mỏ ở trong nước được triển khai tích cực và có nhiều đổi mới từ khâu phê duyệt đến tổ chức triển khai, các mỏ được giám sát chặt chẽ, chế độ khai thác được điều chỉnh hợp lý, công tác khai thác diễn ra an toàn. Nhiều giếng khoan thăm lượng đạt kết quả tốt cho thấy khả năng tìm thêm trữ lượng ở những cấu tạo đã phát hiện. Công tác đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ra nước ngoài được triển khai tích cực, hoạt động khoan được quản lý và giám sát an toàn, hiệu quả. Đặc biệt, Tập đoàn đã bắt đầu tự điều hành phát triển các mỏ có tính phức tạp ở vùng nước sâu; triển khai phát triển các mỏ nhỏ sử dụng cơ sở hạ tầng có sẵn của các mỏ lân cận; nghiên cứu áp dụng thử nghiệm các giải pháp tăng cường thu hồi dầu và có kết quả khả quan, hoàn thành nghiệm thu

cấp cơ sở các dự án thành phần thuộc Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”... Tuy nhiên, công tác thăm dò, khai thác dầu khí còn không ít khó khăn: rủi ro địa chất trong tìm kiếm thăm dò ngày càng cao, tiến độ phát triển một số mỏ nhỏ, giếng khu vực nước sâu trong nước còn chậm, đầu tư cho tìm kiếm thăm dò dầu khí còn khiêm tốn, nguồn nhân lực kỹ thuật cao còn mỏng...

Trọng tâm gia tăng trữ lượng năm 2012

Trong năm 2012, Tập đoàn tập trung quản lý tốt công tác tìm kiếm thăm dò và khoan đối với 60 hợp đồng dầu khí đang có hiệu lực, điều tra tài nguyên dầu khí, cân đối trạng thái các giếng khoan thăm dò/thăm lượng, thực hiện hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò các hợp đồng dầu khí trong nước, tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài vào các lô còn mở tại Việt Nam, phấn đấu ký 3 - 5 hợp đồng dầu khí mới... Theo TS. Nguyễn Quốc Thập, kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn năm 2012 là một thách thức lớn khi chỉ tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí phải đạt 35 - 40 triệu tấn quy dầu (trong đó, gia tăng trữ lượng trong nước là 26 - 30 triệu tấn).

Để hoàn thành kế hoạch thăm dò, khai thác năm 2012, TS. Nguyễn Quốc Thập cho rằng, công tác thăm dò, khai thác dầu khí cần tiếp tục đẩy mạnh trước yêu cầu của nhiệm vụ trong tình hình mới khi các khu vực thăm dò truyền thống dần bị co hẹp lại, các mỏ dầu khí khai thác chủ đạo đang ở giai đoạn cuối, các mỏ mới phát hiện có trữ lượng nhỏ... Để đảm bảo chỉ tiêu gia tăng trữ lượng, cần đảm bảo tiến độ công tác tìm kiếm thăm dò ở trong nước, tăng cường mở rộng tìm kiếm, thăm dò khai thác dầu khí ra các khu vực mới và ở nước ngoài. Để đảm bảo sản lượng, cần triển khai tốt công tác quản lý mỏ, nghiên cứu khoa học, áp dụng công nghệ mới, nhằm gia tăng hệ số thu hồi, quản lý hiệu quả các mỏ đang khai thác hiện có. Đối với các mỏ chuẩn bị đưa vào khai thác, cần thực hiện tốt và đồng bộ các giải pháp với mục tiêu đưa các mỏ/công trình vào khai thác đúng tiến độ, đảm bảo gia tăng trữ lượng, đồng thời có phương án dự phòng để bù trữ lượng/sản lượng khai thác. Bên cạnh đó, cần đẩy mạnh và nâng cao chất lượng công tác nghiên cứu khoa học công nghệ để các sản phẩm được ứng dụng trực tiếp cho công tác thăm dò khai thác dầu khí trong năm 2012 và những năm tiếp theo.

Theo TS. Phan Tiến Viễn - Trưởng Ban Tìm kiếm - Thăm dò Tập đoàn thì khu vực nước nông tỷ trọng gia tăng trữ lượng không lớn vì các cấu tạo nhỏ và trọng số gia tăng

trữ lượng chủ yếu từ khu vực nước sâu, điều kiện thi công khó khăn phức tạp đòi hỏi công nghệ, chi phí cao. Kết quả các giếng khoan trong năm 2011 ở các khu vực mới/ít thăm dò kết quả không khả quan đòi hỏi có các nghiên cứu trước khi triển khai tiếp, cần đảm bảo giàn khoan đủ để hoàn thành một số lượng lớn giếng khoan thăm dò thăm lượng và các giếng khoan khai thác... Ban Tìm kiếm - Thăm dò đã đề ra các giải pháp cụ thể để thực hiện thành công kế hoạch 2012: giám sát điều hành chặt chẽ các hoạt động khảo sát địa chấn, khoan thăm dò thăm lượng để đảm bảo hoàn thành toàn bộ khối lượng theo đúng kế hoạch; tăng cường kiểm tra, đôn đốc, tháo gỡ kịp thời mọi khó khăn, vướng mắc phát sinh trước các chiến dịch khoan, thu nổ địa chấn; chủ động điều phối các nhà thầu sử dụng giàn khoan để tiết kiệm chi phí và thời gian đấu thầu; có phương án kịp thời để bổ sung số lượng giếng khoan tìm kiếm thăm dò hợp lý đảm bảo mục tiêu gia tăng trữ lượng; kiểm tra, hướng dẫn đôn đốc việc lập báo cáo trữ lượng của các nhà thầu; đẩy nhanh việc xây dựng và hoàn thiện cơ sở dữ liệu E&P...

Về kế hoạch khai thác dầu khí, KS. Nguyễn Văn Toàn - Trưởng Ban Khai thác Dầu khí Tập đoàn cho rằng trở ngại lớn nhất là thiếu giàn khoan trầm trọng khi thực hiện khối lượng công tác khoan lớn, tình trạng suy giảm sản lượng, độ ngập nước tăng ở một số mỏ lớn vẫn tiếp tục diễn biến phức tạp... Trước tình hình đó, Ban Khai thác Dầu khí đưa ra giải pháp tập trung giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, cập nhật thường xuyên mô hình địa chất, mô hình khai thác nhằm kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ, đặc biệt là các đối tượng móng nứt nẻ; tối ưu hóa, nâng cao hiệu quả gaslift của các giếng; tăng cường công tác sửa chữa giếng bằng chuyển tầng xử lý acid vùng cận đáy giếng, nứt vỡ thủy lực, ngăn cách tầng ngập nước; tối ưu hóa công tác vận hành, bố trí lịch bảo dưỡng sửa chữa các thiết bị khai thác hợp lý để nâng cao thời gian hoạt động của toàn hệ thống. Đồng thời, cần đảm bảo có đủ giàn khoan và các vật tư thiết bị khoan theo đúng tiến độ, chuẩn bị kỹ chương trình khoan nhằm giảm thiểu sự cố và ảnh hưởng của thời tiết; đảm bảo tiến độ đưa các mỏ, công trình mới vào hoạt động đúng kế hoạch...

Giải pháp về khoa học công nghệ nhằm thực hiện thành công kế hoạch thăm dò, khai thác năm 2012:

- Nâng cao chất lượng các sản phẩm, công trình nghiên cứu khoa học. Các đề tài, nhiệm vụ nghiên cứu khoa học phải đáp ứng nhu cầu thực tiễn sản xuất và tập trung vào nghiên cứu điều tra cơ bản, nghiên cứu đốn đầu, nghiên cứu ứng dụng trong sản xuất kinh doanh;
- Tăng cường trao đổi kinh nghiệm để tăng hiệu quả của công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí thông qua các hội nghị, hội thảo chuyên đề;
- Đẩy mạnh các hoạt động nghiên cứu tổng hợp để chính xác hóa vị trí các giếng khoan thăm dò, thăm lượng, các quan điểm tìm kiếm thăm dò mới tại các bể truyền thống cũng như các bể nước sâu;
- Đẩy mạnh công tác nghiên cứu, đánh giá các đối tượng tìm kiếm thăm dò phi truyền thống như tầng chứa chặt xít, bẫy địa tầng, khí than (CBM), khí đá phiến (shale gas), băng cháy (gas hydrate)... tạo cơ sở định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò trong thời gian tới;
- Đối với thân dầu móng, cần tiếp tục nghiên cứu thông qua các đề tài, nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và các hội thảo chuyên đề để rút ra bài học kinh nghiệm, tìm ra lời giải trong công tác điều hành và quản lý mỏ nhằm làm chủ công nghệ khai thác thân dầu móng, nâng cao hiệu quả khai thác trong giai đoạn hiện nay;
- Tiếp tục đẩy mạnh triển khai các đề án nghiên cứu và thử nghiệm các giải pháp gia tăng thu hồi dầu;
- Nghiên cứu, đề xuất công nghệ và cơ chế phù hợp để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên.



Dự kiến giàn E1A mỏ Rạng Đông sẽ được đưa vào khai thác trong tháng 8/2012. Ảnh: CTV

Định hướng phát triển lĩnh vực cốt lõi

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực khẳng định: “Tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí trong tư duy, trong chủ trương, trong định hướng, trong chiến lược của Tập đoàn đều khẳng định đây là lĩnh vực cốt lõi, tiếp tục phát triển đi lên. Đã là cốt lõi, chúng ta tiếp tục đầu tư vốn, nguồn nhân lực đẩy lĩnh vực này trong giai đoạn tiếp theo phát triển. Chính sự phát triển của lĩnh vực này sẽ kéo theo sự phát triển của tất cả các lĩnh vực khác”. Nhấn mạnh thành công cơ bản đạt được trong lĩnh vực E&P trong năm 2011, TSKH. Phùng Đình Thực cũng chỉ ra nhiệm vụ khó khăn, thách thức lớn. Năm 2012, Tập đoàn khoan thăm dò - thăm lượng 28 giếng, khoan phát triển, khai thác, bơm ép 64 giếng, phần đầu hoàn thành vượt mức kế hoạch khai thác Chính phủ giao 15,81 triệu tấn dầu thô, 9 tỷ m³ khí...

Để thực hiện bằng được kế hoạch tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí của năm 2012, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đưa ra 10 vấn đề yêu cầu khối E&P nghiên cứu, đưa ra giải pháp cụ thể, tổ chức thực hiện trong giai đoạn tiếp theo. Thứ nhất, Vietsovpetro tiếp tục điều chỉnh kế hoạch khoan, nghiên cứu kỹ hơn, hoàn thiện và tối ưu hóa gaslift, khoan bổ sung các giếng khoan. Thứ hai, trong khi các mỏ lớn (đặc biệt là mỏ Bạch Hổ) đang trong giai đoạn suy giảm mạnh, quy luật móng khi ngập nước phải đóng giếng nhanh, các mỏ nhỏ ở tầng móng diễn biến hết sức phức tạp. Yêu cầu khối E&P tập trung nghiên cứu tìm lời giải, rút ra bài học kinh nghiệm, hạn chế tình trạng xấu nhất ở mỏ Bạch Hổ. Thứ ba, với số lượng giếng khoan nhiều, giàn khoan thiếu, cần nâng cao vai trò điều phối của Tập đoàn, PV Drilling bố trí giàn hợp lý, tối ưu hóa. Thứ tư, tăng cường kiểm tra giám sát, nỗ lực tối đa đưa 9 mỏ/công trình mới vào khai thác đúng tiến độ: Sư Tử Trắng, Lan Đỏ, Mèo Trắng, Gấu Trắng, Khối H4-Tê Giác Trắng, Giàn E-1A mỏ Rạng Đông, Tây Khosedaiu (Liên bang Nga), Tây Desaru (Malaysia), Junin 2 (Venezuela). Thứ năm, phối hợp với các Bộ, Ban,



TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao đổi với các đại biểu bên lề Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2012. Ảnh: Hương Linh

Ngành liên quan khi triển khai thăm dò, khai thác dầu khí ở khu vực nước sâu, xa bờ. Thứ sáu, cần đẩy mạnh thu hút đầu tư nước ngoài vào tìm kiếm thăm dò ở các khu vực còn mở vì càng ra sâu, ra xa càng khó khăn về địa chất, khoa học công nghệ và vốn. Thứ bảy, giá thành cho 1 thùng dầu càng ngày càng tăng, do đó cần tập trung nghiên cứu thật nghiêm túc, khoa học, chọn giếng khoan thật chuẩn, hạ giá thành gia tăng trữ lượng 1 tấn dầu. Thứ tám, Tập đoàn phát động tiết kiệm 3.720 tỷ đồng trong năm 2012, trong đó chủ yếu tiết kiệm từ sáng kiến hợp lý hóa sản xuất, bên cạnh tiết kiệm chi phí quản lý, đầu tư. Thứ chín, công tác thăm dò, khai thác dầu khí tại nước ngoài tiếp tục được đẩy mạnh, đặc biệt là khai thác dầu siêu sớm ở Venezuela tháng 12/2012. Đối với dự án này, vấn đề quan trọng nhất Tập đoàn nỗ lực để khai thác công nghiệp vào năm 2014, đạt sản lượng khai thác đỉnh vào năm 2016. Thứ mười, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn cũng chia sẻ các vấn đề liên quan đến kế hoạch tìm kiếm thăm dò khai thác giai đoạn 2011 - 2015, đặc biệt Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” là bức tranh cập nhật tiềm năng và trữ lượng dầu khí, làm cơ sở định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò trong giai đoạn tiếp theo.

Việt Hà

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam:

Tiết giảm chi phí và tái cấu trúc doanh nghiệp

Ý thức trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế đầu tàu của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị đẩy mạnh thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP nhằm thể hiện quyết tâm hoàn thành xuất sắc và toàn diện tất cả các chỉ tiêu, nhiệm vụ năm 2012, với chủ đề “Thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hiệu quả và năng lực sản xuất kinh doanh, thi đua Về đích trước”, góp phần tích cực nhất vào việc thực hiện các mục tiêu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước trong năm 2012 và các năm tiếp theo.



Thứ trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hiếu phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: CTV

Tiết giảm chi phí 3.720 tỷ đồng trong năm 2012

Chiều ngày 28/2/2012, tại 7 điểm cầu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã tổ chức Hội nghị đẩy mạnh thực hành tiết kiệm, tiết giảm chi phí sản xuất kinh doanh theo Nghị quyết số 01/NQ-CP của Chính phủ. Tham dự Hội nghị có Thứ trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hiếu, Phó Bí thư Đảng ủy Khối doanh nghiệp Trung ương Nguyễn Văn Ngọc, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu, các đồng chí trong HĐQT, Ban Tổng giám đốc, đại diện các Ban, Văn phòng Tập đoàn và đơn vị thành viên.

Với ý thức trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế đầu tàu của đất nước, là công cụ điều tiết kinh tế vĩ mô của Chính phủ, ngay từ cuối năm 2011, đầu năm 2012, Petrovietnam đã chủ động triển khai thực hiện Chương

trình công tác năm 2012 với chủ đề “Thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hiệu quả và năng lực sản xuất kinh doanh, thi đua Về đích trước”. Trong đó, xác định phần đầu hoàn thành 3 mục tiêu/nhiệm vụ lớn trong năm 2012: thúc đẩy sản xuất kinh doanh, phấn đấu hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, nhiệm vụ kế hoạch năm 2012 được Chính phủ giao; thực hiện tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản phẩm theo đúng chỉ đạo của Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 3/1/2012 của Chính phủ và chỉ đạo của Bộ Tài chính tại Công văn số 1724/BTC-TCĐN ngày 14/2/2012; xây dựng và triển khai thực hiện Đề án tái cấu trúc doanh nghiệp trong toàn Tập đoàn theo đúng chủ trương Kết luận Hội nghị Trung ương 3 (Khóa XI) và Chỉ thị số 03/CT-TTg ngày 17/1/2012 của Thủ tướng Chính phủ về việc đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp Nhà nước.

Để thực hiện hiệu quả Chương trình công tác năm, đến nay tất cả các đơn vị trong toàn Tập đoàn đã xây dựng Chương trình hành động phù hợp với điều kiện cụ thể của từng đơn vị và đăng ký tổ chức thực hiện đồng bộ các giải pháp hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu nhiệm vụ được Tập đoàn giao trong năm 2012, trong đó có chương trình và giải pháp tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản xuất. Trên cơ sở đó, Tập đoàn đã đăng ký tiết giảm chi phí quản lý, giảm giá thành sản phẩm với tổng giá trị là 3.720 tỷ đồng, tăng 11% so với cam kết thực hiện của Tập đoàn trong năm 2011 (3.361 tỷ đồng). Với con số này, Petrovietnam là đơn vị có mức tiết giảm lớn nhất trong số các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước đã đăng ký cam kết trước đó khi triển khai thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP của Chính phủ.

Cụ thể, Tập đoàn sẽ tập trung tiết giảm 2.661,239 tỷ đồng chi phí từ cải tiến, hợp lý hóa sản xuất và tiết kiệm nguyên nhiên vật liệu, năng lượng. Đây là nội dung quan trọng nhất mà Petrovietnam tập trung đẩy mạnh thực hiện trong năm 2012 và các năm tiếp theo. Các giải pháp chủ yếu: đẩy mạnh nghiên cứu khoa học kỹ thuật, áp dụng các giải pháp, công nghệ tiên tiến và sáng kiến cải tiến vào hoạt động sản xuất kinh doanh; rà soát, hiệu chỉnh các định mức kinh tế kỹ thuật về tiêu hao nguyên, nhiên, vật liệu, năng lượng; định mức khai thác và sử dụng máy móc, thiết bị; hợp lý hóa sản xuất, thực hiện sửa chữa, bảo dưỡng đúng và vượt tiến độ trên cơ sở tối ưu hóa quy trình công nghệ, chuẩn bị nhân lực, vật tư và phụ tùng; cải tiến phương pháp thi công, xây lắp theo hướng chuyên nghiệp, đưa các công trình mới vào vận hành đúng hoặc vượt tiến độ; rà soát vật tư dự trữ, phối hợp với các đơn vị trong Ngành huy động tối đa vật tư tồn kho lâu ngày, chậm luân chuyển để đưa vào sản xuất...

Bên cạnh đó, Tập đoàn tiết giảm chi phí quản lý 562,537 tỷ đồng bằng cách đẩy mạnh cải cách hành chính, quản lý chặt chẽ các chi phí quản lý từ Công ty Mẹ - Tập đoàn tới các đơn vị thành viên, thắt chặt định mức chi tiêu, sử dụng ô tô, điện thoại, trang bị tài sản...; lồng ghép các nội dung để rút ngắn thời gian họp, hội nghị nhằm tiết kiệm chi phí; chỉ tổ chức hội thảo, hội

nghị ở trụ sở chính của đơn vị hoặc sử dụng cơ sở của các đơn vị trong Tập đoàn; tăng cường xử lý công việc bằng trực tuyến và đường công vụ; cử cán bộ đi công tác đúng đối tượng, đúng số lượng. Trong đầu tư xây dựng cơ bản, Tập đoàn đặt mục tiêu tiết giảm chi phí 496,225 tỷ đồng, thực hiện giao thầu với mức tiết giảm 3 - 5% so với kế hoạch, giá dự toán được duyệt; đẩy nhanh tiến độ dự án xây dựng cơ bản bằng hình thức cam kết trách nhiệm của người đứng đầu.

Để cập việc tiết giảm chi phí trong sản xuất kinh doanh, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực khẳng định, vấn đề này đã được Petrovietnam thực hiện quyết liệt từ nhiều năm nay, các đơn vị của Tập đoàn cùng lĩnh vực phải sử dụng chung

hạ tầng để tiết giảm chi phí. Chủ tịch HĐQT nhấn mạnh, công tác tiết giảm chi phí của Tập đoàn và các đơn vị không đơn thuần là cắt giảm chi tiêu, mà đòi hỏi sản phẩm làm ra phải có chi phí thấp nhất, đạt hiệu quả cao nhất. Đặc biệt, đối với các dự án, chỉ cần hoàn thành

đúng tiến độ, đưa các dự án đi vào hoạt động đúng thời hạn là đã mang lại hiệu quả kinh tế rất lớn. Cùng với các giải pháp chung áp dụng cho tất cả các đơn vị, tùy vào đặc điểm cụ thể, các đơn vị xây dựng thêm các giải pháp cụ thể để thực hiện tiết giảm chi phí.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu cho biết, riêng 2 tháng đầu năm 2012, Tập đoàn đã hoàn thành xuất sắc các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh. "Với 3.720 tỷ đồng tiết kiệm chi phí trong sản xuất kinh doanh là con số khá lớn, nhưng nếu cán bộ công nhân viên của Petrovietnam đồng lòng thực hiện, sẽ có khả năng vượt xa con số tiết kiệm đó" - TS. Đỗ Văn Hậu khẳng định. Đại diện Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro), Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn và Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã cam kết sẽ triển khai quyết liệt các giải pháp để hoàn thành thắng lợi các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh của năm 2012, thực hiện tiết giảm chi phí đạt hiệu quả cao nhất.

Với con số cam kết tiết giảm chi phí và hạ giá thành sản phẩm lên tới 3.720 tỷ đồng, Petrovietnam là Tập đoàn có mức tiết giảm lớn nhất so với các tập đoàn, tổng công ty nhà nước đã ký cam kết trước đó. Hạ giá thành sản phẩm và tiết giảm chi phí là giải pháp sống còn để các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước nói chung, Petrovietnam nói riêng nâng cao sức cạnh tranh trong môi trường cạnh tranh khốc liệt khi nước ta đã mở cửa hội nhập sâu rộng. Tiết kiệm không chỉ đơn thuần là cắt giảm chi tiêu, mà là sự tối đa hóa hiệu quả hoạt động cũng như lợi nhuận trên số vốn bỏ ra.

Tái cấu trúc, nâng cao hiệu quả hoạt động của doanh nghiệp

Thực hiện Kết luận Hội nghị Trung ương 3 (Khóa XI) và Chỉ thị số 03/CT-TTg ngày 17/1/2012 của Thủ tướng Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã chủ động, tích cực xây dựng và tổ chức thực hiện nghiêm túc Đề án tái cấu trúc doanh nghiệp trong toàn Tập đoàn. Mục tiêu của tái cấu trúc là xây dựng Tập đoàn là doanh nghiệp Nhà nước tốt nhất, là trụ cột của kinh tế Nhà nước trong quá trình xây dựng và phát triển đất nước theo định hướng XHCN. Tái cấu trúc để tiếp tục phát triển Tập đoàn mạnh hơn, tập trung vào ngành, nghề kinh doanh chính, nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh và phát triển bền vững; tiếp tục giữ vững vị trí Tập đoàn mạnh số một của Việt Nam và phần đầu trong 5 năm tới là Tập đoàn kinh tế mạnh trong khu vực, có tốc độ tăng trưởng bình quân 18 - 20%/năm.

Quan điểm chỉ đạo là xây dựng, phát triển, đổi mới mô hình Tập đoàn phải quán triệt đầy đủ tư tưởng và quan điểm của Đảng về xây dựng nền kinh tế thị trường định hướng XHCN, thể hiện trong các Nghị quyết Đại hội đại biểu toàn quốc của Đảng và chiến lược phát triển kinh tế xã hội 2011 - 2020 của đất nước. Xây dựng thành Tập đoàn kinh tế năng động, có năng lực cạnh tranh ở trong nước và quốc tế, tối ưu hóa việc sử dụng mọi nguồn lực sẵn có, xã hội hóa, thu hút đầu tư trong và ngoài nước, tập trung vào 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính là: thăm dò, khai thác dầu khí, lọc - hóa dầu, công nghiệp khí, công

ngiệp điện và dịch vụ dầu khí chất lượng cao, trong đó thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi; gia tăng giá trị tài nguyên dầu khí; tiếp tục giữ vững vai trò đầu tàu kinh tế, là công cụ điều tiết vĩ mô của Nhà nước; tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, bảo vệ môi trường và đi đầu trong công tác an sinh xã hội. Hoàn thiện chuỗi giá trị của hoạt động dầu khí từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, tàng trữ, lọc - hóa dầu, chế biến khí đến kinh doanh phân phối các sản phẩm dầu khí và điện khí phù hợp với Chiến lược phát triển của Tập đoàn đến năm 2015 và tầm nhìn đến năm 2025 đã được Bộ Chính trị thông qua và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tái cấu trúc Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015 là quá trình tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý để hoạt động của Tập đoàn đạt hiệu quả cao hơn với lộ trình phù hợp, không gây xáo trộn không cần thiết trong sản xuất kinh doanh.

Trong giai đoạn 2011 - 2015, Tập đoàn xác định công tác tái cấu trúc doanh nghiệp sẽ tập trung vào các nội dung: hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý của Tập đoàn và các đơn vị thành viên trong Tập đoàn; tổ chức sắp xếp lại/phân công chức năng, nhiệm vụ, lĩnh vực, ngành nghề kinh doanh của từng doanh nghiệp/đơn vị trong Tập đoàn để tập trung vào các lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh chính, hạn chế cạnh tranh nội bộ, nhằm mang lại hiệu quả cao nhất. Hoàn thiện các Quy chế về quản lý phần vốn của Tập đoàn và của các đơn vị/doanh nghiệp thành viên trong Tập đoàn; tổ chức niêm yết cổ phiếu trên

thị trường chứng khoán và bán cổ phần cho các cổ đông chiến lược khi có đủ điều kiện. Tổ chức rà soát, hoàn thiện sửa đổi Điều lệ tổ chức và hoạt động của Tập đoàn cho phù hợp với tình hình mới; chỉ đạo các đơn vị thành viên điều chỉnh Điều lệ tổ chức và hoạt động của từng đơn vị phù hợp với phương án tái cấu trúc doanh nghiệp, đảm bảo phát huy hiệu quả của các hệ thống chính trị trong Tập đoàn.

Thứ trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hiếu cho rằng, công tác tái cấu trúc nhằm giúp Tập đoàn hoạt động hiệu quả hơn, có sự phát triển xứng tầm quốc tế và khu



Petrovietnam phấn đấu khai thác 9,05 tỷ m³ khí trong năm 2012, vượt 50 triệu m³ so với kế hoạch Chính phủ giao. Ảnh: Khánh Linh

Bảng giao ước thực hiện vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch chủ yếu năm 2012 của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam

TT	Chỉ tiêu	Kế hoạch Chính phủ giao	Giao ước thực hiện	Mức độ cam kết
1	Sản lượng khai thác dầu thô	15,81 triệu tấn	15,86 triệu tấn	Vượt kế hoạch 50 nghìn tấn
2	Sản lượng khai thác khí	9 tỷ m ³	9,05 tỷ m ³	Vượt kế hoạch 50 triệu m ³
3	Sản xuất phân đạm	1,21 triệu tấn	1,41 triệu tấn	Vượt kế hoạch 200 nghìn tấn
4	Sản xuất xăng dầu	5,95 triệu tấn	6,0 triệu tấn	Vượt kế hoạch 50 nghìn tấn
5	Sản xuất điện	13,85 tỷ KWh	13,85 - 16,85 tỷ KWh	Vượt kế hoạch sản xuất nếu EVN huy động tối ưu công suất các nhà máy nhiệt điện của Tập đoàn
6	Tổng doanh thu toàn Tập đoàn	660 nghìn tỷ đồng	726 nghìn tỷ đồng	Vượt 10% so với kế hoạch
7	Nộp ngân sách toàn Tập đoàn	135 nghìn tỷ đồng	155 nghìn tỷ đồng	Vượt 15% so với kế hoạch



Một góc cảng Vietsovpetro. Ảnh: CTV

vực với sức cạnh tranh cao. Để án tái cấu trúc Tập đoàn, tổng công ty Nhà nước mà Bộ Tài chính chủ trì xây dựng được đặt hy vọng vào Petrovietnam, bởi đây là Tập đoàn chủ lực có đóng góp lớn nhất vào nền kinh tế, có khối tài sản chiếm khoảng 30%, sử dụng vốn chiếm khoảng 37% trong khối doanh nghiệp Nhà nước. Là Tập đoàn đầu tàu kinh tế của đất nước, Petrovietnam cần tập trung rà soát lại chiến lược kinh doanh ở trong nước và nước ngoài, trên cơ sở đó cơ cấu lại ngành nghề theo hướng tập trung vào ngành sản xuất kinh doanh chính và ngành nghề trực tiếp phục vụ kinh doanh chính. Trên thế giới, hầu hết các tập đoàn kinh tế đều kinh doanh đa ngành, đa nghề nhưng với thực tiễn phát triển mô hình tập đoàn thí điểm thời gian qua, tại thời điểm hiện nay, quan điểm “tập đoàn chỉ nên tập trung vào ngành nghề sản xuất kinh doanh

chính và những ngành nghề trực tiếp phục vụ doanh nghiệp sản xuất kinh doanh chính” cần được quán triệt.

Thứ trưởng cho biết, Tập đoàn cần tiếp tục đẩy mạnh quá trình cổ phần hóa các đơn vị thành viên, trừ các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực khai thác tài nguyên khoáng sản quốc gia bởi đây là các đơn vị có vai trò liên quan tới nhiệm vụ bảo vệ an ninh chủ quyền Quốc gia. Đặc biệt, trong quá trình thực hiện tái cấu trúc, Tập đoàn phải rà soát lại vấn đề quản trị doanh nghiệp, nhất là quản trị nội bộ từ Công ty mẹ đến từng đơn vị thành viên. Tập đoàn cần rà soát lại các dự án đầu tư, thực hiện thoái vốn theo lộ trình cụ thể đối với các lĩnh vực ngân hàng, bảo hiểm, chứng khoán, bất động sản. Thứ trưởng Trần Văn Hiếu cũng lưu ý, trong điều kiện thị trường chứng khoán như hiện nay, việc thoái vốn này sẽ không dễ nhưng Petrovietnam cần tìm ra lộ trình hợp lý để tái cấu trúc tài chính trước năm 2015. Đồng thời, Tập đoàn phải có lộ trình đưa các đơn vị thành viên lên sàn chứng khoán để tăng khả năng huy động vốn từ kênh này, không nên phụ thuộc quá 1/3 vốn vào ngân hàng. Bộ Tài chính sẽ phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn để xây dựng cơ chế chính sách hỗ trợ ban đầu phù hợp, thúc đẩy quá trình niêm yết trên sàn giao dịch chứng khoán của doanh nghiệp.

Ngọc Linh

Phương pháp chuyển đổi thời gian sang độ sâu áp dụng cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây có độ sâu nước biển lớn

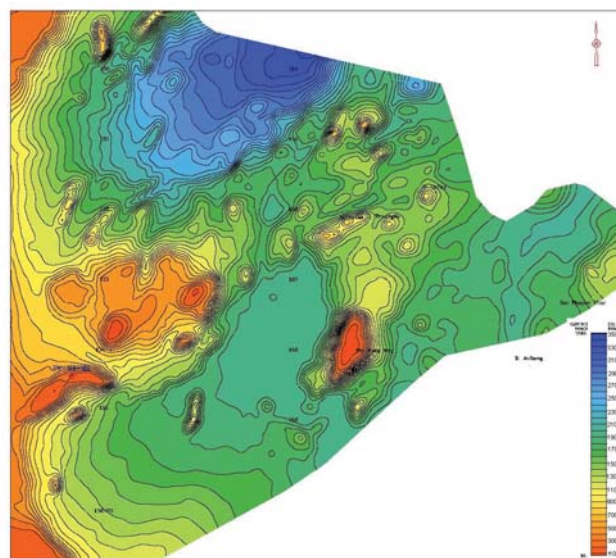
ThS. Lê Đức Công, KS. Đào Ngọc Hương, CN. Mai Thị Lụa
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong công tác minh giải tài liệu địa chấn, xây dựng các bản đồ cấu trúc thì sản phẩm cuối cùng là các bản đồ theo độ sâu để phục vụ các nhiệm vụ địa chất. Trong đó việc chuyển đổi thời gian (bản đồ trên miền thời gian) sang độ sâu (bản đồ trên miền độ sâu) đóng một vai trò quan trọng. Đối với các khu vực nước nông (độ sâu nước biển dưới 200m), phương pháp thông thường được sử dụng là dùng các tài liệu vận tốc xử lý, vận tốc giếng khoan... với các phần mềm tương ứng trong minh giải địa chấn (bao gồm cả việc dùng mô hình, hàm chuyển đổi chung...) và đã cho kết quả khá phù hợp với các cấu trúc địa chất. Các khu vực nước sâu (mực nước biển sâu hơn 200m) thường có đặc điểm cấu trúc địa chất phức tạp, có ít giếng khoan nên việc đưa ra một phương pháp chuyển đổi thời gian sang độ sâu phù hợp là cần thiết. Trong bài viết này chúng tôi đưa ra một phương pháp chuyển đổi thời gian sang độ sâu cho khu vực nước biển sâu có hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu nước biển.

Công việc nghiên cứu xuất phát từ nhu cầu thực tế trong quá trình minh giải tài liệu địa chấn cho các khu vực nước sâu (như Tư Chính - Vũng Mây - Trường Sa và Phú Khánh, thềm lục địa Việt Nam). Tại những khu vực này có rất ít giếng khoan nên chỉ có tài liệu vận tốc xử lý địa chấn để xây dựng các bản đồ cấu trúc địa chất nhằm đánh giá tiềm năng trữ lượng dầu khí cho các khu vực này là chủ yếu. Khu vực nghiên cứu có diện tích lớn, độ sâu mực nước biển thay đổi trong dải rộng từ khoảng 100m tới hơn 2.000m, thậm chí hơn 3.000m (Hình 1), do vậy ảnh hưởng của độ sâu nước biển đến vận tốc xử lý là rất đáng kể, từ đó ảnh hưởng đến công tác chuyển đổi thời gian sang độ sâu. Chúng tôi thực hiện phép chuyển đổi thời gian sang độ sâu cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây, nơi đã có một giếng khoan trên khối nâng [1, 2, 4, 6]. Tại khu vực này các số liệu dùng để chuyển đổi (xây dựng hàm, xây dựng mô hình...) là các tài liệu vận tốc xử lý địa chấn và số liệu vận tốc đo tại giếng khoan PV94 - 2X trên khối nhô. Để lựa chọn được cách thức chuyển đổi thời gian sang độ sâu một cách tối ưu cần phải tiến hành thử nghiệm với một số phương pháp sau đây:

a. Xây dựng mô hình vận tốc với hệ thống mạng lưới điểm sử dụng phần mềm TDQ của Landmark trên cơ sở số liệu vận tốc xử lý địa chấn của khu vực nghiên cứu.



Hình 1. Bản đồ độ sâu nước biển khu vực nghiên cứu

b. Xây dựng một hàm chuyển đổi chung trên cơ sở số liệu vận tốc xử lý địa chấn của khu vực nghiên cứu.

c. Xây dựng một hàm chuyển đổi tổng hợp dựa trên cơ sở tài liệu vận tốc xử lý địa chấn và tài liệu vận tốc giếng khoan đã có trong khu vực nghiên cứu là PV94 - 2X.

Để tiến hành thực hiện các phương pháp trên, đầu tiên là phải lựa chọn hệ thống mạng lưới điểm số liệu, từ

đó xây dựng mô hình vận tốc cũng như xây dựng hàm chuyển đổi. Công việc này được tiến hành theo các bước sau đây:

- Trên diện tích vùng nghiên cứu lựa chọn 120 điểm đại diện phân bố tương đối đều với khoảng cách giữa các điểm bằng khoảng cách giữa các cấu tạo cấp một của khu vực có các tuyến khảo sát đi qua (Hình 3). Tại mỗi điểm này lựa chọn các cặp giá trị thời gian - vận tốc trên tài liệu vận tốc xử lý.

- Để xây dựng mô hình vận tốc cho vùng nghiên cứu với mục đích kiểm tra đối sánh hình thái cấu trúc cũng như đặc điểm phân bố, chúng ta tiến hành kiểm tra sự tương ứng của trường vận tốc xử lý với môi trường địa chất trên từng tuyến địa chấn (Hình 2). Sau đó nhập các cặp giá trị thời gian - vận tốc nêu trên cùng với tọa độ của chúng vào phần mềm TDQ để chuyển đổi trực tiếp các mặt ranh giới thời gian sang chiều sâu thông qua mạng lưới tam giác điểm vừa được thiết lập. Với phương pháp này thì các kết quả chuyển đổi đều thực hiện bằng mô hình, với tài liệu vận tốc xử lý sử dụng đại diện cho toàn khu vực nghiên cứu. Tuy nhiên chúng ta rất khó có thể kiểm tra được độ chính xác cũng như độ tin cậy của phương pháp vì chúng ta chỉ nhận được kết quả cuối cùng từ đầu ra của mô hình.

- Đối với việc xây dựng hàm chuyển đổi theo phương pháp thứ 2 (b), lập đường cong hồi quy thời gian - độ sâu đối với số liệu vận tốc xử lý địa chấn trên cơ sở của các cặp giá trị thời gian - vận tốc đã nêu trên (Hình 5), trong đó độ sâu được tính theo công thức:

$$Z = (v \cdot t) / 2$$

Hàm số biểu diễn cho đường cong này là:

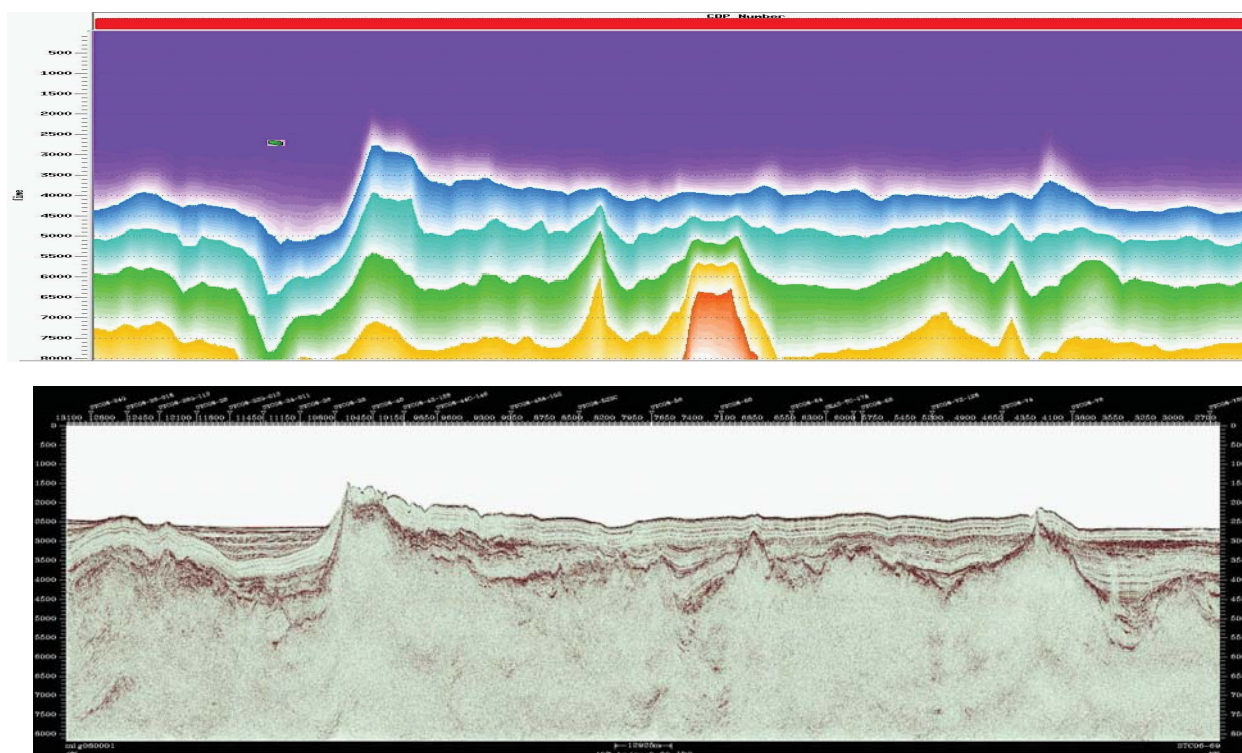
$$D_1 = -203,4 t^2 + 45,8 t + 47,78 \quad (1)$$

Trong đó: v là vận tốc truyền sóng (m/s); t là giá trị thời gian (giây); Z là độ sâu (m); D_1 là giá trị độ sâu của ranh giới t .

Với phương pháp chuyển đổi này, hàm chuyển đổi không đại diện cho toàn khu vực, chúng cũng phụ thuộc vào giá trị vận tốc và đây cũng là khó khăn của phương pháp chuyển đổi theo TDQ như phương pháp 1. Để hạn chế một phần sai số vì khu vực nghiên cứu có một giếng khoan nên phương pháp thứ 3 (mục c) được áp dụng.

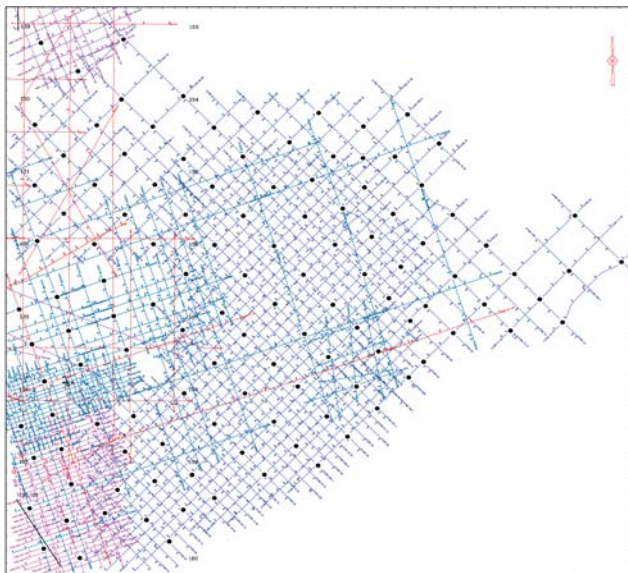
Phương pháp chuyển đổi thứ 3 được tập thể tác giả đề xuất là xây dựng hàm chuyển đổi trên cơ sở số liệu vận tốc xử lý địa chấn kết hợp với số liệu vận tốc của giếng khoan PV94 - 2X (Hình 4).

Trên cơ sở số liệu tại giếng khoan PV94 - 2X, chúng tôi tiến hành xây dựng bằng địa chấn tổng hợp nhằm

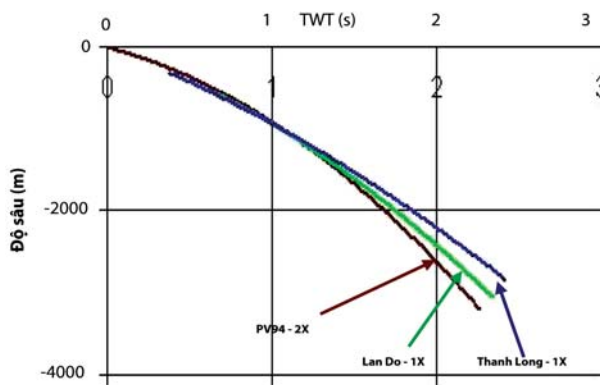


Hình 2. Sự tương đồng giữa mô hình vận tốc truyền sóng và môi trường địa chất

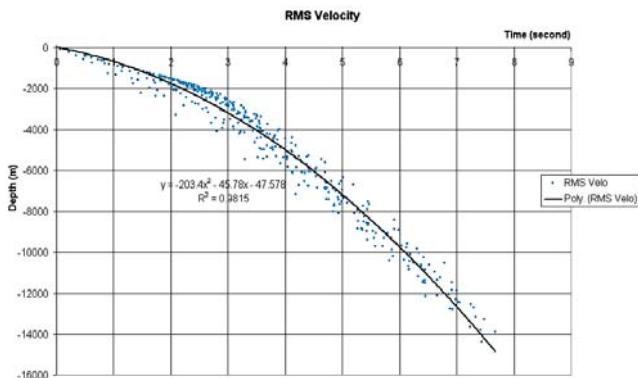
xác định và chính xác hóa vị trí của các mặt phản xạ. So sánh số liệu vận tốc tại các giếng khoan này với số liệu tại các giếng khoan ở khu vực bể Nam Côn Sơn trên cấu tạo Lan Đỏ và Thanh Long, nơi có cấu trúc địa chất được đánh giá là tương tự, cho thấy các đường cong vận tốc ở các khu vực khác nhau nhưng hình dạng khá phù hợp và gần



Hình 3. Vị trí các điểm sử dụng xây dựng hàm chuyển đổi theo vận tốc xử lý



Hình 4. Các hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu tại từng giếng khoan lựa chọn



Hình 5. Hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu theo vận tốc xử lý (RMS)

tương tự với nhau (Hình 4), thể hiện giá trị vận tốc của các khu vực này là có sự tương đồng. Tiếp sau đó, tiến hành xây dựng hàm chuyển đổi mới bằng cách kết hợp số liệu vận tốc xử lý địa chấn với số liệu giếng khoan PV94 - 2X. Hàm chuyển đổi mới này có đặc điểm vẫn giữ được giá trị độ sâu tương đương với số liệu vận tốc xử lý địa chấn tại độ sâu thời gian lớn (lớn hơn 2 giây), ở độ sâu thời gian nhỏ hơn, giá trị độ sâu chuyển đổi bám theo các giá trị tính toán được dựa trên số liệu giếng khoan (Hình 6).

Hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu sử dụng kết hợp tài liệu giếng khoan và tài liệu vận tốc:

$$D_2 = -60,895 t^2 + 1226,3 t + 34,8 \quad (2)$$

Khu vực nghiên cứu có sự thay đổi lớn về độ sâu nước biển nên ảnh hưởng của độ sâu mực nước biển đến giá trị độ sâu chuyển đổi theo hàm như trên, vậy cần phải hiệu chỉnh sự ảnh hưởng của độ sâu lớp nước biển tới sự biến thiên của trường vận tốc. Do vậy, hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu áp dụng cho khu vực này như sau:

$$D = (f(t_i) - f(t_w)) + (D_w) \quad (3)$$

Trong đó: $f(t_i)$, $f(t_w)$ là độ sâu của nóc tập i , đáy biển tính theo công thức (2); D_w là giá trị độ sâu đáy biển tính theo công thức: $D_w = (t_w * 1500)/2$; t_i và t_w là giá trị thời gian của nóc tập i và đáy biển; D là giá trị độ sâu của một mặt ranh giới i .

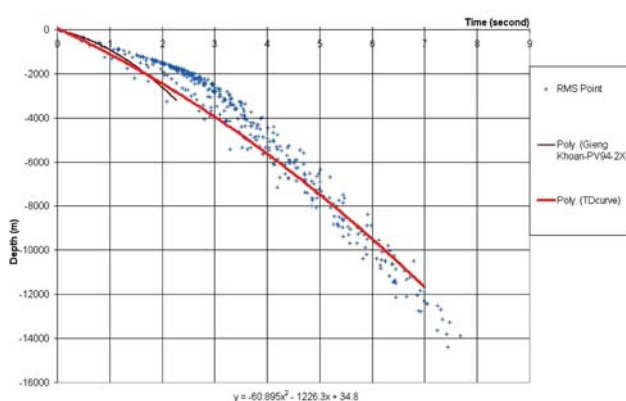
Khảo sát địa chấn khu vực nghiên cứu chủ yếu bao phủ qua những khu vực nước sâu, do đó số liệu vận tốc tại những khu vực này không thể đại diện cho toàn bộ vùng nghiên cứu. Điều này được kiểm chứng khi đối sánh số liệu độ sâu tính toán được bằng hai phương pháp trên tại vị trí giếng khoan PV94 - 2X với số liệu khoan tại chính vị trí này. Tại đây, độ sâu các mặt nóc Oligocen, nóc Miocen hạ, nóc Miocen trung và nóc Miocen thượng trên bản đồ đều thấp hơn các giá trị tương đương theo tài liệu khoan. Điều này đặt ra một yêu cầu là cần xây dựng một phương pháp chuyển đổi khác phù hợp hơn với môi trường địa chất tại những khối xây cacbonat trong điều kiện hạn chế về số liệu.

Để tính độ sâu cho các tầng phản xạ, sử dụng công thức (3) cho hàm mới thành lập (D_2) nhằm loại bỏ ảnh hưởng của độ sâu nước biển.

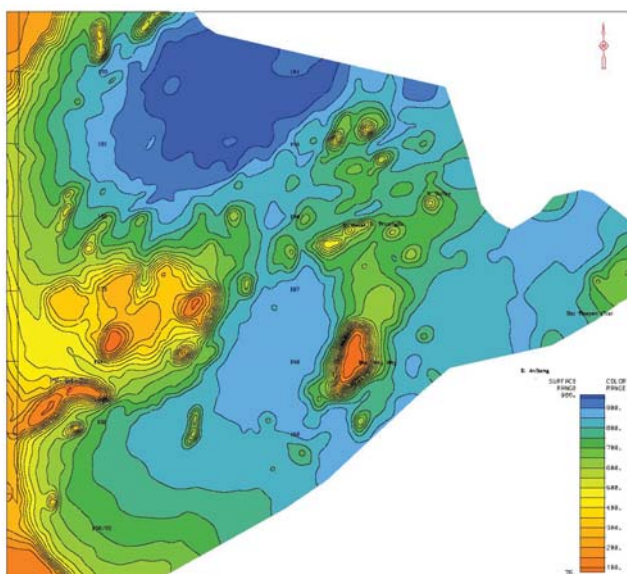
Ta có hàm chuyển đổi độ sâu áp dụng cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây là:

$$D = -60,895(t_i^2 - t_w^2) + 1226,3(t_i - t_w) + (D_w) \quad (4)$$

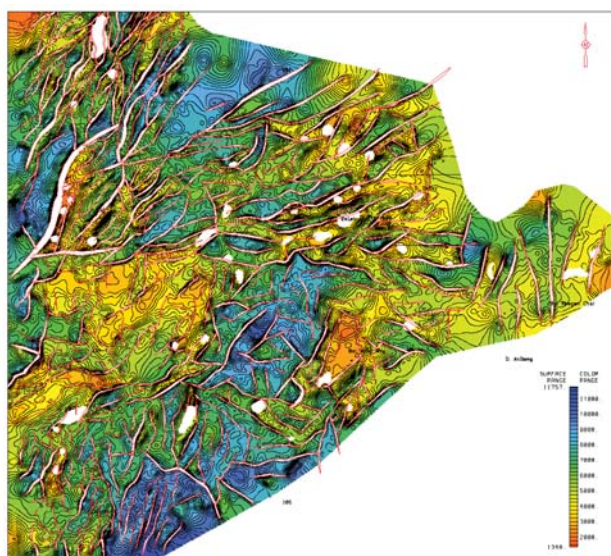
Trong đó: t_i là giá trị thời gian nóc tập i ; t_w là giá trị



Hình 6. Hàm chuyển đổi thời gian sang độ sâu tổng hợp



Hình 7. Bản đồ sai số chuyển đổi độ sâu do ảnh hưởng của độ sâu nước của tầng đáy biển



Hình 8. Bản đồ cấu trúc nóc móng khu vực nghiên cứu

thời gian đáy biển; D_w là độ sâu đáy biển; D là độ sâu nóc tập i.

Với việc xác định được ảnh hưởng của độ sâu mực nước biển đến công tác chuyển đổi thời gian sang độ sâu (chủ yếu ảnh hưởng của độ sâu mực nước biển đến vận tốc truyền sóng) chúng ta hiệu chỉnh và đưa ra được độ sâu chính xác của các ranh giới phản xạ. Trên Hình 7 là bản đồ sai số do ảnh hưởng độ sâu mực nước biển gây ra cho tầng đáy biển khi giá trị đáy biển được xác định theo công thức thông thường với vận tốc tại đáy biển là 1500m/s và xác định theo công thức áp dụng cho khu vực nghiên cứu, giá trị sai số thay đổi từ khoảng vài chục mét (ở khu vực có độ sâu nước biển khoảng 200 - 300m nước) đến khoảng 900m (ở khu vực có độ sâu nước biển khoảng 3500m). Dựa vào kết quả như trên ta thấy nếu độ sâu nước biển càng tăng thì sai số trong việc chuyển đổi thời gian sang sâu càng lớn.

Trên thực tế, với vùng nghiên cứu rộng lớn và có cấu trúc địa chất phức tạp như Tư Chính - Vũng Mây, việc sử dụng một hàm để tính chuyển đổi độ sâu sẽ khó tránh được các sai số do đường cong biểu diễn giá trị vận tốc tại mỗi điểm là khác nhau. Việc xây dựng các bản đồ độ sâu cần phải qua một bước hiệu chỉnh nhằm hạn chế các sai số do sự khác biệt vận tốc tại từng điểm. Công việc này được thực hiện như sau:

- Lựa chọn 20 điểm phân bố tương đối đều trên toàn vùng và đại diện cho các cấu trúc nổi bật như các nếp lồi lớn và các nếp lõm lớn trong số 120 điểm nêu trên. Tại mỗi điểm này, xây dựng các hàm hồi quy biểu diễn quan hệ thời gian - độ sâu dựa trên mối quan hệ thời gian - vận tốc. Bên cạnh đó, xây dựng hàm quan hệ thời gian - độ sâu tại vị trí giếng khoan PV94 - 2X. Sử dụng công thức (4) để tính độ sâu của các mặt ranh giới tại điểm.

- Tính các giá trị hiệu chỉnh, là sự khác nhau về giá trị giữa hàm chuyển đổi cho toàn vùng và hàm hồi quy cho từng vị trí riêng biệt trong số 21 điểm nêu trên. Từ đó xác định các giá trị hiệu chỉnh suy cho từng tầng bằng các mặt hiệu chỉnh. Bản đồ độ sâu cho từng tầng đã hiệu chỉnh được xây dựng bằng cách cộng giá trị bản đồ độ sâu của tầng đó khi dùng hàm chuyển đổi duy nhất cho toàn vùng công thức (4) với giá trị mặt hiệu chỉnh của chính tầng đó. Bản đồ cấu trúc cho tầng móng sau khi đã hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu nước biển được thể hiện trên Hình 8 [4, 5].

- Đối với các khu vực có độ sâu nước biển sâu hơn 200m chưa có giếng khoan sử dụng hàm chuyển đổi

thời gian sang độ sâu xây dựng trên cơ sở tài liệu vận tốc xử lý như trên phương trình (1) và sử dụng phép hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu nước biển theo Hình 3.

Kết luận

- Với các khu vực có độ sâu nước biển lớn (hơn 200m), công việc chuyển đổi thời gian sang độ sâu sử dụng một hàm số xây dựng dựa trên tài liệu vận tốc xử lý là hợp lý và cần có hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu mực nước biển.
- Để hiệu chỉnh ảnh hưởng của độ sâu nước biển đến kết quả chuyển đổi thời gian sang độ sâu cho khu vực có độ sâu mực nước biển lớn chúng ta phải áp dụng phương trình (3).
- Để chuyển đổi thời gian sang độ sâu cho khu vực Tư Chính - Vũng Mây, nơi có độ sâu mực nước biển lớn và có một giếng khoan ta sử dụng phương trình (4), bộ bản đồ các ranh giới phản xạ chính trên miền thời gian đã được chuyển sang miền độ sâu và sử dụng để đánh giá triển vọng tiềm năng dầu khí.
- Với cách chuyển đổi thời gian sang độ sâu đã được sử dụng cho khu vực nghiên cứu, giá trị sai số của độ sâu mực nước biển đến giá trị độ sâu thực được xác định và sử dụng chúng, chúng tôi đã xây dựng được các bản đồ độ sâu cho các tầng minh giải. Kết quả này có độ chính

xác hơn và từ đó áp dụng cho các khu vực có độ sâu nước biển lớn và chưa có giếng khoan chúng ta nên sử dụng phương pháp chuyển đổi độ sâu như trên.

Tài liệu tham khảo

1. Báo cáo "Geological study of TC93 area - Report on results of TC93 seismic data interpretation - PVEP". 1994. Lưu trữ Trung tâm Lưu trữ Dầu khí.
2. Báo cáo "Minh giải tài liệu địa chấn 2D, vẽ bản đồ, đánh giá cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí khu vực Tây Nam bể Tư Chính - Vũng Mây". PVEP, 2005. Lưu trữ Trung tâm Lưu trữ Dầu khí.
3. Báo cáo tổng kết địa chất giếng khoan PV-94-2X cấu tạo Tư Chính. 1/1995. PVEP, Tp. HCM.
4. Báo cáo "Minh giải tài liệu địa chấn 2D khu vực Tư Chính - Vũng Mây đánh giá tiềm năng dầu khí". 2008, VPI. Lưu trữ Viện Dầu khí Việt Nam.
5. Lê Đức Công và nnk, 2011. Minh giải tài liệu địa chấn 2D khu vực Tư Chính - Vũng Mây theo phương pháp địa chấn địa tầng. Tạp chí Khoa học kỹ thuật Mỏ - Địa chất, Hà Nội.
6. Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam. NXB Khoa học và kỹ thuật. 2007.



Tàu Bình Minh 02. Ảnh: CTV

Đặc điểm cấu trúc và tiềm năng dầu khí đối tượng Synrift bể Nam Côn Sơn

ThS. Lê Văn Hiền, TS. Vũ Trụ, ThS. Nguyễn Văn Phòng
KS. Nguyễn Thị Bích Hà, ThS. Nguyễn Thị Tuyết Lan
Viện Dầu khí Việt Nam

Giới thiệu

Các thành tạo Synrift ở bể Nam Côn Sơn (tuổi Oligocen và Miocen sớm) là đối tượng tìm kiếm, thăm dò dầu khí chính nhưng chưa được nghiên cứu một cách chi tiết và tổng thể. Trong khuôn khổ bài viết này, nhóm tác giả đề cập một vài điểm mới về tiềm năng dầu khí và địa chất bể Nam Côn Sơn, đặc biệt là các thành tạo Synrift.

1. Sơ lược về địa tầng trầm tích bể Nam Côn Sơn (*)

Theo nghiên cứu thì bể Nam Côn Sơn được hình thành vào cuối thời kỳ Eocen và được xem như là hệ quả của quá trình tách giãn Biển Đông. Hầu hết các nhà nghiên cứu đều cho rằng ở bể Nam Côn Sơn có hai tầng cấu trúc chính là tầng cấu trúc dưới có tuổi trước Đệ tam và tầng cấu trúc trên là lớp phủ trầm tích Đệ tam (Hình 1)[1, 2, 3, 4, 5].

Tầng cấu trúc dưới là tầng móng không đồng nhất có tuổi khác nhau, trong đó chủ yếu là đá trầm tích Mesozoi. Đá móng granitoid tuổi trước Kainozoi đã phát hiện tương

đối rộng rãi ở nhiều giếng khoan trong phần lớn các lô thuộc phía Tây - Tây Bắc và Nam - Tây Nam.

Các thành tạo trầm tích Đệ tam phủ chồng gối trên các đá phiến lục gồm phylit, đá phiến serixit, cát bột kết dạng quacxit hoặc đá trầm tích biến chất xen kẽ đá phun trào núi lửa andesit, dacit, có nơi đạt chiều dày trên 10km và được phân chia thành một số hệ tầng sau:

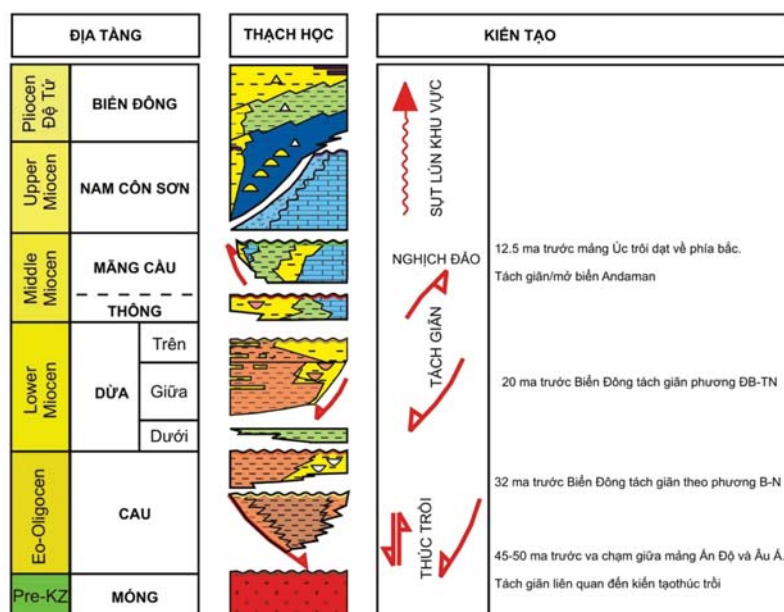
Hệ tầng Cau (tuổi Oligocen) lần đầu tiên được mô tả chi tiết tại giếng khoan Dừa-1X (lô 12) từ độ sâu 3.680 - 4.038m. Mặt cắt đặc trưng của hệ tầng tại giếng này gồm

chủ yếu là cát kết màu xám xen các lớp sét kết, bột kết màu nâu. Cát kết thạch anh hạt thô đến mịn độ lựa chọn kém, xi măng sét, cacbonat. Bề dày chung của hệ tầng lên tới 360m và vắng mặt phần lớn trong các đới nâng cao. Trầm tích của hệ tầng Cau có thể phân thành 3 phần:

+ Phần dưới cùng chủ yếu là cát kết hạt mịn đến thô, đôi chỗ rất thô hoặc sạn kết, cát kết chứa cuội, sạn màu xám sáng, nâu hoặc nâu đỏ phân lớp dày hoặc dạng khối chứa các mảnh vụn tan.

+ Phần giữa thành phần mịn chiếm ưu thế gồm các tập sét phân lớp dày màu xám, cát kết hạt mịn đến thô khá giàu vôi và vật chất hữu cơ cùng các lớp sét tan.

+ Phần trên cùng gồm xen kẽ cát kết hạt nhỏ đến trung màu xám.



Hình 1. Tổng quan lịch sử phát triển địa chất bể Nam Côn Sơn

(*) Trong bài viết này, tên gọi các lô lấy theo hệ thống phân chia trước năm 2000

Hệ tầng Dừa (tuổi Miocen sớm) phát triển rộng rãi trong vùng, chủ yếu là cát kết, bột kết màu xám sáng, xám lục xen kẽ với sét kết màu xám, xám đen đến xám xanh, các lớp sét chứa vôi, các lớp sét giàu vật chất hữu cơ có chứa than và các lớp than mỏng, đôi khi có những lớp đá vôi mỏng chứa nhiều hạt vụn hoặc đá vôi màu trắng xen kẽ trong hệ tầng [6, 7].

Hệ tầng Thông - Măng Cầu (tuổi Miocen giữa) chủ yếu là trầm tích lục nguyên, vôi và nằm chính hợp trên hệ tầng Dừa. Chúng phát triển mạnh về phía Bắc và phía Tây - Tây Nam của bể và thường chứa nhiều glauconit, hóa đá động vật biển, đặc biệt là Foraminifera. Các thành tạo cacbonat phát triển rộng rãi tại các khu vực nâng cao ở phần trung tâm bể, đặc biệt là tại các lô thuộc phần phía Đông bể, đá thường có màu trắng, trắng sữa, dạng khối dày chứa phong phú san hô và các hóa đá động vật khác và được thành tạo trong môi trường thềm, biển mở gồm các đá vôi ám tiêu và các lớp đá vôi dạng thềm phát triển tại các phần sườn thấp của các đới nâng, đôi khi gặp các lớp đá vôi dolomit xen kẽ [4, 5, 6].

Hệ tầng Nam Côn Sơn (tuổi Miocen muộn) chủ yếu là cát kết hạt mịn, màu xám trắng xen kẽ các lớp bột kết, sét kết giàu cacbonat và các lớp đá vôi, trong đá chứa nhiều hóa thạch Foraminifera và có sự biến đổi thạch học mạnh mẽ giữa các khu vực khác nhau của bể. Ở rìa phía Bắc (Lô 10, 11) [5, 6] và phía Tây - Tây Nam (Lô 20, 21, 22, 28) đá của hệ tầng chủ yếu là trầm tích lục nguyên gồm sét kết, sét vôi màu xám lục đến xám xanh, gắn kết yếu cùng các lớp cát bột kết chứa vôi đôi khi gặp một số thấu kính hoặc những lớp đá vôi mỏng chứa nhiều mảnh vụn lục nguyên [5]. Đá cát kết ở đây hạt nhỏ đến trung gặp nhiều trong các giếng khoan: GK 10-TM-1X, GK 11-1-CC-1X, GK 20-PH-1X, độ lựa chọn và mài tròn tốt, chứa hóa đá động vật biển và glauconit, đá được gắn kết trung bình chủ yếu bởi xi măng cacbonat. Ở các lô phía trung tâm, khu vực giếng khoan Dừa-1X, 12A-1X, Lô 04 mặt cắt lại gồm đá cacbonat và đá lục nguyên xen kẽ. Nhưng tại một số khu vực nâng cao về phía Đông - Đông Nam (GK 05-TL-1X, GK 06-LD-1X) đá cacbonat chiếm hầu hết trong mặt cắt của hệ tầng.

Về thành phần, môi trường thành tạo và các đặc tính khác của đá cacbonat hệ tầng Nam Côn Sơn là gần tương tự như đá cacbonat của hệ tầng Thông - Măng Cầu.

Các đặc điểm trầm tích, cổ sinh... đều cho thấy các thành tạo thuộc hệ tầng Nam Côn Sơn được hình thành trong môi trường biển nông thuộc đới trong của thềm

ở khu vực phía Tây, còn đới giữa - ngoài thềm ở khu vực phía Đông.

Hệ tầng Biển Đông (tuổi Pliocen) nằm bất chỉnh hợp lên trên hệ tầng Nam Côn Sơn phát triển rộng khắp trên toàn khu vực và có bề dày lớn, đặc biệt tại các lô phía Đông của bể (chiều dày > 1.500m). Hệ tầng chủ yếu gồm bởi sét/sét kết, sét vôi màu xám trắng, xám xanh bờ rời hoặc gắn kết yếu có chứa nhiều glauconit, pyrit và phong phú các hóa đá biển. Các lớp đá sét, sét kết có thành phần khá đồng nhất được thành tạo trong môi trường biển nông đến biển sâu. Phần lớn đá sét chỉ chứa một tỷ lệ rất nhỏ (thường không quá 10%) các hạt có kích thước cỡ bột và cát. Tuy mức độ gắn kết của đá còn kém nhưng với bề dày các lớp sét rất lớn đặc biệt tại các lô phía Đông phân bố khá ổn định trong toàn khu vực, với thành phần sét còn có mặt một lượng đáng kể khoáng vật montmorillonit có tính trương nở mạnh. Như vậy, các tập trầm tích hạt mịn thuộc hệ tầng Biển Đông được coi là tập chắn dầu và khí trung bình tới tốt mang tính chất toàn khu vực.

Các đặc điểm trầm tích và cổ sinh của hệ tầng Biển Đông cho thấy môi trường trầm tích là biển nông thềm trong ở phần phía Tây, đến thềm ngoài chủ yếu ở phần phía Đông của bể liên quan đến đợt biển tiến Pliocen trong toàn khu vực Biển Đông.

2. Đặc điểm cấu trúc

Các bản đồ đẳng sâu bề mặt nóc móng âm học, nóc Oligocen, nóc Miocen dưới và nóc Miocen giữa được xây dựng từ các bản đồ đẳng thời (phản xạ hai chiều/TWT) tương ứng theo phương trình $Y = 0,0002x^2 + 0,7217x + 15$, trong đó Y là độ sâu x là thời gian truyền sóng (TWT).

+ Nóc móng âm học có độ sâu thay đổi từ nông hơn 100m (ở đới phía Tây và đới nâng Côn Sơn) tới sâu hơn 10km (ở trũng Trung tâm và đới phía Đông và khu vực lô 131 tới lô 136).

+ Bản đồ nóc Oligocen mang dấu ấn kế thừa các hoạt động đứt gãy từ móng âm học. Các thành tạo Oligocen lấp đầy các trũng địa phương gá áp lên móng ở vùng rìa của bồn trũng và vắng mặt ở khu vực dải nâng Lô 28 - 29, một phần Lô 10, 11 và 19, khu vực Lô 18, 19, và 22 cũng như khu vực mỏ Đại Hùng.

+ Ranh giới nóc Miocen dưới được liên kết tin cậy từ các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn. Các thành tạo Miocen dưới nằm gá đẩy lên Oligocen và móng ở phần phía Tây

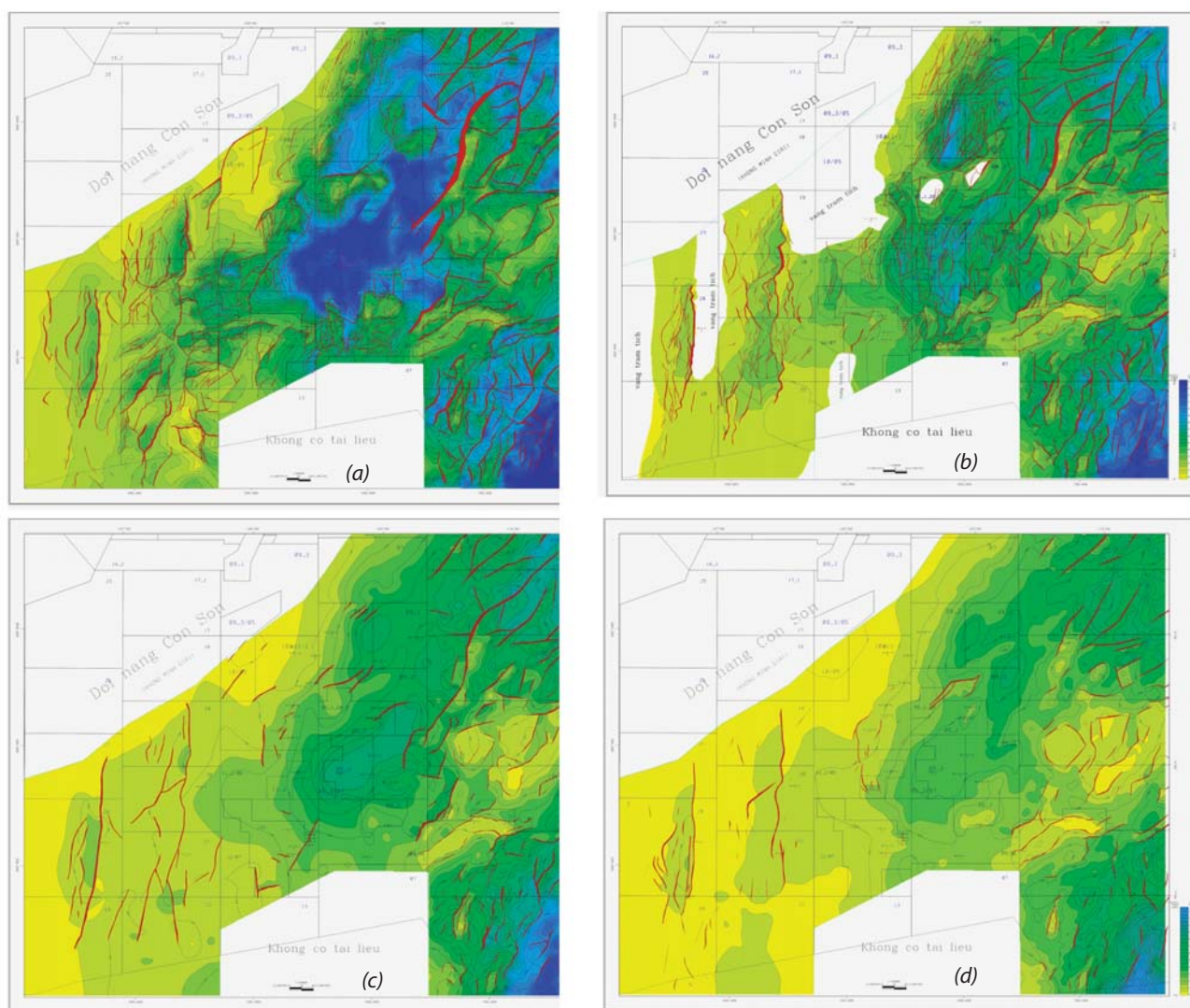
của bể và nâng Côn Sơn. Trầm tích Miocen dưới vắng mặt ở khu vực móng nâng cao phía Tây, một phần Nâng Côn Sơn và khu vực các Lô 10, 11, 18 và 19. Một số đứt gãy vẫn còn tiếp tục hoạt động tới cuối Miocen sớm. Nhìn chung cấu trúc của tầng nóc Miocen dưới đã đơn giản hơn nhiều so với cấu trúc các tầng nằm dưới.

+ Nóc Miocen giữa được liên kết từ các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn và có thể liên kết với ranh giới này ở bể Cửu Long. Các thành tạo Miocen giữa phân bố rộng và chỉ vắng mặt trên diện tích nhỏ của Lô 10 và 11. Cấu trúc tầng nóc Miocen giữa đơn giản hơn nhiều so với các tầng nằm dưới. Chỉ khu vực phía Đông của bể ranh giới nóc Miocen giữa bị phức tạp bởi sự phát triển mạnh mẽ của đá vôi và ám tiêu san hô. Còn ít đứt gãy hoạt động tới nóc Miocen giữa.

3. Tương đá cổ địa lý trong giai đoạn Synrift

3.1. Tương địa chấn

Các thành tạo Oligocen dưới là toàn bộ khối lượng trầm tích phân bố giữa bề mặt nóc móng âm học và đáy Oligocen trên. Tập này tương ứng với phần dưới của hệ tầng Cau. Đây là trầm tích lấp đầy vào các địa hào, bán địa hào và được hình thành sớm nhất trong khu vực bể Nam Côn Sơn. Tập địa chấn của lát cắt này thường có biên độ phản xạ yếu tới trung bình, dạng phản xạ tự do, tần số thấp. Những giếng khoan đã khoan vào phần trên của lát cắt này cho thấy có khá nhiều sét, nhưng ở phần dưới lát cắt trầm tích thô hơn, nhìn chung lát cắt có xu thế mịn dần lên phía trên.



Hình 2. Bản đồ cấu tạo giản lược nóc tầng móng (a), nóc Oligocen (b), nóc Miocen dưới (c) và nóc Miocen giữa bể Nam Côn Sơn (d)

Các thành tạo Oligocen trên được giới hạn dưới bởi nóc Oligocen sớm và nóc Oligocen. Đây là tập địa chấn khá dày có chỗ tới hơn 1s. Tập trầm tích này lấp đầy các địa hào và bán địa hào trong khu vực bể Nam Côn Sơn nhưng có biên độ phản xạ từ trung bình tới mạnh, dạng phản xạ từ song song tới tỏa tia. Tập này tương ứng với lát cắt phần trên của tập Cau. Ở các trung địa phương như trung Hoa Tím, trung Trung tâm... các thành tạo này có tướng trầm tích thay đổi từ aluvial, fluvial tới đầm hồ hoặc từ aluvial, fluvial tới trầm tích ven bờ. Ở một số giếng khoan trong khu vực bể Nam Côn Sơn tập này là tập sét dày có khả năng sinh dầu và khí đã được kiểm chứng. Nhiều giếng khoan trong bể Nam Côn Sơn đã phát hiện than trong lát cắt này.

Các thành tạo Miocen dưới (Hình 3b) có thể chia ra làm 3 phần:

- + Phần dưới chủ yếu có dạng lấp đầy các địa hình cổ thấp của thời kỳ cuối Oligocen. Đây là tập trầm tích thô là tầng chứa có chất lượng từ trung bình đến tốt.
- + Phần giữa chủ yếu có biên độ phản xạ thay đổi mạnh. Tập này có tướng trầm tích thay đổi nhanh.
- + Phần trên có dạng phản xạ song song đến tỏa tia. Tập này có diện phân bố rộng tương ứng với thời kỳ biển tiến cuối Miocen dưới. Tập này được trầm tích trong môi trường biển hơn so với hai tập dưới và khả năng chắn cũng tốt hơn.

Tập Miocen giữa là phần khối lượng được giới hạn dưới bởi nóc Miocen dưới và nóc Miocen giữa. Tập có

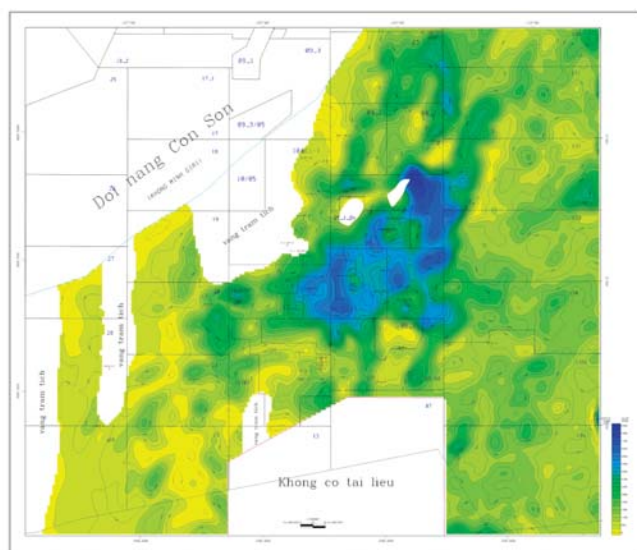
diện phân bố rộng hơn tập Miocen dưới, tập còn mở rộng sang cả bể Cửu Long. Tập Miocen giữa tương ứng với hệ tầng Thông - Măng Cầu và biên độ phản xạ địa chấn từ mạnh đến trung bình, độ liên tục tốt, tần số cao, dạng phản xạ song song hay tỏa tia. Có thể chia tập này làm hai phụ tập:

- + Phụ tập dưới là các thành tạo lấp đầy các trung tâm sụt lún vào thời kỳ Miocen giữa (tập Thông) có biên độ phản xạ địa chấn từ thấp đến trung bình, dạng phản xạ song song tới tỏa tia và có môi trường trầm động thay đổi từ ven bờ đến châu thổ.
- + Phụ tập trên tương ứng với tập Măng Cầu, chủ yếu là bột xen với các lớp cát mỏng và đá vôi (tập biển dưng), nhưng nhiều nơi trong bể ranh giới giữa phụ tập dưới và phụ tập trên (giữa Thông và Măng Cầu) rất khó xác định.

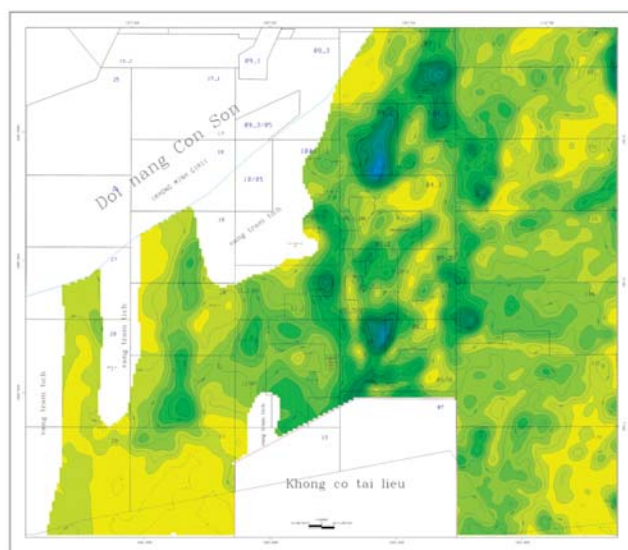
3.2. Tướng đá cổ địa lý

Các kết quả nghiên cứu địa tầng, trầm tích và khoan... cho thấy hệ tầng Cau có tuổi Oligocen và là các thành tạo trầm tích chủ yếu được trầm động trong môi trường sông - châu thổ (fluvio-deltaic) và được phủ bởi các trầm tích đồng bằng ven hồ, đôi khi có than. Phần trên là sét tối màu đôi khi xen với bột, cát và than; phần giữa là cát dạng khối xen các lớp sét và đôi khi có than; phần dưới là các lớp cát, bột, sét và than (Premier oil, reserves assessment report November, 2007).

Do chịu ảnh hưởng của giãn đáy Biển Đông bể Nam Côn Sơn bị kéo toạc, tạo các trũng, các trung tâm tích tụ,



(a)



(b)

Hình 3. Hình ảnh bản đồ đẳng dày trầm tích Oligocen (a) và trầm tích Miocen dưới (b)

đáng chú ý là hai trung tâm trầm tích chính của hệ tầng Cau gồm trung tâm, trung Bắc (nằm ở vùng Đông Bắc bể) có hướng Đông Bắc - Tây Nam (hướng của tách giãn Biển Đông) và các trung địa phương nhỏ (trung Hoa Tím...). Trầm tích lấp đầy các trung này thường có tướng thay đổi từ trầm tích lục địa (không biển) ở phần thấp của các trung đến tướng ven bờ và đầm hồ ở phần trên lát cắt Oligocen và phần trung tâm các trung địa phương.

Các thành tạo Miocen sớm (hệ tầng Dừa) vừa có tiềm năng chứa, tiềm năng chắn và tiềm năng sinh. Phần dưới tập Dừa sét chiếm ưu thế và thường được biết đến từ tầng sét Dừa. Phủ trên tập sét này là tập trầm tích có biên độ phản xạ mạnh hơn (như đã trình bày ở phần trên), các kết quả khoan cho thấy tập phủ trên là tập cát, sét xen kẽ.

Hình 2a cho thấy hướng chủ đạo của các trung tâm trầm tích này là hướng Bắc Nam. Từ các kết quả nghiên cứu về tướng địa chấn có thể thấy rằng sang đầu Miocen, hoạt động tách giãn Biển Đông kết hợp với chuyển động xoay theo chiều kim đồng hồ của khối Đông Dương cũng như sự dịch chuyển về phía Nam của khối Borneo đã làm cho hoạt động tách giãn ở thời đoạn này có xu thế chuyển dần tới gần Bắc Nam. Tướng trầm tích của tập này thay đổi từ lục nguyên ở phía Tây tới trầm tích gần bờ ở khu vực Lô 07, 11 và 12... sang trầm tích có tính biển hơn ở vùng trung tâm.

Các thành tạo Miocen giữa (hệ tầng Thông - Măng Cầu) có môi trường sườn lục địa, đôi chỗ là châu thổ. Trung tâm trầm tích chính nằm ở khu vực Lô 05 và phía Đông Lô 11. Với các kết quả nghiên cứu về tướng địa chấn có thể cho rằng tập Thông có tướng trầm tích sườn thềm ở khu vực Lô 05, phía Đông Lô 11 và có sự thay đổi dần sang tướng trầm tích gần bờ hơn ở phía Tây và vùng rìa bể.

Các kết quả khoan cho thấy tướng trầm tích của "tập Măng Cầu" chuyển sang biển nông với sự phát triển của đá vôi, đây là tập trầm tích biển dừng. Như vậy, ở khu vực các đới nâng và khu vực

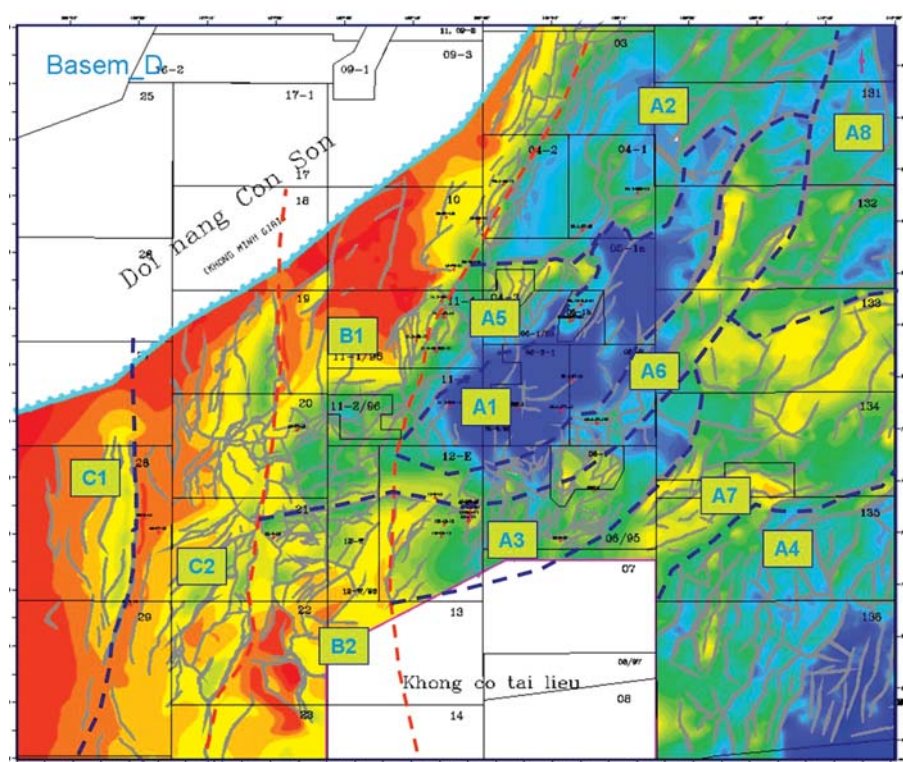
phía rìa các Lô 05 và phía Đông Lô 11 các thành tạo trầm tích chủ yếu có tướng biển ven bờ và là nơi có tiềm năng phát triển đá vôi.

4. Kiến tạo bể Nam Côn Sơn

4.1. Hệ thống đứt gãy

Hệ thống đứt gãy phương Bắc - Nam chủ yếu tập trung trên đới phân dị phía Tây, phụ đới nâng cận Natuna. Các đứt gãy thuộc hệ thống này thường có chiều dài lớn, biên độ thay đổi trong khoảng vài trăm mét đến một nghìn mét, một số đứt gãy có biên độ đạt tới 2.000 - 4.000m. Dọc các đứt gãy có tính khu vực thuộc hệ thống này phát triển các trung sâu, hẹp ở cánh sụt và các dải cấu trúc vòm kể áp đứt gãy ở cánh nâng của các đứt gãy [4, 5, 6].

Hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam phân bố hạn hẹp chỉ tập trung trên phụ đới phân dị phía Bắc và đới trung tâm, chúng đều là các đứt gãy có chiều dài nhỏ hơn các đứt gãy của hệ thống Bắc - Nam. Đây là các đứt gãy có biên độ biến đổi lớn từ vài trăm mét đến ba nghìn mét dọc theo phương kéo dài của đứt gãy. Ví



Hình 4. Sơ đồ phân vùng kiến tạo bể Nam Côn Sơn trên bản đồ cấu tạo nóc móng
Đới trung tâm phía Đông: A1 - Trung tâm, A2 - Trung Đông Bắc, A3 - Trung Nam Dừa, A4 - Trung Đông Nam, A5 - Đới nâng Măng Cầu, A6 - Đới nâng Dừa, A7 - Đới nâng Tư Chính - Đá Lát, A8 - Trung Nam Biển Đông, B. Đới phân dị chuyển tiếp: B1 - Phụ đới phân dị phía Bắc, B2 - Phụ đới cận Natuna, C. Đới phân dị phía Tây: C1 - Phụ đới rìa Tây, C2 - Phụ đới phân dị phía Tây

dự ở phụ đới phân dị Bắc các biên độ đứt gãy thay đổi từ 1.000 - 3.000m, còn trong phụ đới trung Bắc và vùng giáp ranh với phụ đới phân dị Bắc từ 1.800 - 3.500m. Các đứt gãy này có mặt trượt đổ về phía Đông Nam, tạo sụt bậc mạnh, từ đới nâng Côn Sơn qua phụ đới phân dị Bắc và về trung tâm phụ đới trung Bắc. Dọc theo các đứt gãy này phát triển nhiều cấu trúc vòm, vòm kề đứt gãy kéo dài cùng phương. Theo nhiều nhà nghiên cứu thì hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam có từ trước Oligocen và được phát triển tới cuối Miocen, thậm chí có một số còn phát triển tới tận Pliocen (ở khu vực Lô 04-1, 04-3).

Hệ thống đứt gãy phương Đông - Tây phát triển không phổ biến, phân bố không tập trung và thường có chiều dài nhỏ, chúng có lịch sử phát triển sớm (từ trước Oligocen) nhưng hầu hết ngưng nghỉ trong Miocen sớm - giữa [2, 6].

Các đơn vị cấu trúc: Từ các phân tích về hình thái cấu trúc, lịch sử phát triển địa chất, trầm tích... có thể chia bể Nam Côn Sơn (đơn vị cấu trúc bậc 1) ra 3 đơn vị cấu trúc bậc 2 (A - Đới trung phía Đông, B - Đới phân dị chuyển tiếp và C - Đới phân dị phía Tây). Các đơn vị cấu trúc này lại được cấu tạo từ các cấu trúc bậc 3 (Hình 4).

5. Hệ thống dầu khí bể Nam Côn Sơn

5.1. Đá mẹ

5.1.1. Đá mẹ Miocen dưới

Các kết quả phân tích địa hóa [3, 5, 6, 8] ở bể Nam Côn Sơn cho thấy trầm tích Miocen dưới tương đối giàu vật

chất hữu cơ (VCHC) và được xem là tầng đá mẹ tương đối quan trọng ở bể Nam Côn Sơn. Đây là các thành tạo được lắng đọng trong môi trường lục địa và hỗn hợp giữa đầm lầy và chuyển tiếp.

Các trầm tích hạt mịn có hàm lượng vật chất hữu cơ ở mức trung bình (TOC hầu hết nhỏ hơn 1,0%), HI thấp (không vượt quá 250mg/g), tiềm năng sinh rất thấp (1 - 3mg/g).

Một số tập than và sét than được phát hiện ở các Lô 04 cho thấy có tiềm năng sinh rất tốt (với TOC 20 - 50%, S2 có nơi đạt 100mg/g và HI lớn hơn 300mg/g).

5.1.2. Đá mẹ Oligocen

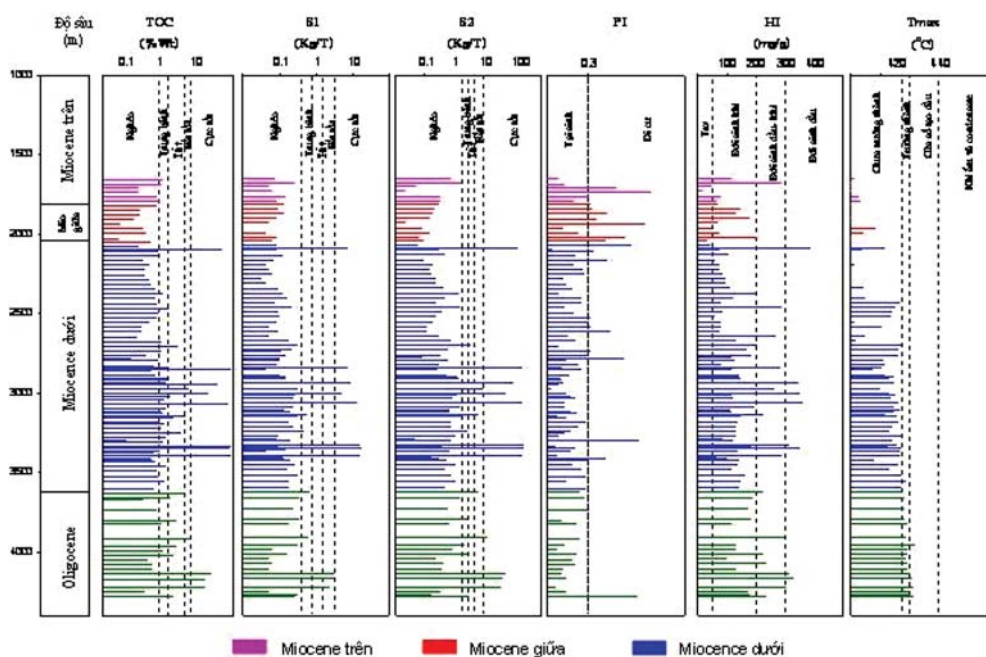
Phần trên của lát cắt Oligocen tương đối giống Miocen dưới về tính chất sinh dầu khí. Các tập sét than trong trầm tích Oligocen đã được phát hiện rải rác ở các Lô 05, 11, 12 và 20... và có TOC dao động trong khoảng 4,08 - 16,1% (trung bình 8,4); S2: 8,0 - 45,4mg/g (TB 19,4mg/g); HI: 199 - 282mgHC/gTOC (TB 216mg/g). Như vậy, đá mẹ thuộc phần trên mặt cắt Oligocen có thể đã được trầm tích đọng trong môi trường fluvial và delta.

Trong khi đó, ở phần dưới của lát cắt Oligocen, đá mẹ có thể mang tính đầm hồ. Điều đặc biệt này thể hiện qua các kết quả phân tích mẫu dầu khí đã được phát hiện, cũng như các mẫu chiết từ đá.

Các kết quả phân tích mẫu cho thấy hàm lượng VCHC tập trung cao ở Lô 05, 12, 20, 22, nhưng giảm dần về phía Lô 11 và 04 và có xu thế giảm dần theo hướng Tây Nam - Đông Bắc [3, 5, 6, 8]:

+ Hàm lượng TOC cao nhất ở Lô 05: (trung bình 1,67%), thấp nhất ở Lô 11 (trung bình 0,6%). S2 trung bình thay đổi từ 0,75 - 4,67mg/g; HI trung bình thay đổi từ 191 - 273mgHC/gTOC.

+ Hàm lượng VCHC thấp nhất được biết tại các Lô 11 và 04-3, đường đẳng giá trị TOC = 1% là đường giới hạn khả năng sinh hydrocarbon thuộc loại trung bình bao quanh khu vực này.



Hình 5. Kết quả phân tích nhiệt phân mẫu đá giếng khoan GK11.1-CPD-1X

5.2. Đặc điểm dầu, khí và condensat bể Nam Côn Sơn

Về nguồn gốc, dầu ở bể Nam Côn Sơn gồm hai nhóm chính nhưng đều có xuất xứ từ vật chất hữu cơ lục nguyên (terrigenous organic matter) trong đó một nhóm có liên quan đến VCHC đầm hồ, nhóm còn lại - đá mẹ vùng delta. Trong nhiều văn liệu, các nhóm dầu và đá mẹ này được gọi là các “hệ thống dầu mỡ” và được định danh là hệ thống đầm hồ (lacustrine system) và hệ thống bồi tích - delta (fluvio-deltaic system).

Sự phân bố của dầu khí hai hệ thống này rất phức tạp. Đôi khi ở một mỏ quan sát thấy hai loại dầu khác nhau (Đại Hùng), thậm chí ngay trong một giếng khoan ở hai độ sâu khác nhau lại có các “họ” dầu khác nhau (GK Thanh Long 2X). Trong hầu hết các trường hợp, dầu khí được phát hiện là kết quả sự pha trộn giữa hai loại nguồn gốc nói trên.

Từ các kết quả nghiên cứu dầu và condensat có thể khẳng định đá mẹ đầm hồ ở bể Nam Côn Sơn là rõ ràng, nhưng các kết quả phân tích mẫu đất đá các loại thì bức tranh về đá mẹ đầm hồ chỉ lờ mờ, không rõ. Thực tế này có thể là cho đến nay, vẫn chưa ở giếng khoan nào của bể Nam Côn Sơn gặp một tập trầm tích đủ dày và đủ giàu VCHC đầm hồ để khẳng định là đá mẹ tốt.

5.2.1. Đá chứa

Ở khu vực bể Nam Côn Sơn, qua các kết quả minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan (ĐVLGK) và các tài liệu địa chất - địa vật lý khác [6, 9, 10, 11] cho thấy rằng đối tượng chứa dầu khí tầng synrift bao gồm đá cát kết có tuổi Miocen sớm và Oligocen. Trên cơ sở tổng các kết quả phân tích thạch học, tài liệu Mud log, ĐVLGK, MDT và DST... các loại đá chứa nói trên được nghiên cứu theo bốn khu vực chính (Hình 6).

- + Đối trũng phía Đông.
- + Đối phân dị chuyển tiếp phía Bắc.
- + Phụ đới cận Natuna.
- + Đối phân dị phía Tây.

5.2.2. Cát kết Miocen dưới

Ở đới trũng phía Đông, cát kết phần lớn thuộc loại lithicarkos và feldspathic litharenite với thành phần chủ yếu là thạch anh, feldpat và mảnh

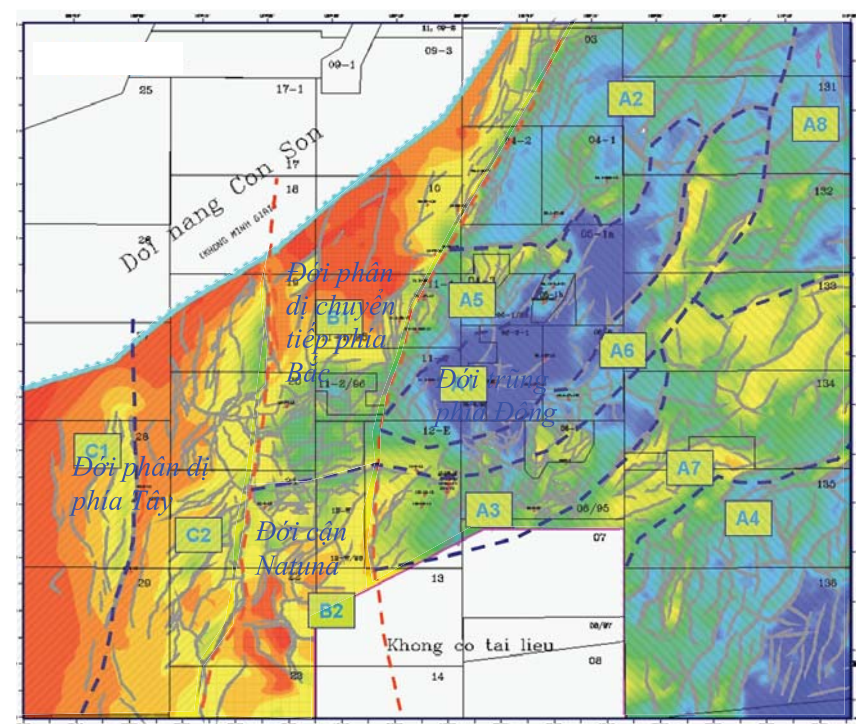
đá được gắn kết khá chặt bởi xi măng giàu cacbonat và khoáng vật sét kiểu cơ sở và lấp đầy.

Nếu lấy giá trị độ thấm là 1mD thì giá trị ngưỡng tương ứng của độ rỗng đạt khoảng 12%.

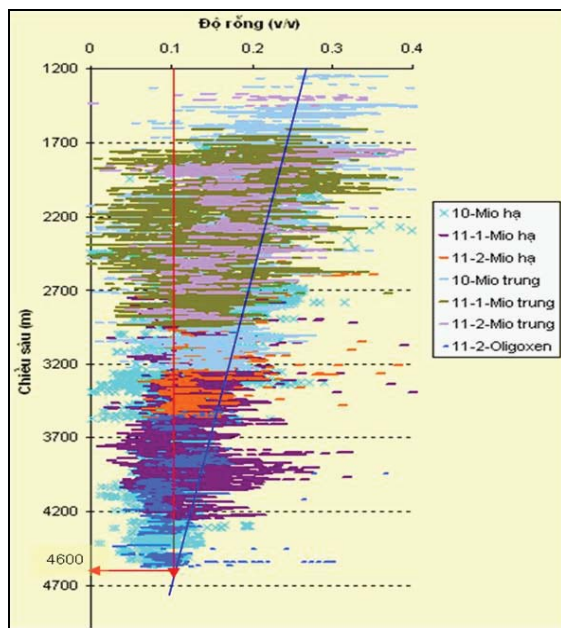
Theo kết quả phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan khu vực các Lô 04, 05 và 06, đá chứa có hàm lượng sét thay đổi từ 18 - 21%, trung bình khoảng 20%; độ rỗng hiệu dụng thay đổi từ 12 - 15%, trung bình khoảng 13%; độ bão hòa nước thay đổi từ 48 - 57%, trung bình khoảng 52%.

Ở đới phân dị phía Bắc kết quả phân tích tài liệu ĐVLGK tại các giếng khoan thuộc lô 10 và 11 cho thấy đá chứa cát kết tại khu vực này có hàm lượng sét khá thấp, thay đổi từ 18 - 23%, trung bình đạt 20%; độ rỗng từ 14 - 19%, trung bình khoảng 17%; độ bão hòa nước trung bình khoảng 50%.

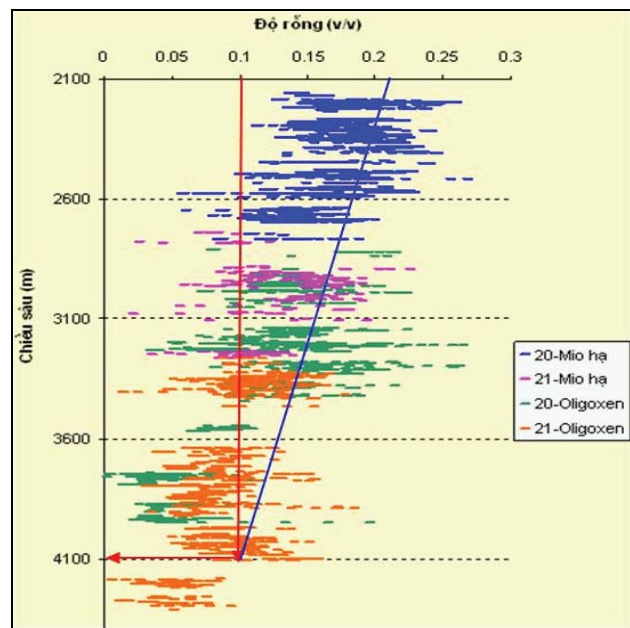
Ở đới phân dị phía Tây đá chứa cát kết chủ yếu có kích thước hạt từ trung bình đến thô, độ lựa chọn mài tròn từ trung bình đến tốt, hạt từ góc cạnh đến bán tròn cạnh. Ngoài ra cũng thường gặp các tập cát kết chứa các thấu kính sét hoặc là xen kẽ khá nhịp nhàng với các lớp sét, bột kết mỏng. Đá phổ biến chứa khoáng vật glauconit, siderit. Cát kết đa phần thuộc loại feldpat litharenit và litharenit. Hàm lượng sét trung bình 22%. Độ rỗng trung bình 20% và độ bão hòa nước khoảng 50%.



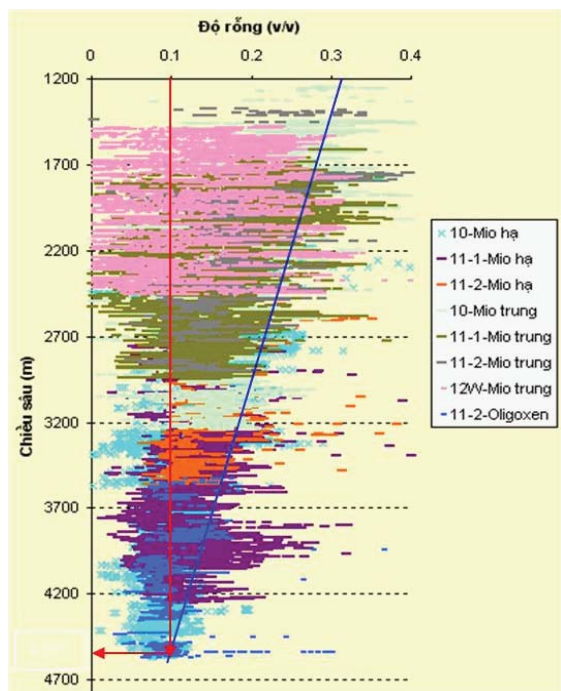
Hình 6. Sơ đồ phân vùng nghiên cứu đá chứa



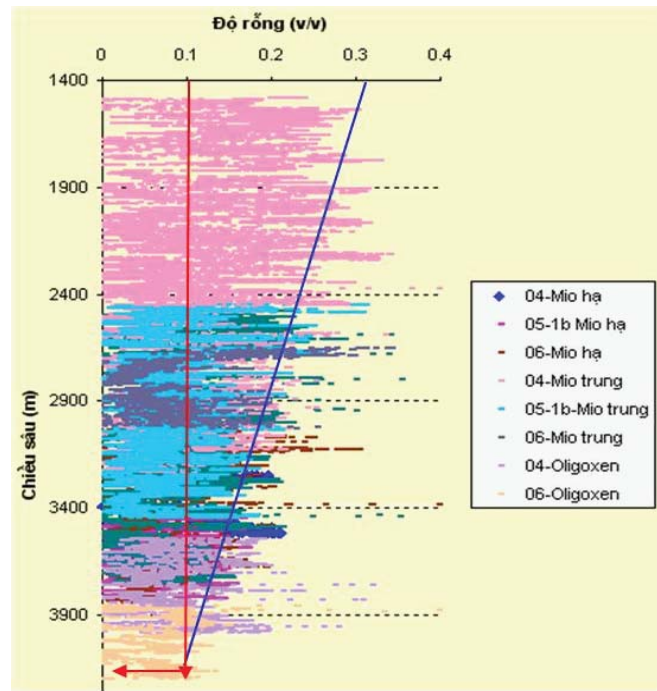
(a)



(b)



(c)



(d)

Hình 7. Quan hệ giữa độ rỗng cát kết và chiều sâu bể Nam Côn Sơn

Ở đới phân dị phía Nam, đá chứa cát kết Miocen dưới có màu từ nâu đến nâu đỏ, xám lục. Độ lựa chọn trung bình, hạt từ góc cạnh đến bán tròn cạnh. Độ hạt từ mịn đến thô, phần lớn có kích thước trung bình. Cát kết chủ yếu là feldspathic litharenit và litharenit. Kết quả phân tích cho thấy, đá chứa tại khu vực này thấp, thay đổi từ 10 - 20%, trung bình khoảng 14%; độ rỗng từ 15 - 19%, trung bình đạt 17%; độ bão hòa nước trung bình, khoảng 50%.

5.2.3. Cát kết Oligocen

Ở đới trung phía Đông, đá chứa có hàm lượng sét thấp hơn so với đá chứa tuổi Miocen, trung bình khoảng 14%; độ rỗng giảm, thay đổi từ 11 - 15%, trung bình khoảng 13%; độ bão hòa nước thấp, trung bình đạt 45%.

Ở đới phân dị chuyển tiếp - đới phân dị phía Bắc, đá chứa tuổi Oligocen có hàm lượng sét thấp, khoảng 16%; độ rỗng trung bình khoảng 15%; độ bão hòa nước trung bình khoảng 48%.

Ở đới phân dị phía Tây, đá chứa có độ rỗng trung bình 17% và độ bão hòa nước là 53%.

Ở đới phân dị chuyển tiếp - phụ đới phân dị phía Nam đá chứa cát kết tuổi Oligocen thuộc đới phân dị phía Tây có độ mài tròn, chọn lọc kém, hạt chủ yếu là góc cạnh, đôi chỗ bán tròn cạnh. Độ hạt từ mịn đến thô. Khoáng vật chủ yếu là các mảnh vụn thạch anh (trung bình từ 50 - 55%). Cát kết chủ yếu là feldspathic litharenit, đôi chỗ là litharenit hoặc lithicarkos. Hàm lượng feldspar biến đổi từ 4 - 13%, trung bình từ 6 - 9%, trong đó K-feldspar chiếm ưu thế hơn so với plagioclase. Các mảnh đá đạt trung bình từ 20 - 25%, chủ yếu gồm các vụn núi lửa (rhyolite, andesite) và biến chất (phyllite, schist và metaquartzite), ngoài ra là các đá trầm tích hoặc granitoid.

Đá chứa có hàm lượng sét thấp, trung bình khoảng 13%. Độ rỗng trung bình 14% và độ bão hòa nước trung bình là 50%. Tại khu vực phía Đông, ta thấy nếu sử dụng giá trị ngưỡng của độ rỗng là 10% thì ở khu vực này tới khoảng độ sâu 4.200m các vỉa cát kết vẫn còn có khả năng chứa dầu khí. Trong khi với các khu vực phụ đới phân dị phía Bắc, phía Tây và phía Nam, giá trị này lần lượt là 4.500m, 4.100m và 4.900m.

5.3. Đá chắn

Ở bể Nam Côn Sơn, các tầng chắn chủ yếu mang tính địa phương [5, 6, 9], khó có thể tồn tại một tầng chắn rộng lớn. Các tập sét địa phương hình thành riêng biệt trong các giai đoạn địa chất nhất định (thường gắn với giai đoạn transgression).

Theo kết quả mới nhất trong nghiên cứu chung giữa Viện Dầu khí Việt Nam và Công ty Corelab (2009 - 2010), trong lát cắt trầm tích từ Oligocen đến Miocen trên có rải rác các tầng chắn địa phương. Kết quả phân tích hai mẫu "chắn tiềm năng" tuổi Oligocen (4.000m, 12W-HA-1X; 3.315m, 11.1-CH-1X) cho thấy hàm lượng sét nói chung thấp (< 27%) và các tính toán cho thấy đó là tầng chắn khí rất tốt và chắn dầu tốt (?). Sáu mẫu chắn "tiềm năng" tuổi Miocen sớm ở các Lô 11.1, 11.2, 12, 20, 21 và PV94 được phân tích đã cho kết quả rất khác nhau về tổng độ sét và cacbon

hữu cơ cũng như cấu - kiến trúc và các tính chắn không rõ ràng. Tương tự, các mẫu trong Miocen trên và trẻ hơn cũng cho kết quả không chắc chắn về tính chắn.

6. Vài nét về mô hình địa hóa dầu khí

Mô hình địa hóa 2D đã khôi phục lại quá trình sinh, di cư và tích tụ dầu khí, 4 tuyến địa chấn (S-14, n S-5, S-20 và S21) được lựa chọn để chạy mô phỏng quá trình trưởng thành của đá mẹ và quá trình di thoát, di cư và nạp bẫy.

Các giai đoạn gián đoạn trầm tích và bóc mòn được xác định trên mặt cắt minh giải địa chấn.

Thành phần thạch học được xác định từ số liệu thực tế (phân tích mẫu và địa vật lý giếng khoan).

Các đứt gãy là yếu tố quan trọng trong kết quả mô hình. Thời gian, độ kín, hở của các đứt gãy dự báo theo tài liệu địa vật lý và cho rằng 10m của vùng đứt gãy tương đương 10mD.

Hai "hệ thống" đá mẹ được đưa vào mô hình. Đá mẹ lacustrine phân bố ở vùng có trầm tích Oligocen dày với ước chừng khoảng gần nửa chiều dày của Oligocen chứa đá mẹ đầm hồ, trong đó Oligocen "dưới" chứa khoảng 2% TOC và HI khoảng 600mgHC/gTOC.

Lịch sử địa nhiệt được tối ưu hóa trên cơ sở so sánh các tham số thực trực tiếp như độ trưởng thành (%Ro,

Bảng 1. Kết quả mô hình địa hóa bể Nam Côn Sơn: độ sâu hiện tại của các ngưỡng trưởng thành

Điểm/GK	Ngưỡng trưởng thành của đá mẹ ở độ sâu hiện tại (m)					Đáy (m)
%Ro	0,55	0,72	1	1,3	2	
1	1.800	2.400	2.050	3.600	-	4.000
5	1.900	2.500	3.200	3.650	4.600	4.950
10-PM-1X	2.200	2.700	3.300	-		3.750
10-PM-1X	2.250	2.800	3.750	4.100	5.000	5.700
05.3-TT-1X	2.400	3.200	4.000	4.550	5.450	7.300
40	2.400	3.100	3.850	4.400	5.200	5.550
11.1-CH-1X	2.400	2.950	3.600	-	-	5.250
12	2.800	3.600	4.800	5.300	6.400	7.900
19	2.600	3.600	4.800	5.150	6.200	8.100
12-LK-1X	2.500	3.200	4.100	4.400		6.400
12-CS-1X	2.450	3.200	4.050	4.400	-	5.100
28-A-1X	2.100	-	-	-	-	2.100
20-PH-1X	1.870	2.450	-	-	-	2.900
23	1.950	2.550	3.100	3.600		5.420
	2.100	-	-	-	-	2.100
10	2.300	3.150	-	-	-	3.450
15	2.600	3.300	4.250	4.700	-	5.600
11.2-RB-1X	2.200	2.800	3.600	3.850	4.800	5.950
40	2.200	3.100	4.100	4.450	5.400	7.500

Bảng 2. Kết quả mô hình địa hóa bể Nam Côn Sơn: thời gian thành tạo hydrocarbon

Tuyến	Điểm	Tập đá mẹ	Thời gian sinh dầu (MA)		Thời gian sinh khí (MA)	
			BĐ sinh	Sinh ổ ạt	BĐ sinh	Sinh ổ ạt
S ₁₄	05.3-TT-1X	Oligocen dưới	20,5	15,5-16,5	15	14-12
		Oligocen trên	16	15,5-12	Sinh khí ít	
		Miocen dưới 1	Sinh dầu và khí ít			
		Miocen dưới 2	15	8-4	6	4-0
		Nóc Miocen dưới	Sinh dầu và khí ít			
	10-PM-1X	Oligocen dưới	19	16-13	15	14-10
		Oligocen trên	18	14-8	13	8-0
		Miocen dưới 1	15	8-2	6	4-0
		Miocen dưới 2	13	8-0	8	6-0
		Nóc Miocen dưới	6	2-0	4	2-0
S ₅	12-LK-1X	Oligocen dưới	26	17-12	17,5	14-10-0
		Oligocen trên	Sinh dầu và khí ít			
		Miocen dưới 1	10	4-0	7	2-0
	Column 19	Oligocen dưới	29	26-23	26	18-14
		Oligocen trên	20	17-13	Sinh khí ít	
		Miocen dưới 1	15	13-8		
	Column 10	Oligocen dưới	29	26-24; 22-15	27	17-11-0
		Oligocen trên	15	13-15,5	Sinh khí ít	
S ₂₀	20-PH-1X	Oligocen dưới	20	4-0	10	4-0
		Oligocen trên	16	12-10-0	Sinh khí ít	
S ₂₁	Column 40	Oligocen dưới	27	18-15,5	18	17-14
		Oligocen trên	18	15-14	16	12-8
		Miocen dưới 1	17	13-10	Sinh khí ít	
		Oligocen dưới	20	17-14	16	13-8
	11.2-RB-1X	Oligocen trên	16	13-9	Sinh khí ít	
		Miocen dưới 1	Sinh dầu khí không đáng kể			
		Column 18	Oligocen dưới	20	16,5-14	17
	Oligocen trên		16	13-8	Sinh khí ít	

Tmax, nhiệt độ, GC, GCMS...). Qua quá trình tối ưu hóa này, không những nhiệt độ mà các tham số khác cũng được xem xét, điều chỉnh (như thời gian và chiều dày bóc mòn).

Kết quả nghiên cứu mô hình của các điểm mô phỏng trên 4 tuyến mặt cắt hiện tại cho thấy độ sâu vào ngưỡng trưởng thành (0,55%Ro) thay đổi từ 1.800 - 2.600m, pha chính tạo dầu (0,72%Ro) thay đổi từ 2.400 - 3.300m vào pha tạo khí ẩm và condensat (1,3%Ro) từ 3.600 - 4.700m, pha tạo khí khô (> 2%Ro) điểm từ 4.600 - 6.400m. Trên cả 4 tuyến mặt cắt cho thấy đá mẹ Oligocen có bề dày trầm tích lớn, phần lớn tập đá mẹ này đã sinh dầu và khí, tại các trũng sâu là những vùng đá mẹ có khả năng sinh dầu và khí tốt nhất, phần trên của đá mẹ Oligocen ở những vùng bị nâng lên bào mòn quá trình sinh hữu cơ bị hạn chế.

7. Kết luận

Đá mẹ "Lacustrine" phân bố như thế nào và việc dự báo sự tồn tại của đá mẹ này vẫn là một thách thức với nhiều nhà địa chất dầu khí, tuy nhiên một số vấn đề đã từng bước được sáng tỏ:

+ Bể trầm tích dầu khí Nam Côn Sơn là một bể Rift Đệ tam, quá trình phát sinh và phát triển liên của bể quan mật thiết tới tiến trình tách giãn Biển Đông. Bể được giới hạn về phía Tây Bắc bởi dải nâng Côn Sơn, phía Nam - Đông Nam bởi đới nâng Natuna... Ở bể Nam Côn Sơn có 2 pha tách giãn (rifting): pha thứ nhất xảy ra trong Oligocen (còn được xem là tuổi tạo bể), pha muộn có lẽ được bắt đầu trong Miocen sớm, nhưng thời gian kết thúc của nó vẫn còn được tranh luận, chưa thống nhất.

+ Các thành tạo mìn đồng tách giãn/Synrift là đối tượng quan trọng về tiềm năng dầu khí bể Nam Côn Sơn, đặc biệt là tiềm năng sinh.

+ Có hai tầng đá mẹ chính: Đá mẹ Miocen dưới (sét, sét than và than) chứa vật liệu hữu cơ có nguồn gốc thực vật bậc cao trên cạn, có khả năng sinh khí là chủ yếu (có xu hướng sinh sinh khí) nhưng chủ yếu đang nằm trong pha tạo dầu nên có ý nghĩa rất ít trong việc cung cấp sản phẩm cho quá trình nạp bể. Đá mẹ được dự báo và chứng minh qua sản phẩm dầu khí có tuổi Oligocen chứa vật liệu hữu cơ đầm hồ là chủ yếu, được hình thành trong giai đoạn đầu tạo rift, ở các vùng trũng sâu dọc theo trục tách giãn Biển Đông cổ tầng đá mẹ có khả năng sinh dầu là chủ yếu, có liên quan đến các phát hiện dầu ở bể Nam Côn Sơn. Đá mẹ Oligocen ở các vùng trũng sâu (Lô 04, 05...) bước vào pha tạo dầu rất sớm (29MA), pha di cư dầu mỏ nguyên sinh xảy ra khoảng 15MA và hiện tại đang trong giai đoạn tạo khí khô. Do vậy, các cấu tạo triển vọng nằm trong vùng trũng sâu của móng có xác suất chứa khí rất cao, khó có khả năng chứa dầu. Cho nên, khu vực rìa xa trũng trung tâm, đặc biệt là khu vực Lô 21 và 22 là các đối tượng nên được quan tâm nghiên cứu.

+ Các đối tượng chứa chính ở bể Nam Côn Sơn bao gồm các đá trầm tích từ Oligocen đến Miocen trên, đá cacbonat Miocen giữa, đá móng.

+ Ở bể Nam Côn Sơn, các tầng chắn chủ yếu mang tính địa phương, khó có thể tồn tại một tầng chắn rộng lớn. Các tập sét địa phương hình thành riêng biệt trong các giai đoạn địa chất nhất định (thường gắn với transgression).

Tài liệu tham khảo

1. Conoco Phillips, 2006, *Exploration potential of deepwater blocks 135/136 Nam Con Son basin - Vietnam*. Lưu trữ PVN (PAC).
2. Lee et al, 2001. *Geologic Evolution of the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore Southern Vietnam, East Sea*. AAPG Bulletin, V. 85, No. 6.
3. Nguyễn Thị Dụ và nnk, 2000. *Mô hình địa hoá bể Nam Côn Sơn*. Lưu trữ dầu khí.
4. Nguyễn Trọng Tín và nnk, 1995. *Chính xác hoá cấu trúc địa chất và trữ lượng dầu khí phần phía Đông bể Cửu Long và Nam Côn*. Lưu trữ dầu khí.
5. Nguyễn Trọng Tín và nnk, 1997. *Nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí khu vực phía Tây bể Nam Côn Sơn các*

lô 19, 20, 21, 22, 28 và 29. Lưu trữ PVN (PAC).

6. Nguyễn Trọng Tín và nnk, 2005. *Đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí bể trầm tích Nam Côn Sơn trên cơ sở tài liệu đến 12/2003*. Lưu trữ dầu khí.

7. Oolithica, Geoscience LTD, 2007. *Dua blackbird: Reservoir characterisation of the middle Dua formation, block 12E, offshore Vietnam, incorporating sedimentology and petrography of core 1-3 from 12E-CS-1X/ST1*. Lưu trữ PVN (PAC).

8. Trần Công Tào và nnk, 1997. *Đánh giá địa hoá trầm tích Đệ tam bể Nam Côn Sơn*. AGIP. Báo cáo địa chất của GK 04-A-1X (MC-1X). 1979. Lưu trữ PVN (PAC).

9. BP exploration (Vietnam) LTD, 1999. *Blocks: 05, 06, 11, 12 regional clastic reservoir performance assessment*. Lưu trữ PVN (PAC).

10. BP Vietnam, 2004. *Block 05.2 Regional exploration Report*. Lưu trữ PVN (PAC).

11. British Gas, 1994. *Báo cáo lô 04-1*. Lưu trữ PVN (PAC).

12. Canadian petroleum Vietnam LTD, 1996. *Final well report Seagull 12w-HA-1X*. Lưu trữ PVN (PAC).

13. Graham Pazdzierski, December 2006. *Dua-4X: Sedimentology and Petrography of cores 1 & 2 from the middle Dua formation, Dua field, Block 12, offshore Vietnam*. Premier Oil Vietnam offshore BV. Lưu trữ PVN (PAC).

14. Ichron Ltd, July, 2005. *Chemostratigraphy of early Miocen sediments, Dua field, Vietnam*. Lưu trữ PVN (PAC).

15. LASMO, 1994. *Báo cáo lô 04-2*. Lưu trữ PVN (PAC).

16. Lê Đức Công và nnk, 2008. *Minh giải tài liệu địa chấn 2D, đánh giá sơ bộ tiềm năng dầu khí khu vực Tư Chính - Vũng Mây*. Lưu trữ PVN (PAC).

17. Ngo Xuan Vinh, Pham Xuan Kim, 1996. *Petrographical analysis results of sidewall core plug samples interval 1270 - 2281m, 2515 - 3578m from 12W-HA-1X Well*. Viện Dầu khí Việt Nam.

18. Nguyễn Văn Phòng và nnk., 2008. *AVO forward modeling and regional analogue study of Dua and blackbird fields*. Lưu trữ PVN (PAC).

19. Premier Oil, June 2008. *Black bird hydrocarbon initially in place and reserves assessment report*. Lưu trữ PVN (PAC).

20. PVSC, 2000. *Seismic data interpretation western part of blocks 133 & 134 Nam Con Son basin*. Lưu trữ PVN (PAC).

Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin dùng cho bơm ép nước trong công nghiệp khai thác dầu khí

ThS. Đỗ Thành Trung, ThS. Nguyễn Xuân Trường
ThS. Hoàng Linh Lan, ThS. Phan Công Thành
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong công nghệ khai thác dầu khí, các dung dịch gốc nước muối như nước bơm ép là môi trường xảy ra hiện tượng ăn mòn mạnh do chứa nhiều tác nhân gây ăn mòn như oxy, hydrosulfua, các muối hòa tan... Phương pháp chống ăn mòn hiệu quả nhất trong trường hợp này là sử dụng các hóa phẩm chống ăn mòn. Trong những năm gần đây, Vietsovpetro đang sử dụng chất ức chế ăn mòn TH77 - hãng Unichem cho bơm ép nước.

Hệ hóa phẩm được nhóm tác giả chế tạo trên cơ sở Imidazolin sử dụng trong nước muối có tỷ trọng 1,03 (tương đương với nước biển Bạch Hổ) có hiệu quả bảo vệ cao tương đương với hóa phẩm TH377. Nồng độ sử dụng hệ hóa phẩm là $\geq 10\text{ppm}$.

1. Giới thiệu chung

Như chúng ta biết, bảo vệ kim loại khỏi ăn mòn có ý nghĩa rất quan trọng đối với nền kinh tế quốc dân. Trong công nghiệp dầu khí cũng vậy, việc bảo vệ ăn mòn luôn có ý nghĩa quan trọng. Trong tất cả các khâu từ thăm dò, khai thác tới vận chuyển xử lý, chế biến dầu khí, các thiết bị chuyên dụng thường phải tiếp xúc trực tiếp với môi trường ăn mòn. Trong khai thác dầu khí biển, vấn đề ăn mòn không những liên quan tới an toàn môi trường mà còn ảnh hưởng rất lớn tới hiệu quả khai thác nói chung.

Trong công nghệ khai thác dầu khí, các dung dịch gốc nước muối như nước bơm ép là môi trường xảy ra hiện tượng ăn mòn mạnh do chứa nhiều tác nhân gây ăn mòn như oxy, hydrosulfua, nhiệt độ cao, áp suất cao, các muối hòa tan... Phương pháp chống ăn mòn hiệu quả nhất trong trường hợp này là sử dụng các hóa phẩm chống ăn mòn như chất ức chế ăn mòn, chất khử oxy, chất diệt khuẩn...

Hiện nay, chất ức chế ăn mòn kim loại sử dụng trong công nghiệp dầu khí rất đa dạng. Phần lớn các chất ức chế ăn mòn hiện đang sử dụng trong khai thác dầu khí là các hợp chất hữu cơ chứa nitơ mạch hydrocarbon dài theo cơ chế tạo màng hấp phụ, nhưng trong môi trường nước muối thì không nhiều chất có hiệu quả cao vì trong điều kiện này khả năng tạo màng hấp phụ của nhiều chất

bị hạn chế. Dẫn xuất Imidazolin là dạng amin phổ biến, có hiệu quả bảo vệ ăn mòn cao trong các môi trường khác nhau tùy thuộc vào dung môi hòa tan, chất hoạt động trong hệ hóa phẩm [1, 2].

2. Nội dung và phương pháp nghiên cứu

2.1. Tình hình sử dụng chất ức chế ăn mòn trong bơm ép nước của Vietsovpetro trong những năm gần đây

Trước nhu cầu thực tế hiện nay của Vietsovpetro về các chất ức chế ăn mòn trong nước bơm ép, có nhiều hãng trên thế giới đã chào hàng giới thiệu các sản phẩm khác nhau, chúng là các dẫn xuất của amin, amit, dẫn xuất Imidazolin...

Trong hệ thống bơm ép nước, tùy thuộc vào điều kiện cụ thể, hàm lượng sử dụng của chất ức chế ăn mòn vào khoảng 10ppm.

Quá trình lựa chọn chất ức chế, sử dụng chất ức chế, kiểm soát quá trình ăn mòn xảy ra bên trong đường ống và các thiết bị của hệ thống bơm ép nước đều là những bước quan trọng. Trong đó, khâu đầu tiên của quá trình là thử nghiệm tại phòng thí nghiệm để lựa chọn chất ức chế thích hợp là một bước quan trọng, cần được thực hiện cẩn thận và kỹ lưỡng để đảm bảo tính hiệu quả khi sử dụng chúng tại hệ thống bơm ép nước tại Vietsovpetro.

Hiện nay, Vietsovpetro đang sử dụng chất ức chế ăn mòn TH377 của hãng Unichem. Lượng nước bơm ép của Vietsovpetro trong những năm gần đây được đưa ra trong Bảng 1.

Bảng 1. Lượng nước bơm ép ở Vietsovpetro

Năm	Lượng nước bơm ép, m ³	
	Bạch Hổ	Rồng
2008	13.631.694	1.198.376
2009	12.001.512	1.030.813
2010	9.984.786	1.092.194
6 tháng đầu năm 2011	4.805.905	561.634

2.2. Yêu cầu kỹ thuật đối với các hóa phẩm ức chế ăn mòn

Chất ức chế ăn mòn được sử dụng để bảo vệ các cấu trúc, đường ống và thiết bị bằng kim loại của hệ thống nước bơm ép chống ăn mòn bằng cách tạo ra một màng bảo vệ trên bề mặt kim loại. Chất ức chế ăn mòn được sử dụng cần đảm bảo các yêu cầu kỹ thuật sau:

- Đáp ứng các yêu cầu chung như:
- + Các hóa phẩm nên được sử dụng khi ở trạng thái lỏng và sẵn sàng để sử dụng.
- + Độ nhớt của các hóa phẩm ở nhiệt độ 20°C không quá 1.000cSt.
- + Các hóa phẩm nên hòa tan được trong nước và nước biển.
- + Hóa phẩm nên có nguy cơ bắt cháy nhỏ nhất.
- + Điểm đông đặc của tất cả các hóa phẩm không nên cao hơn +20°C (nhiệt độ bảo quản thấp nhất).
- + Trong điều kiện khí hậu nhiệt đới với độ ẩm trên 100%, việc lưu trữ trong các bao gói của nhà cung cấp để bảo vệ khỏi ánh sáng và mưa trực tiếp, thời gian bảo quản

không nhỏ hơn 12 tháng từ ngày nhận, các hóa phẩm nên có các tính chất ổn định sau: không thay đổi các tính chất vật lý và hóa học cơ bản, không tạo cặn hoặc kết tủa dạng gel và không giảm hiệu quả (chất lượng).

+ Các hóa phẩm nên có độ độc thấp nhất với sức khỏe con người và môi trường, nên được cho phép sử dụng trong ngành dầu khí dưới các quy định và luật pháp của Việt Nam và các quy ước quốc tế về bảo vệ môi trường.

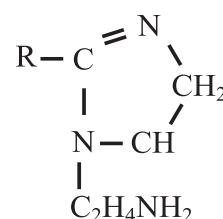
- Khi thực hiện thử nghiệm trong phòng thí nghiệm với nước trung tính không có oxy hòa tan, với nồng độ nằm trong giới hạn từ 5 - 10ppm, chất ức chế ăn mòn nên có hiệu quả bảo vệ ăn mòn trên mẫu kim loại không thấp hơn 90%.

- Áp dụng chất ức chế ăn mòn trong hệ thống bơm ép nước nên giảm tốc độ ăn mòn của nước bơm ép trung tính tới giá trị không quá 0,1mm/năm.

2.3. Hệ ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin

Căn cứ vào tính chất đặc trưng của môi trường sử dụng (nước bơm ép, vật liệu kim loại cần ức chế ăn mòn trong hệ thống - thép P110) cũng như các điều kiện làm việc, các hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn kim loại được đề xuất trong Bảng 2.

Imidazolin là chất ức chế ăn mòn dạng amin sử dụng phổ biến, có hiệu quả cao, loại chất dùng trong nghiên cứu là dẫn xuất của:



Bảng 2. Thành phần và chức năng của các hóa phẩm trong hệ ức chế ăn mòn

TT	Thành phần		Chức năng
1	Chất ức chế ăn mòn (thành phần hoạt tính)		Hạn chế tốc độ ăn mòn thép trong dung dịch làm việc (khử phân cực quá trình ăn mòn điện hóa)
2	Chất hoạt động bề mặt		Điều chỉnh khả năng phân tán của hệ hóa phẩm (chỉ số HLB) trong môi trường làm việc
3	Môi trường phân tán	Dung môi hữu cơ	Môi trường phân tán cho chất ức chế ăn mòn và các chất hoạt động bề mặt, đồng thời có tác dụng điều chỉnh độ nhớt của hệ hóa phẩm.
		Chất làm tăng độ hòa tan	Tăng cường phân tán chất ức chế vào dung môi và hỗn hợp hóa phẩm trong môi trường làm việc (các dung dịch gốc nước).

Trong đó $R = C_{12} \div C_{18}$, chủ yếu là C_{18} . Imidazolin thường được trung hòa với axit hữu cơ (axit axetic) để tăng hiệu quả ức chế [8, 9, 10].

Trong môi trường làm việc nghiên cứu là nước bơm ép, chất hoạt động bề mặt lựa chọn cho nghiên cứu là: nonylphenol ethoxylat NP10 (chất hoạt động bề mặt không ion có khả năng tan cả trong nước và trong dung môi hữu cơ, có HLB ở dải rộng, bền nhiệt, phổ biến, dễ kiểm). Dung môi được lựa chọn iso-propanol do có tính dung môi tốt (hòa tan trong nước, trong dầu), phổ biến và rẻ tiền. Thành phần và tính chất vật lý của hệ hóa phẩm được đưa ra trong Bảng 3 và 4.

2.4. Nguyên vật liệu dùng trong nghiên cứu

- Vật liệu dùng trong nghiên cứu:

Các thiết bị sử dụng trong công nghiệp khai thác dầu khí thường được chế tạo từ thép có hàm lượng cacbon thấp như: P105, P110. Vì vậy, để kết quả nghiên cứu sát với

Bảng 3. Thành phần cấu tử của hệ hóa phẩm Imidazolin

Hệ hóa phẩm	Thành phần, %			
Imidazolin	Imidazolin	Iso-propanol	NP10	Axit axetic
	18	73	5	4

điều kiện sử dụng thực tế, đề tài sử dụng loại thép P110 lấy từ ống khai thác của Vietsovpetro. Mẫu thép sử dụng đánh giá ăn mòn theo phương pháp mất khối lượng được gia công theo kích thước 50 x 15 x 3mm như quy định của tiêu chuẩn ASTM G1-03. Mẫu thép dùng trong phương pháp điện hóa có kích thước $\Phi = 14\text{mm}$, dày 3mm. Các mẫu thép sau khi đã gia công bề mặt theo đúng quy trình được bảo quản ngập trong dầu thực vật để tránh han gỉ bề mặt.

- Dung dịch nghiên cứu:

Nước bơm ép được sử dụng là nước biển Bạch Hổ có tỷ trọng 1,03, nhóm tác giả sử dụng muối NaCl pha trong nước để được dung dịch tương tự. Hàm lượng muối pha trong nước ngọt theo tỷ trọng được đưa ra trong Bảng 5.

Bảng 4. Tính chất vật lý của hệ hóa phẩm Imidazolin

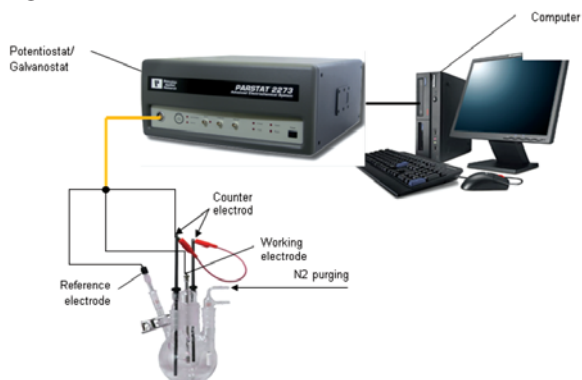
TT	Chỉ tiêu kỹ thuật	Tính chất
1	Trạng thái vật lý	Dung dịch trong suốt
2	Màu sắc	Màu nâu đỏ
3	Tỷ trọng ở 15°C	0,89
4	Độ nhớt ở 20°C, cSt	5,8
5	pH	7,6
6	Khả năng tan trong nước	Phân tán tốt

Bảng 5. Nước ngọt và muối NaCl cần để pha 1m³ DD muối

Tỷ trọng ở 21°C (70°F)		Hàm lượng NaCl, %	Thành phần DD		Nhiệt độ kết tinh, °C (°F)
g/cm ³	lb/gal		Nước ngọt, m ³	NaCl (100%), kg	
1,01	8,4	1,13	0,998	11,412	- 0,6 (31)
1,02	8,5	2,52	0,993	25,677	- 1,7 (29)
1,03	8,6	4,42	0,986	45,648	- 2,8 (27)
1,04	8,7	6,01	0,981	62,766	- 3,3 (26)
1,05	8,8	7,57	0,976	79,884	- 4,4 (24)
1,07	8,9	9,34	0,969	99,855	- 5,6 (22)
1,08	9,0	1,84	0,962	116,973	- 7,2 (19)
1,09	9,1	12,31	0,955	134,091	- 8,3 (17)
1,10	9,2	13,98	0,948	154,063	- 10,0 (14)
1,11	9,3	15,62	0,940	174,034	- 11,7 (11)
1,13	9,4	17,21	0,933	194,005	- 12,8 (9)
1,14	9,5	18,57	0,926	211,123	- 14,4 (6)
1,15	9,6	20,09	0,919	231,094	- 16,1 (3)
1,16	9,7	21,62	0,910	251,065	- 18,3 (-1)
1,17	9,8	23,11	0,902	271,036	- 20,5 (-5)
1,19	9,9	24,54	0,895	291,007	- 15,0 (5)
1,20	10,0	25,94	0,888	310,978	- 3,9 (25)

2.5. Phương pháp đánh giá

- Phương pháp điện hóa (đo điện trở phân cực R_p) sử dụng thiết bị Potentiostat/Galvanostat:



Hình 1. Thiết bị đánh giá tốc độ ăn mòn bằng phương pháp điện hóa

Sử dụng thiết bị Solatron PARSTAT2273 - Princeton Applied Research - USA để đo điện trở phân cực với điện thế quét -10mV đến +10mV so với điện thế cân bằng, tốc độ quét 0,1mV/s, sẽ xác định được tốc độ ăn mòn thép [4, 6, 7].

- Phương pháp điện hóa (đo điện trở phân cực R_p) sử dụng đầu dò:

Phương pháp dựa trên nguyên lý đo điện trở phân cực R_p . Từ R_p của điện cực thông qua đầu dò máy sẽ tính ra tốc độ ăn mòn.



Hình 2. Thiết bị đánh giá ăn mòn bằng phương pháp đầu dò

- Phương pháp mất khối lượng:

Bản chất phương pháp mất khối lượng: thông qua diện tích bề mặt mẫu kim loại, khối lượng của mẫu trước và sau khi ngâm trong môi trường thử nghiệm ta có thể xác định được tốc độ ăn mòn kim loại này trong môi trường cần thử nghiệm. Phương pháp này có thể được thực hiện theo hướng dẫn của tiêu chuẩn ASTM G1-03 [3] và ASTM G31-72 [5]. Theo tiêu chuẩn ASTM G1-03 và

ASTM G31-72, tốc độ ăn mòn được tính theo công thức:

$$\text{Tốc độ ăn mòn: } L = \frac{K.W}{A.T.D}$$

Trong đó: W: Khối lượng kim loại bị mất đi sau thử nghiệm, g.

A: Diện tích bề mặt ban đầu của mẫu kim loại, cm^2 .

T: Thời gian ngâm mẫu, giờ.

D: Khối lượng riêng của kim loại, g/cm^3 .

K: Hệ số phụ thuộc vào đơn vị tính tốc độ ăn mòn. (khi biểu diễn tốc độ ăn mòn bằng đơn vị mm/năm $K = 8,76 \times 10^4$).

Hiệu quả bảo vệ của chất ức chế được tính bằng % theo công thức sau:

$$Z = \frac{L_0 - L_1}{L_0} \cdot 100\% \quad (*)$$

Trong đó: L_0 : Tốc độ ăn mòn thép trong dung dịch không có chất ức chế ăn mòn.

L_1 : Tốc độ ăn mòn thép trong dung dịch có chất ức chế ăn mòn.

4. Kết quả và thảo luận

Đánh giá hiệu quả bảo vệ ăn mòn của các hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn sử dụng các phương pháp nghiên cứu: phương pháp điện hóa - đo điện trở phân cực R_p (sử dụng thiết bị Potentiostat/Galvanostat và sử dụng đầu dò) và phương pháp mất khối lượng với nồng độ khảo sát: 5 - 25ppm. Kết quả nghiên cứu được đưa ra trong các bảng và hình dưới đây.

4.1. Phương pháp điện trở phân cực R_p - sử dụng thiết bị Potentiostat/Galvanostat ở điều kiện 25°C

- Sử dụng thiết bị PARSTAT2273- Princeton Applied Research- USA để đo đường cong phân cực.

- Điện thế quét -10mV đến +10mV so với điện thế cân bằng, tốc độ quét 0,1mV/s.

- Điện cực làm việc: thép P110 diện tích bề mặt 1cm^2 .

- Các mẫu thép được nhúng ngập trong dung dịch làm việc ở trạng thái tĩnh.

- Hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin và TH377.

- Nồng độ đánh giá: 5, 10, 15, 20 và 25ppm.

- Dung dịch làm việc: nước muối tỷ trọng 1,03, pH=8,2, có bổ sung 98ppm chất khử oxy OS-802.

- Nhiệt độ đánh giá 25°C.

Kết quả đo điện trở phân cực R_p ở điều kiện tĩnh được trình bày trong Bảng 6.

Kết quả đo điện trở phân cực R_p ở điều kiện động, tốc độ quay 100 vòng/phút (Bảng 7).

Từ số liệu trên nhận thấy rằng đối với phương pháp đo điện trở phân cực R_p ở điều kiện tĩnh cũng như điều kiện động, khi nồng độ ức chế ăn mòn tăng thì hiệu quả bảo vệ tăng và khi nồng độ ức chế ăn mòn từ 10ppm trở

lên thì hiệu quả bảo vệ tăng không đáng kể. Hiệu quả bảo vệ của hệ hóa phẩm trên cơ sở Imidazolin tương đương với hệ hóa phẩm TH377.

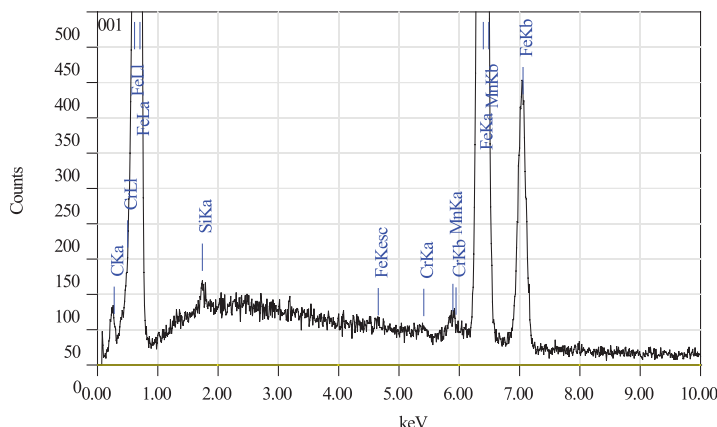
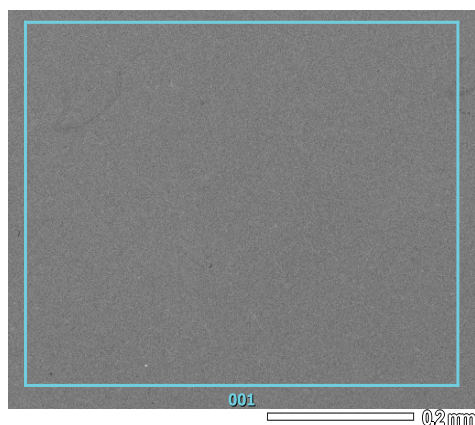
Nhóm tác giả cũng phân tích SEM-EDX và xác định được sự xuất hiện của nguyên tố nitơ trên bề mặt thép (Hình 4) là 1,76% đối với mẫu thép ngâm trong dung dịch có chứa 20ppm Imidazolin. Trong khi đó mẫu thép ban đầu không chứa hàm lượng nitơ (Hình 3). Điều này chứng tỏ có màng ức chế ăn mòn xuất hiện trên bề mặt thép.

Bảng 6. Tốc độ ăn mòn thép và hiệu quả bảo vệ của các hệ ức chế ăn mòn (phương pháp điện trở phân cực ở điều kiện tĩnh)

Hệ hóa phẩm trên cơ sở Imidazolin						
Nồng độ ức chế ăn mòn, ppm	0	5	10	15	20	25
Tốc độ ăn mòn, mm/năm	0,1345	0,0255	0,0200	0,0171	0,0145	0,0124
Hiệu quả bảo vệ, %	-	81,0	85,1	87,3	89,2	90,8
Hệ hóa phẩm TH377 (Vietsovpetro đang sử dụng)						
Nồng độ ức chế ăn mòn, ppm	0	5	10	15	20	25
Tốc độ ăn mòn, mm/năm	0,1462	0,0267	0,0202	0,0165	0,0138	0,0122
Hiệu quả bảo vệ, %	-	81,7	86,2	88,7	90,6	91,7

Bảng 7. Tốc độ ăn mòn thép và hiệu quả bảo vệ của các hệ ức chế ăn mòn (phương pháp điện trở phân cực ở điều kiện động)

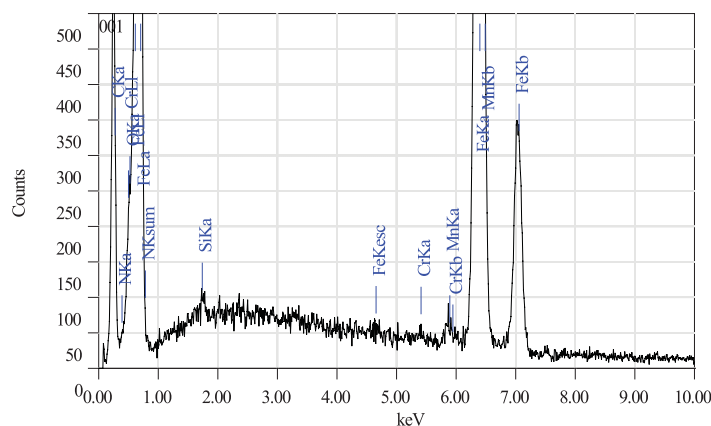
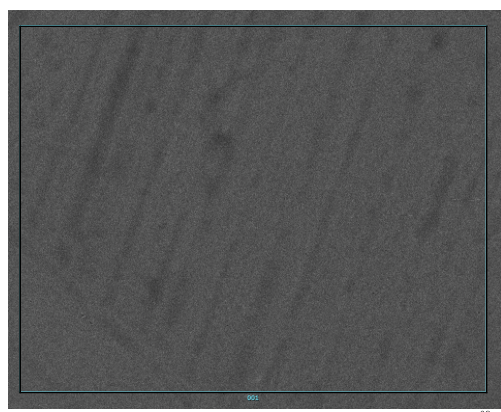
Hệ hóa phẩm trên cơ sở Imidazolin						
Nồng độ ức chế ăn mòn, ppm	0	5	10	15	20	25
Tốc độ ăn mòn, mm/năm	0,2351	0,0304	0,0228	0,0205	0,0186	0,0170
Hiệu quả bảo vệ, %	-	87,1	90,3	91,3	92,1	92,8
Hệ hóa phẩm TH377 (Vietsovpetro đang sử dụng)						
Nồng độ ức chế ăn mòn, ppm	0	5	10	15	20	25
Tốc độ ăn mòn, mm/năm	0,2500	0,0305	0,0253	0,0228	0,0212	0,0191
Hiệu quả bảo vệ, %	-	87,8	89,9	90,9	91,5	92,4



ZAF method standardless quantitative analysis
Fitting Coefficient: 0.3207

Element	(keV)	Mass %	Error %	Atom %	Compound	Mass %	Cation	K
C K*	0.277	0.88	0.26	3.96				0.1968
Si K*	1.739	0.37	0.33	0.71				0.2102
Cr K*	5.411	0.28	0.42	0.29				0.3500
Fe K	6.398	98.47	0.66	95.04				99.2431
Total		100.00		100.00				

Hình 3. Kết quả SEM-EDX mẫu thép không có chất ức chế ăn mòn



ZAF Method Standardless Quantitative Analysis
Fitting Coefficient: 0.4131

Element	(keV)	Mass %	Error %	Atom %
C K	0.277	0.8	0.26	29.84
N K*	0.392	1.76	0.8	10.45
Si K*	1.739	0.3	0.33	0.39
Cr K*	5.411	0.12	0.45	0.15
Fe K	6.398	97.02	0.7	54.91
Total		100.00		100.00

Compound	Mass %	Cation	K
			2.3868
			6.1096
			0.1869
			0.2835
			89.0838

Hình 4. Kết quả SEM-EDX mẫu thép có ức chế ăn mòn 20ppm Imidazolin

4.2. Phương pháp mất khối lượng ở điều kiện nhiệt độ 25°C

- Mỗi thí nghiệm sử dụng 2 mẫu thép, kích thước mẫu: 50 x 10 x 3mm được khoan một lỗ, đường kính lỗ 6,5mm;
- Các mẫu thép được nhúng ngập trong dung dịch làm việc ở trạng thái tĩnh, kín.
- Hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin và TH377.
- Nồng độ đánh giá: 5, 10, 15, 20 và 25ppm.
- Dung dịch làm việc: nước muối tỷ trọng 1,03, pH = 8,2, có bổ sung 98ppm chất khử oxy OS-802.
- Nhiệt độ đánh giá 25°C.
- Thời gian thử nghiệm 96 giờ.
- Mẫu trắng: mẫu thép được đặt trong dung dịch làm việc không có chất ức chế ăn mòn.

Kết quả thử nghiệm được trình bày trong Bảng 8.

Phương pháp mất khối lượng cho thấy nồng độ chất ức chế tăng thì hiệu quả bảo vệ tăng và khi nồng độ chất ức chế ăn mòn từ 10ppm trở lên thì hiệu quả bảo vệ > 90%. Hiệu quả bảo vệ của hệ hóa phẩm trên cơ sở Imidazolin cao hơn hệ hóa phẩm TH377.

4.3. Phương pháp điện trở phân cực R_p - sử dụng đầu dò ở nhiệt độ 25°C

- Sử dụng máy đo tốc độ ăn mòn tức thời AQUAMATE của hãng Rohrbach Cosasco, USA.

- Mài sạch các điện cực bằng giấy nhám cỡ hạt 250, tẩy sạch dầu mỡ, làm khô bằng giấy lọc.
- Khống chế nhiệt độ nước dùng thử nghiệm theo nhiệt độ thử nghiệm quy định (25 - 28°C).
- Đặt 2 bình thử nghiệm lên 2 máy khuấy từ (1 bình không có chất ức chế ăn mòn và 1 bình có chất ức chế ăn mòn), bật máy và khống chế tốc độ quay theo quy định (400 - 600 vòng/phút). Bật máy đo tốc độ ăn mòn tức thời;
- Để đo tốc độ ăn mòn trong môi trường không có chất ức chế, bơm chất khử oxy với nồng độ 98mg/l. Cứ sau 30 phút/lần tiến hành đo và ghi lại giá trị tốc độ ăn mòn K(MPY) hoặc K(mm/năm) với $K(mm/năm) = 0,02539 \cdot K(MPY)$.
- Để đo tốc độ ăn mòn trong môi trường có chất ức chế ăn mòn, sau 30 phút từ khi bơm chất khử oxy với nồng độ 98mg/l vào bình, tiếp tục bơm chất ức chế ăn mòn vào bình theo nồng độ quy định và ghi lại ngay giá trị tốc độ ăn mòn. Cứ sau 30 phút/lần tiến hành đo và ghi lại giá trị tốc độ ăn mòn $K_i(MPY)$ hoặc $K_i(mm/năm)$.
- Thời gian thử nghiệm là 8 giờ tính từ lúc bắt đầu bơm chất khử oxy vào bình.

Kết quả được trình bày trong Bảng 9.

Phương pháp sử dụng đầu dò là phương pháp đánh giá tương đối nhanh, chính xác và hiệu quả nhất để đánh giá hiệu quả bảo vệ của chất ức chế ăn mòn cả trong phòng thí nghiệm và trong điều kiện hiện trường. Chính vì vậy Vietsovpetro đang dùng phương pháp này để đánh giá

Bảng 8. Tốc độ ăn mòn thép và hiệu quả bảo vệ của các hệ ức chế ăn mòn (phương pháp mất khối lượng)

Hệ hóa phẩm trên cơ sở Imidazolin						
Nồng độ ức chế ăn mòn, ppm	0	5	10	15	20	25
Tốc độ ăn mòn, mm/năm	0,0843	0,0117	0,0058	0,0045	0,0039	0,0032
Hiệu quả bảo vệ, %	-	86,2	93,1	94,6	95,4	96,2
Hệ hóa phẩm TH377 (Vietsovpetro đang sử dụng)						
Nồng độ ức chế ăn mòn, ppm	0	5	10	15	20	25
Tốc độ ăn mòn, mm/năm	0,0843	0,0123	0,0071	0,0058	0,0045	0,0039
Hiệu quả bảo vệ, %	-	85,4	91,5	93,1	94,6	95,4

Bảng 9. Tốc độ ăn mòn thép và hiệu quả bảo vệ của các hệ ức chế ăn mòn (phương pháp sử dụng đầu dò)

Hệ hóa phẩm trên cơ sở Imidazolin:						
Nồng độ ức chế ăn mòn, ppm	0	5	10	15	20	25
Tốc độ ăn mòn, mm/năm	0,2337	0,0235	0,0125	0,0100	0,0078	0,0063
Hiệu quả bảo vệ, %	-	89,9	94,7	95,7	96,7	97,3
Hệ hóa phẩm TH377 (Vietsovpetro đang sử dụng)						
Nồng độ ức chế ăn mòn, ppm	0	5	10	15	20	25
Tốc độ ăn mòn, mm/năm	0,2250	0,0249	0,0142	0,0118	0,0096	0,0088
Hiệu quả bảo vệ, %	-	88,9	93,7	94,8	95,7	96,1

hiệu quả bảo vệ của các chất ức chế ăn mòn. Nhóm tác giả cũng sử dụng phương pháp này để đánh giá hiệu quả bảo vệ của các hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trước khi đưa ra kết luận. Kết quả nhận được cho thấy xu hướng rõ ràng là khi nồng độ chất ức chế ăn mòn tăng thì hiệu quả bảo vệ ăn mòn tăng lên và khi nồng độ chất ức chế ăn mòn từ 10ppm trở lên thì hiệu quả bảo vệ của các hệ ức chế ăn mòn > 90%. Hiệu quả bảo vệ ăn mòn của hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin tương đương với hệ hóa phẩm TH377.

Như vậy qua các phương pháp đánh giá khác nhau nhưng kết quả nhận được đều cho thấy hóa phẩm ức chế ăn mòn chế tạo trên cơ sở Imidazolin có hiệu quả bảo vệ tương đương hóa phẩm TH377 mà Vietsovpetro đang sử dụng. Nồng độ sử dụng là ≥ 10 ppm và hiệu quả bảo vệ ăn mòn > 90%.

5. Kết luận

- Hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin sử dụng tốt trong dung dịch gốc nước (nước bơm ép).
- Nồng độ sử dụng của hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin là ≥ 10 ppm (hiệu quả bảo vệ > 90%).
- Hiệu quả bảo vệ của hệ hóa phẩm ức chế ăn mòn trên cơ sở Imidazolin tương đương với hóa phẩm TH377 đang được sử dụng ở Vietsovpetro.

Tài liệu tham khảo

1. ThS. Đỗ Thanh Bái, TS. Nguyễn Văn Ngo, 2006. Báo

cáo tổng kết khoa học và kỹ thuật, Đề tài: “Nghiên cứu công nghệ sản xuất hoá phẩm packer fluid nhằm chống ăn mòn thép ở vùng không gian vành xuyên tại các giếng khai thác dầu khí và bơm ép nước”. KC.02.28.

2. W.A. Schulze, Phan Lương Cầm, 1985. Ăn mòn và bảo vệ kim loại. Đại học Bách khoa Hà Nội, ĐH Kỹ thuật Delft Hà Lan.

3. ASTM G 1 - 03. *Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens.*

4. ASTM G 3 - 89. *Practice for conventions applicable to electrochemical measurements in corrosion Testing.*

5. ASTM G 31 - 72, reapproved 2004. *Standard practice for laboratory immersion corrosion testing of Metals.*

6. ASTM G 59 - 97. *Practice for conducting potentiodynamic polarization resistance measurements.*

7. ASTM G 185 - 06. *Standard practice for evaluating and qualifying oil field and refinery corrosion Inhibitors using the rotating cylinder electrode.*

8. Foroulis Z.A., 1980. *Corrosion and corrosion Inhibition in the petroleum industry.* New Jersey, USA.

9. Palmer J. W., Hedges W., Dawson J. L., 2004. *The use of corrosion inhibitors in oil and gas production.* European federation of corrosion publications, UK.

10. Pierre R. Roberge, 1999. *Handbook of Corrosion engineering.* McGraw Hill, USA.

Nghiên cứu khả năng sử dụng chất lỏng ion để tách lưu huỳnh trong dầu diesel

TS. Bùi Thị Lệ Thủy

Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Tóm tắt

Khả năng tách lưu huỳnh (S) của chất lỏng ion không chứa halogen n-butyl pyridin axetat ([BPy][Ac]) được nghiên cứu trên dầu diesel của Việt Nam. Kết quả nghiên cứu cho thấy chất lỏng ion này phù hợp để loại sâu lưu huỳnh trong nhiên liệu. Quá trình tách pha dễ dàng do chất lỏng ion có tỷ trọng lớn và hoàn toàn không tan trong nhiên liệu. Hàm lượng lưu huỳnh giảm từ 498ppm xuống còn 18ppm sau 6 lần chiết (30°C, tỷ lệ thể tích chất lỏng ion/dầu = 1:1). Hiệu suất chiết giảm khi giảm tỷ lệ thể tích của chất lỏng ion và dầu. Khả năng chiết phụ thuộc vào cấu trúc của chất lỏng ion và hợp chất chứa lưu huỳnh. Sau khi tái sinh chất lỏng ion được sử dụng lại.

1. Giới thiệu

Theo tiêu chuẩn châu Âu thì từ năm 2010 gần như phải loại sạch các hợp chất lưu huỳnh ra khỏi nhiên liệu (< 10ppm). Do đó hiệu quả của các quá trình khử lưu huỳnh là rất quan trọng [1, 2].

Các quá trình xử lý với hydro đang sử dụng trong công nghiệp làm giảm hàm lượng lưu huỳnh một cách hiệu quả. Tuy nhiên các quá trình này không đáp ứng được nhu cầu khử sâu lưu huỳnh vì benzothiophen, dibenzothiophen và các dẫn xuất của chúng bền vững với quá trình hydro hóa nên cần nhiều năng lượng và hydro hơn. Ngoài ra, để tránh các phản ứng phụ làm giảm chất lượng nhiên liệu, chất xúc tác phải hoạt động hơn, chọn lọc hơn kéo theo một số vấn đề như giá đầu tư cao và chi phí vận hành cao [3].

Do đó, việc tìm ra các phương pháp mới để loại sâu lưu huỳnh và khắc phục được các nhược điểm trên đang thu hút rất nhiều sự quan tâm của thế giới.

Trên thế giới, trong những năm gần đây, một số quá trình loại lưu huỳnh không sử dụng hydro đang được nghiên cứu. Quá trình loại lưu huỳnh sử dụng xúc tác sinh học để chuyển lưu huỳnh thành các hợp chất sunfat đã được báo cáo [4]. Phức chất chứa nikel và platin đã được sử dụng có hiệu quả để ankyl hóa và khử lưu huỳnh trong dibenzothiophen [5]. Quá trình oxy hóa và khử lưu huỳnh dùng hydroperoxit và axit formic đã được nghiên cứu bởi Zhao và cộng sự [6]. Quá trình chiết dibenzothiophen với chất lỏng ion và oxy hóa benzothiophen thành sulfon trong pha lỏng đã được báo cáo [7].

Chất lỏng ion là một nhóm chất mới nhưng chúng hứa hẹn nhiều ứng dụng như làm dung môi, xúc tác, đồng xúc tác cho nhiều phản ứng và quá trình khác nhau. Đặc tính ưu việt của chúng là: tính đa dạng (sự kết hợp các anion và các cation khác nhau có thể tạo ra một số lượng lớn các chất lỏng ion với các tính chất khác nhau), nhiệt độ nóng chảy thấp, áp suất hơi bão hòa rất thấp, ổn định nhiệt và điện hóa, phân cực, dẫn điện và nhiệt, có thể điều chỉnh được các tính chất như hoạt tính hóa học, tính axit, đặc biệt là tính tan, độ nhớt, khả năng cộng kết, độ phân cực (cần thiết cho quá trình chiết) bằng cách thay đổi cấu trúc của các cation và anion cấu tạo nên chúng.

Chất lỏng ion có khả năng cộng kết cao với các phân tử khác và có áp suất hơi bão hòa thấp nên rất thích hợp dùng làm dung môi chiết. Quá trình chiết dựa trên cơ sở là các hợp chất lưu huỳnh dễ tan trong chất lỏng ion hơn các hydrocarbon. Một số nghiên cứu cho thấy có thể sử dụng chất lỏng ion làm dung môi chiết [8 - 10] hoặc dùng phối hợp với tác nhân oxy hóa [11 - 13]. Chiết loại lưu huỳnh sử dụng chất lỏng ion được Andreas Jess và cộng sự đặc biệt quan tâm [14 - 18]. Andreas Jess cho rằng chiết với chất lỏng ion là lựa chọn tốt nhất cho giai đoạn tách lưu huỳnh cuối cùng sau khi đã thực hiện khử lưu huỳnh bằng hydro với xúc tác. Quá trình tách lưu huỳnh bằng chất lỏng ion có nhiều ưu điểm: thực hiện ở điều kiện thường, chất lỏng ion dễ tách pha, không bay hơi, có thể tái sử dụng, đặc biệt có thể điều chỉnh khả năng chiết lưu huỳnh bằng cách thay đổi cấu trúc cation và anion của chúng.

Với mục đích sử dụng các dung môi không có halogen, trong nghiên cứu này, chất lỏng ion n-butyl pyridin axetat ([BPy][Ac]) được tổng hợp và sử dụng làm dung môi chiết lưu huỳnh trong dầu diesel thương phẩm. Tỷ lệ dung môi và khả năng tái sử dụng chất lỏng ion cũng được nghiên cứu.

2. Thực nghiệm

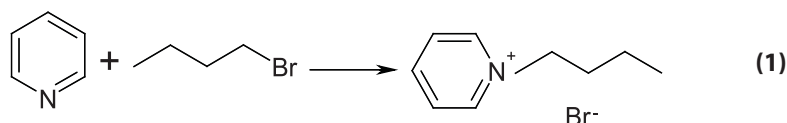
Dầu diesel thương phẩm được mua từ cửa hàng bán lẻ Việt Nam. Pyridin 99,5%, amoni axetat 99%, xyclohexan 99,5%, etyl axetat 99,5% và metanol 99,5% được mua từ Nhà máy Hóa chất Quảng Đông Quang Hoa (Trung Quốc). N-butyl bromua 98% được mua từ công ty hóa chất Merk Schuchardt OHG, Đức. Tất cả đều được sử dụng không qua tinh chế thêm.

2.1. Tổng hợp chất lỏng ion n-butyl pyridin axetat [BPy][Ac]

Quy trình tổng hợp IL [BPy][Ac] gồm 2 giai đoạn:

- Tổng hợp chất lỏng ion N-butyl pyridin bromua ([BPy][Br]) (phản ứng 1):

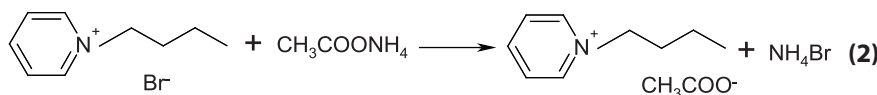
Nhỏ từ từ n-butyl bromua vào bình cầu 500ml chứa pyridin. Sau đó khuấy và gia nhiệt ở 70°C trong 48 giờ. Hỗn hợp sau phản ứng được khuấy rửa 3 lần với etyl axetat để loại bỏ các chất chưa phản ứng sau đó cho vào bình khuấy, gia nhiệt trong chân không ở 80°C trong 10 giờ để loại etyl axetat. Chất rắn thu được có màu trắng đục, nóng chảy ở nhiệt độ 75°C.



- Tổng hợp chất lỏng ion N-butyl pyridin axetat ([BPy][Ac]) (phản ứng 2):

Cho lượng mol bằng nhau của n-butyl pyridin bromua [BPy][Br] và amoni axetat vào bình cầu 500ml trong đó đã có sẵn 250ml metanol. Sau đó gia nhiệt hỗn hợp ở nhiệt độ phòng trong 48 giờ.

Hỗn hợp phản ứng thu được chứa kết tủa dạng keo màu nâu đỏ. Đem đi lọc bằng giấy lọc thu được chất lỏng ion [BPy][Ac] màu đỏ có độ nhớt tương đối lớn. Sau đó làm bay hơi chân không để loại bỏ dung môi thừa.



2.2. Chiết loại lưu huỳnh bằng chất lỏng ion

Cho dầu diesel và chất lỏng ion vào bình cầu, khuấy trong 50 phút ở nhiệt độ phòng. Sau khi ngừng khuấy chuyển hỗn hợp sang ống nghiệm để quay ly tâm hoặc chuyển sang phễu chiết nhỏ và để lắng trong 30 phút, tách lấy lớp dầu ở phía trên. Hàm lượng lưu huỳnh trong dầu sau khi chiết được định lượng bằng phương pháp ASTM D 5453 - 08 [19].

Quá trình chiết có thể lặp lại nhiều lần để loại sâu lưu huỳnh.

Hàm lượng lưu huỳnh trong nguyên liệu và trong sản phẩm phản ứng được xác định trên máy phân tích lưu huỳnh. Hiệu suất chiết các hợp chất chứa lưu huỳnh trong diesel được xác định như sau:

$$X = \frac{S_o - S}{S_o} 100$$

Trong đó:

X: hiệu suất chiết lưu huỳnh %.

S_o : hàm lượng lưu huỳnh tổng ban đầu (kl).

S: hàm lượng lưu huỳnh cuối (kl).

Dầu diesel trong nghiên cứu này có hàm lượng lưu huỳnh ban đầu là 498ppm kl.

2.3. Tái sử dụng chất lỏng ion

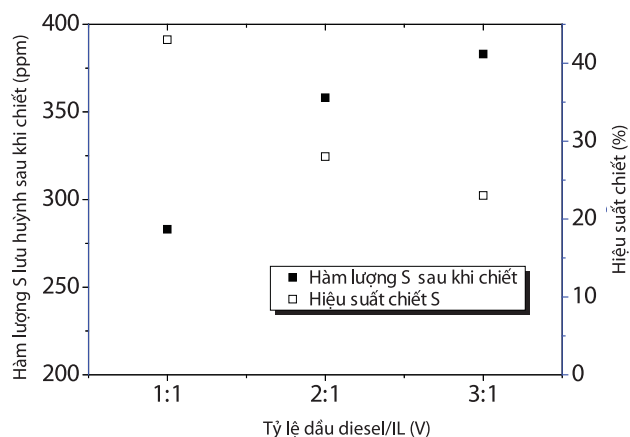
Cho chất lỏng ion sau khi đã sử dụng chiết vào bình cầu chứa etyl axetat, tỷ lệ thể tích giữa chất lỏng ion và etyl axetat là 1:1. Sau đó khuấy hỗn hợp ở nhiệt độ phòng trong 2 giờ. Để lắng hỗn hợp sau khi khuấy, tách lớp etyl axetat ở trên ra. Chất lỏng ion thu được đem gia nhiệt ở 80°C trong 10 giờ để loại bỏ dung môi dư. Lặp lại quá trình 5 lần và sử dụng lại chất lỏng ion để chiết lưu huỳnh trong dầu. Dung môi etyl axetat sau khi chiết có thể thu hồi bằng cách chưng cất đơn giản (T_s của etyl axetat là 77°C). Hợp chất lưu huỳnh thu hồi được có thể là nguyên liệu cho các quá trình khác.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Ảnh hưởng của tỷ lệ dầu diesel/chất lỏng ion [BPy][Ac] đến khả năng chiết lưu huỳnh

Nồng độ chất lỏng ion [BPy][Ac] trong hỗn hợp chiết có ảnh hưởng quyết định đến hiệu suất tách lưu huỳnh ra khỏi dầu do hằng số phân bố của mỗi hợp chất chứa lưu huỳnh giữa một chất lỏng ion nhất định và dầu là cố định. Nếu dùng ít chất lỏng ion thì hiệu suất chiết thấp. Do đó, để loại sâu lưu huỳnh cần thực hiện quá trình chiết lặp lại nhiều lần gây tốn kém thời

gian, phức tạp hóa quá trình. Nếu dùng nhiều chất lỏng ion thì việc thu hồi chất lỏng ion lại phức tạp và tốn kém. Vì vậy, cần phải nghiên cứu mức độ ảnh hưởng của dầu diesel/chất lỏng ion dùng để chiết đến hiệu suất chiết. Các thí nghiệm được thực hiện ở cùng điều kiện với tỷ lệ thể tích của dầu diesel/chất lỏng ion thay đổi. Kết quả được trình bày ở Hình 1.



Hình 1. Ảnh hưởng của tỷ lệ dầu diesel/chất lỏng ion đến khả năng chiết lưu huỳnh của IL [BPy][Ac] (30°C, 50 phút, chiết 1 lần)

Kết quả cho thấy khi lượng chất lỏng ion bằng với lượng dầu diesel, hàm lượng lưu huỳnh trong dầu giảm từ 498 ppm xuống còn 234ppm (H = 43%) sau một lần chiết. Khi dùng chất lỏng ion thì không cần dùng H_2 nên có thể thực hiện ở áp suất thấp, nhiệt độ thường. Khi giảm thể tích chất lỏng ion dùng để chiết đi 2 hoặc 3 lần thì hiệu suất giảm từ 43% xuống còn 28% và 23% tương ứng. Sự giảm này có thể áp dụng khi thực hiện chiết ở quy mô lớn để giảm chi phí. Khi đó, quá trình chiết cần lặp lại nhiều lần hơn hoặc cần chiết liên tục. Một số nghiên cứu trước đây về chiết lưu huỳnh trong dầu sử dụng một số chất lỏng ion gốc tetraflorolat cũng cho kết quả hứa hẹn tương tự với hiệu suất chiết tương đối cao (Bảng 2).

Bảng 1. Khả năng chiết lưu huỳnh của một số chất lỏng ion trong dầu Dongying (25°C, 20 phút, hàm lượng lưu huỳnh trong dầu ban đầu là 711ppmkl)

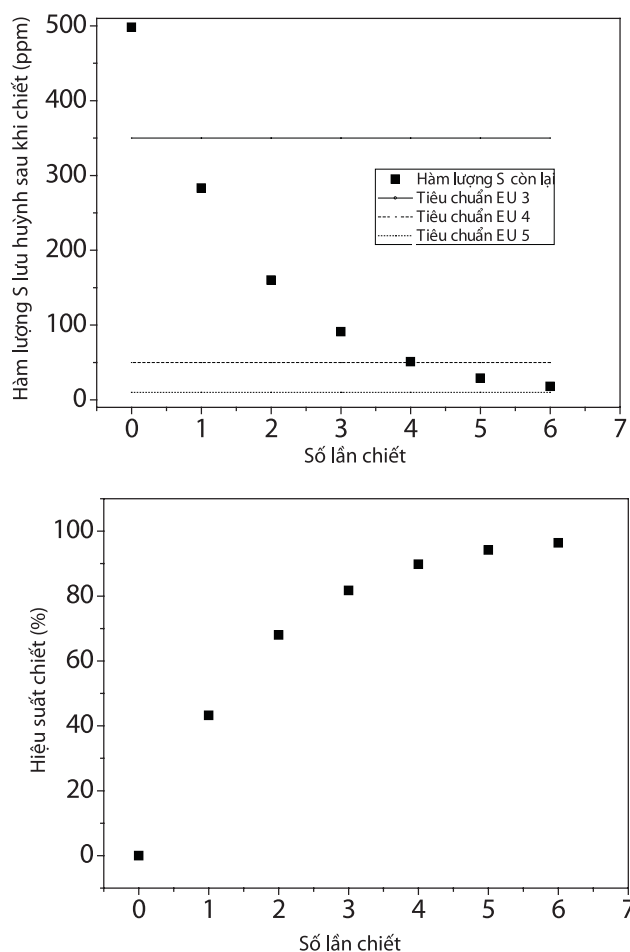
Chất lỏng ion	Tỷ lệ dầu diesel/IL (khối lượng)	Hiệu suất chiết (% kl)
[OMIM]/BF ₄	1:1	29,96
[OMIM]/BF ₄	5:1	10,13
[OPy]/ BF ₄	1:1	16,17
[OPy]/ BF ₄	5:1	8,16

Việc chiết một lần như thí nghiệm trên (hàm lượng lưu huỳnh trong dầu đạt 283ppm) chưa đạt được yêu cầu

quy định về hàm lượng lưu huỳnh đang kêu gọi trên thế giới. Theo lý thuyết của quá trình chiết thì mức độ tách càng cao nếu thực hiện chiết lặp lại càng nhiều lần. Việc chia nhỏ một lượng dung môi để chiết nhiều lần cho hiệu suất tách cao hơn việc chiết một lần với chính lượng dung môi đó. Do đó chúng tôi đã tiến hành chiết lặp lại một mẫu dầu diesel với chất lỏng ion [BPy][Ac].

3.2. Hiệu suất chiết lưu huỳnh qua các lần chiết lặp lại

Kết quả loại lưu huỳnh trong dầu diesel thương phẩm bằng [BPy][Ac] thực hiện qua 6 giai đoạn được trình bày ở Hình 2. Có thể thấy rằng nồng độ lưu huỳnh của dầu mẫu giảm từ 498ppm đến 18ppm sau 6 lần chiết lặp lại. Hiệu suất chiết đạt 96,4%. Như vậy sau 4 lần chiết với chất lỏng ion thì dầu diesel đã đạt tiêu chuẩn Euro 4 và sau 6 lần chiết thì gần đạt tiêu chuẩn Euro 5. Từ đó, có thể thấy rằng để đạt được hàm lượng lưu huỳnh thấp hơn nữa cần thực hiện thêm một số lần chiết tùy theo yêu cầu.



Hình 2. Quá trình chiết lặp lại lưu huỳnh trong dầu diesel (30°C, tỷ lệ thể tích chất lỏng ion/dầu = 1:1)

Kết quả nghiên cứu cho thấy chất lỏng ion là dung môi tiềm năng để loại sâu lưu huỳnh trong dầu. Khả năng chiết lưu huỳnh của chất lỏng ion được giải thích do hai loại tương tác chính giữa chất lỏng ion và các hợp chất lưu huỳnh:

+ Tương tác dạng liên kết hydro xảy ra giữa nguyên tử hydro của hợp chất chứa lưu huỳnh với dị tố của chất lỏng ion. Dạng tương tác này liên quan đến việc tách các hợp chất mạch hở chứa lưu huỳnh.

+ Hiệu ứng vòng thơm là tương tác π - π trong những hợp chất có cấu trúc vòng thơm giống nhau. Tức là tương tác π - π giữa vòng thơm của chất lỏng ion và vòng thơm của hợp chất chứa lưu huỳnh. Tương tác này phù hợp để tách các hợp chất vòng thơm chứa lưu huỳnh như: thiophen, benzothiophen, dibenzothiophen và các dẫn xuất.

Do đó, hệ số phân bố của các hợp chất lưu huỳnh trong chất lỏng ion phụ thuộc vào bản chất hóa học của chất lỏng ion và hợp chất lưu huỳnh. Thông thường, hệ số phân bố của các hợp chất thơm chứa lưu huỳnh cao hơn của các hợp chất béo (Bảng 2) [17]. Vì thế khi chiết lưu huỳnh trong dầu mẫu (pha thiophen, benzothiophen, dibenzothiophen với nồng độ cho trước vào hydrocacbon như n-octan), hiệu suất chiết thường cao hơn chiết với xăng và diesel thực. Quá trình chiết với chất lỏng ion sẽ hiệu quả hơn nếu thực hiện sau bước khử lưu huỳnh bằng hydro. Các hợp chất béo chứa lưu huỳnh dễ dàng bị loại trong quá trình khử lưu huỳnh bằng hydro. Các hợp chất thơm như: thiophen, benzothiophen, dibenzothiophen và các dẫn xuất của chúng khó tách còn lại sẽ được tách bằng cách chiết với chất lỏng ion.

Bảng 2. Hệ số phân bố của một số hợp chất chứa lưu huỳnh trong [BMIM]/OcSO₄ [17]

Hợp chất lưu huỳnh	Hệ số phân bố (K_D)
Dodecanethiol ^a	0,1
Tetrahydrothiophen ^a	0,4
Thiophen ^a	0,7
BT ^b	1,6
DBT ^b	1,9
4-MDBT ^b	1,3
4,6-DMDBT ^b	0,9

Khả năng tái sinh và tái sử dụng của xúc tác cũng như dung môi trong các quá trình hóa học là một tính chất

quan trọng chỉ đứng sau hoạt tính. Tính chất này quyết định xúc tác hay dung môi đó có được dùng trong công nghiệp hay không. Xúc tác hay dung môi có khả năng tái sinh và tái sử dụng sẽ tiết kiệm chi phí để tổng hợp chúng. Ngoài ra, việc tái sinh xúc tác và dung môi còn tránh được việc thải ra môi trường một lượng lớn chất thải làm ảnh hưởng đến môi trường.

Trong nghiên cứu này, chất lỏng ion sau khi dùng để chiết các hợp chất lưu huỳnh trong dầu được tái sinh bằng dung môi thích hợp. Sau khi tái sinh chất lỏng ion lại được dùng để chiết lưu huỳnh trong dầu diesel.

3.3. Khả năng tái sinh chất lỏng ion [BPy]Ac

Kết quả loại lưu huỳnh bằng chất lỏng ion sau khi tái sinh bằng cách chiết ba lần với xyclohexan (tỷ lệ thể tích chất lỏng ion/xyclohexan là 1:1) được thể hiện trong Bảng 3.

Bảng 3. Hiệu suất chiết lưu huỳnh trong diesel của IL trước và sau khi tái sinh (30°C, tỷ lệ thể tích chất lỏng ion/dầu = 1:1, chiết 5 lần liên tục)

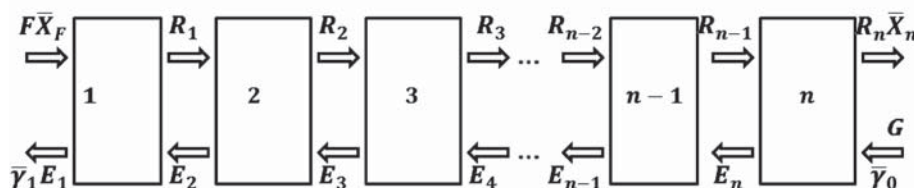
Tỷ lệ thể tích dầu diesel/IL	Hiệu suất chiết lưu huỳnh (% kl)	
	Chất lỏng ion sạch	Chất lỏng ion tái sinh
1:1	94,2	88,8
2:1	92,6	87,0

So với hiệu suất chiết của chất lỏng ion sạch thì hiệu suất chiết của chất lỏng ion sau khi tái sinh thấp hơn một chút. Kết quả tương tự cũng đạt được khi thay đổi tỷ lệ thể tích của dầu/chất lỏng ion. Với các quá trình liên tục người ta có thể tính toán để tái sinh chất lỏng ion một cách hợp lý để tiết kiệm chi phí.

Trong công nghiệp quá trình chiết gián đoạn lặp lại như trong nghiên cứu này có thể thay bằng một quá trình liên tục sử dụng phương pháp chiết nhiều bậc ngược chiều [20]. Có thể tiến hành trong các thiết bị khuấy mắc nối tiếp nhau hoặc trong một tháp (tháp đĩa, tháp đệm, tháp đĩa hình vành khăn có cánh khuấy...). Dầu diesel (F) đi vào đầu này, chất lỏng ion (G) đi vào đầu kia của hệ thống được mô phỏng trên Hình 3.

^a: dầu mẫu, hợp chất lưu huỳnh hòa tan trong i-octane/1-octene, tỷ lệ khối lượng chất lỏng ion/dầu = 1:1, 15 phút.

^b: dầu mẫu, hợp chất lưu huỳnh hòa tan trong n-dodecan, tỷ lệ khối lượng chất lỏng ion/dầu = 1:1, 15 phút.



Hình 3. Sơ đồ nguyên tắc chiết nhiều bậc ngược chiều [20]

Bảng chú thích các chữ viết tắt

[BPy]/Ac	n-butyl pyridin amoni axetat
[BPy]Br	n-butyl pyridin bromua
[OMIM]/BF ₄	n-octyl metyl imidazol tetraflorolat
[OPy]/ BF ₄	n-octyl pyridin tetraflorolat
BT	benzothiophen
DBT	dibenzothiophen
4-MDBT	4-metyl dibenzothiophen
4,6-DMDBT	4,6-dimetyl dibenzothiophen
IL	chất lỏng ion

Pha dầu đang chiết (R) và chất lỏng ion hòa tan lưu huỳnh (E) đi ngược chiều và tiếp xúc trực tiếp với nhau. Như vậy khi chất lỏng ion hòa tan ít lưu huỳnh nhất lại tiếp xúc với dầu có nồng độ lưu huỳnh bé nhất nên có khả năng tách được triệt để lưu huỳnh trong dầu. Ngược lại, khi cho chất lỏng ion có nồng độ lưu huỳnh đậm đặc tiếp xúc với dầu có hàm lượng lưu huỳnh cao thì chất lỏng ion thu được có nồng độ càng cao. Quá trình này có thể tiết kiệm dung môi, thời gian và chi phí.

4. Kết luận

Chất lỏng ion là một nhóm dung môi mới với nhiều tính chất ưu việt. Các nghiên cứu ban đầu cho thấy dung môi này có thể dùng để chiết lưu huỳnh trong dầu diesel như là một công nghệ bổ sung sau công nghệ khử lưu huỳnh bằng hydro truyền thống. Quá trình được thực hiện nhẹ nhàng ở áp suất thấp do không cần sử dụng hydro.

Sau 5 lần chiết lặp lại hàm lượng lưu huỳnh đã giảm từ 498ppm xuống còn 18ppm. Theo lý thuyết chiết, hàm lượng lưu huỳnh có thể giảm hơn nữa khi thực hiện chiết lặp lại thêm vài lần.

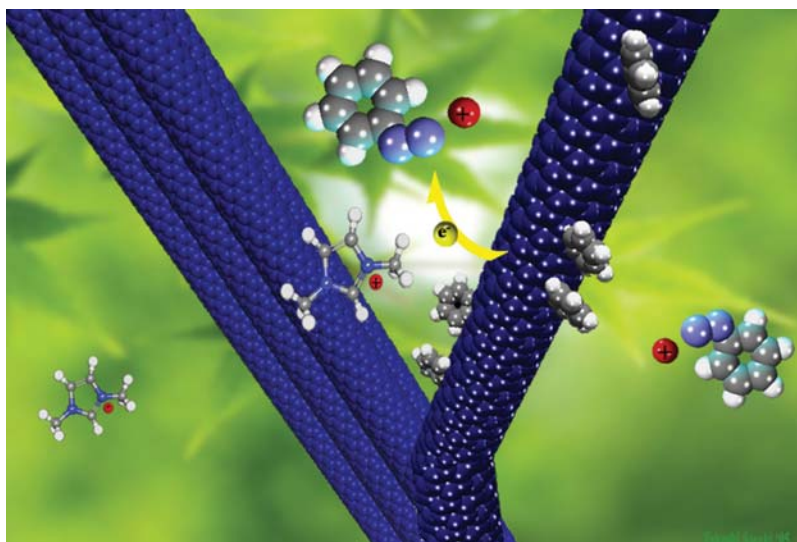
Quá trình chiết có thể thực hiện ở áp suất thấp, nhiệt độ thường nên giảm được chi phí đầu tư cho thiết bị nếu thực hiện trong qui mô công nghiệp. Chất lỏng ion gần như không bay hơi nên không bị mất mát dung môi. Ngoài ra, chất lỏng ion có khả năng tái sinh và tái sử dụng cao nên tránh lãng phí dung môi và giảm ô nhiễm môi trường.

Tuy các chất lỏng ion có hạn chế về giá thành vì chưa được sản xuất nhiều với quy mô công nghiệp nhưng chúng lại bền, ổn định, có thể sử dụng lại. Những nghiên cứu sâu về quá trình chiết liên tục để tiết kiệm dung môi và tái sinh dung môi một cách hợp lý cần được thực hiện

để có thể áp dụng phương pháp này vào thực tế.

Tài liệu tham khảo

- Huang D, Wang Y J, Yang L M, Luo G S, 2006. *Chemical Oxidation of Dibenzothiophene with a Directly Combined Amphiphilic Catalyst for Deep Desulfurization*. Ind Eng Chem Res, 45(6), p.1880 - 1885.
- Liu B S, Xu D F, Chu J X, Liu W, Au C T, 2007. *Deep desulfurization by the adsorption process of fluidized catalytic cracking (FCC) diesel over mesoporous Al-MCM-41 materials*. Energy Fuels, 21(1), p. 250 - 255.
- Ma X, Sakanishi K, Mochida I, 1994. *Hydrodesulfurization reactivities of various sulfur compounds in diesel fuel*. Ind Eng Chem Res, 33(2), p. 218 - 222.
- Gomez E, Santos V E, Alcon A, Martin A B, Garcia-Ochoa F, 2006. *Oxygen-uptake and mass-transfer rates on the growth of pseudomonas putida CECT5279: Influence on biodesulfurization (BDS) capability*. Energy Fuels, 20(4), p. 1565 - 1571.
- Liu Z C, Hu J R, Giao J S, 2006. *FCC naphtha desulfurization via alkylation process over ionic liquid catalyst*. Petroleum Processing and Petrochemicals, 37(10), p. 22 - 26.
- Zhao D S, Li F T, Liu W L, 2006. *Photochemical oxidative desulfurization of fluidized catalytic cracking gasoline*. Petrochemical Technology, 35(10), p. 963 - 966.
- Huang C P, Chen B H, Zhang J, Liu Z C, Li Y X, 2004. *Desulfurization of gasoline by extraction with new ionic liquids [J]*. Energy Fuels, 18(6), p. 1862 - 1864.
- Planeta J, Karasek P, Roth M, 2006. *Distribution of sulfur-containing aromatics between [hmim][Tf2N] and supercritical CO₂: A case study for deep desulfurization of oil refinery streams by extraction with ionic liquids*. Green Chem, 8(1), p. 70 - 77.



Các nghiên cứu ban đầu cho thấy chất lỏng ion có thể dùng để chiết lưu huỳnh trong dầu diesel như là một công nghệ bổ sung sau công nghệ khử lưu huỳnh bằng hydro truyền thống.

9. Y. Nie, C.X. Li, Z.H. Wang, 2007. Extractive Desulfurization of Fuel Oil Using Alkylimidazole and Its Mixture with Dialkylphosphate Ionic Liquids Ind. Eng. Chem. Res. 46, p. 5108 - 5112.

10. L. Alonso, A. Arce, O. Rodri'guez, M. Francisco, A. Soto, 2007. Phase behavior of 1-methyl-3-octylimidazolium bis[trifluoromethylsulfonyl]imide with thiophene and aliphatic hydrocarbons: the influence of *n*-alkane chain length. AIChE J. AIChE J. 53, p. 3108 - 3115.

11. L. Lu, S. Cheng, J. Gao, G. Gao, M. He, 2007. Deep oxidative desulfurization of fuels catalyzed by ionic liquid in the presence of H_2O_2 , Energy Fuels 21, p. 383 - 384.

11. H. Zhao, S. Xia, P. Ma, J. Chem., 2005. Review Use of ionic liquids as 'green' solvents for extractions Technol. Biotechnol. 80, p. 1089 - 1096.

12. W. Zhu, H. Li, X. Jiang, Y. Yan, J. Lu, J. Xia; Zhu W S, Li H M, Jiang X, Yan Y, Lu J, Xia J, 2007. Oxidative desulfurization of fuels catalyzed by peroxotungsten and peroxomolybdenum complexes in ionic liquids. Energy Fuels 21, p. 2514 - 2516.

13. A. Boesmann, L. Datsevich, A. Jess, A. Lauter, C. Schmitz, P. Wasserscheid, 2001. Deep desulfurization of diesel fuel by extraction with ionic liquids. Chem. Commun. 23, p. 2494 - 2495.

14. J. Eßer, A. Jess, P. Wasserscheid, 2003. Ionische Flüssigkeiten - Neuartige Zusatzstoffe für die thermische Verfahrenstechnik. Chem. Ing. Tech. 75, p. 1149 - 1150.

15. A. Jess, P. Wasserscheid, J. Eßer; Ionische Flüssigkeiten als Entrainer in der Extraktivdestillation; Chem. Ing. Tech. 76 (2004), p. 1407 - 1408.

16. J. Eßer, P. Wasserscheid, A. Jess, 2004. Deep desulfurization of oil refinery streams by extraction with ionic liquids, Green Chem. 6, p. 316-322.

17. A. Jess, J. Eßer, in: R.D. Rogers, K.R. Seddon (Eds.), 2005. Ionic Liquids IIIB: Fundamentals, Progress, Challenges and Opportunities, ACS Symposium Series, vol. 902, American Chemical Society, Washington, p. 83-96.

18. ASTM D5453 - 09 Standard Test Method for Determination of Total Sulfur in Light Hydrocarbons, Spark Ignition Engine Fuel, Diesel Engine Fuel and Engine Oil by Ultraviolet Fluorescence.

19. Phạm Văn Toàn, 2003. Các quá trình thiết bị trong công nghệ hóa chất và thực phẩm. Nhà xuất bản Khoa Học và Kỹ thuật.

Đánh giá các ảnh hưởng của nước biển dâng do biến đổi khí hậu đối với các công trình dầu khí trên bờ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đề xuất các giải pháp ứng phó

CN. Nguyễn Ngọc Sơn
ThS. Mai Thanh Trúc
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Biến đổi khí hậu (BĐKH) hiện đang là một trong những vấn đề nóng bỏng, thu hút sự quan tâm của cộng đồng, không chỉ ở Việt Nam mà trên toàn thế giới. Những ảnh hưởng của biến đổi khí hậu, nước biển dâng (NBD) đến đời sống con người ngày càng rõ rệt và mức độ suy thoái môi trường ngày càng trầm trọng hơn. Việt Nam đã thực hiện công tác xây dựng các kịch bản BĐKH và qua đó đã đề ra kế hoạch hành động quốc gia về BĐKH. Bài viết này đưa ra đánh giá tổng quan về các ảnh hưởng của nước biển dâng do BĐKH đối với các công trình dầu khí trên bờ thuộc lĩnh vực công nghiệp dầu khí Việt Nam dựa trên kịch bản BĐKH trung bình của Bộ Tài nguyên và Môi trường (Bộ TN & MT). Trên cơ sở các kết quả nghiên cứu được, nhóm tác giả bước đầu đề ra các giải pháp thích ứng và giảm nhẹ tác động của hiện tượng BĐKH nhằm góp phần thực hiện pha 3 của kế hoạch hành động quốc gia về BĐKH.

1. Giới thiệu

Biến đổi khí hậu, nước biển dâng là một trong những thách thức lớn nhất đối với nhân loại trong thế kỷ 21 [4, 10, 13, 20]. BĐKH, NBD sẽ tác động nghiêm trọng đến sản xuất, đời sống và môi trường trên phạm vi toàn thế giới. BĐKH, NBD không còn là những dự đoán cho tương lai. Thực tế, nó đã và đang diễn ra từng ngày, từng giờ trên thế giới nói chung và ở Việt Nam nói riêng [1, 10, 20]. Nhằm ứng phó với BĐKH, NBD, Bộ TN & MT đã chủ trì tổ chức nghiên cứu xây dựng các kịch bản BĐKH, NBD cho Việt Nam trong tương lai dựa trên kịch bản phát thải khí nhà kính. Theo đó, ba kịch bản biến đổi khí hậu tại Việt Nam đã được xây dựng dựa trên ba kịch bản phát thải, đó là: phát thải thấp, phát thải trung bình và phát thải cao. Theo ba kịch bản này, các mực nước biển dâng tương ứng cũng được đề ra. Theo phân tích của các nhà khoa học, do tính phức tạp của BĐKH và những hiểu biết chưa thật đầy đủ về BĐKH của Việt Nam cũng như trên thế giới, cùng với yếu tố tâm lý, kinh tế, xã hội, tính chưa chắc chắn về các kịch bản phát thải khí nhà kính, tính chưa chắc chắn của kết quả mô hình tính toán xây dựng kịch bản nên kịch bản hài hòa nhất là kịch bản trung bình. Kịch bản này được Bộ TN & MT khuyến nghị cho các

Bộ, Ngành và địa phương làm định hướng ban đầu để đánh giá tác động của BĐKH, NBD và xây dựng kế hoạch hành động ứng phó với BĐKH [10].

Hệ thống các công trình cơ sở hạ tầng nói chung và cơ sở hạ tầng công nghiệp nói riêng, đặc biệt là các công trình dầu khí, có vai trò chiến lược vô cùng quan trọng đối với nền kinh tế của đất nước. Do đặc thù của ngành công nghiệp dầu khí là nằm ở khu vực có giao thông đường biển thuận lợi nên đa số các công trình dầu khí đều tập trung ngoài khơi và dọc dải ven biển nơi được xem là dễ bị tổn thương hàng đầu dưới tác động trực tiếp của BĐKH và NBD [3]. Việc đánh giá, xác định quy mô và mức độ ảnh hưởng của NBD do BĐKH đối với các công trình dầu khí trên bờ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (PVN) là thật sự cần thiết nhằm đưa ra các giải pháp ứng phó kịp thời, góp phần đảm bảo sự an toàn và bền vững cho các công trình.

2. Phạm vi, dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

2.1. Phạm vi nghiên cứu

Trong nội dung bài viết, tác giả tập trung nghiên cứu, đánh giá ảnh hưởng trực tiếp của NBD do BĐKH đến các

công trình dầu khí trên bờ của PVN. Thời kỳ được chọn đánh giá là đến năm 2050.

2.2. Phương pháp nghiên cứu

Các phương pháp nghiên cứu gồm:

- Phương pháp tổng hợp tài liệu: thu thập thông tin về các công trình, hoạt động của PVN, các yếu tố khí tượng thủy văn, tài nguyên đất đai và môi trường trong khu vực nghiên cứu ở các cơ quan, tổ chức quản lý.
- Phương pháp chuyên gia: tham khảo kiến thức chuyên gia thuộc các chuyên ngành khí tượng thủy văn, BĐKH, địa chất công trình, dầu khí có liên quan.
- Phương pháp phân tích hệ thống trong thiết kế xây dựng cơ sở dữ liệu và hệ thống quản lý thông tin.
- Phương pháp GIS: sử dụng hệ thông tin địa lý nhằm xây dựng và quản lý dữ liệu, tích hợp các loại thông tin số liệu, tài liệu, bản đồ... liên quan đến nội dung nghiên cứu phục vụ công tác quản lý và khai thác thông tin.

Kỹ thuật nghiên cứu áp dụng: kỹ thuật phân tích, thống kê; kỹ thuật thiết lập sơ đồ, bản đồ; kỹ thuật viễn thám và GIS.

2.3. Nguồn tư liệu sử dụng

- Các kịch bản BĐKH của Bộ TN & MT, các báo cáo đánh giá tác động môi trường (ĐTM), cam kết bảo vệ môi trường (CKBVMT), các báo cáo đầu tư cơ bản (lưu trữ tại Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí) [2, 3].
- Các số liệu về các công trình dầu khí trên bờ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam [3, 16]: vị trí địa lý, quy mô công trình, độ cao xây dựng, đặc điểm địa hình, kinh tế xã hội khu vực...
- Kết quả đề tài "Quy hoạch tổng thể thủy lợi đồng bằng sông Cửu Long trong điều kiện BĐKH, NBD" của Viện quy hoạch Thủy lợi miền Nam [17].
- Số liệu khí tượng thủy văn của Trung tâm Khí tượng Thủy văn khu vực Nam bộ, Atlas khí tượng thủy văn của Tổng cục Khí tượng thủy văn, 1994.

3. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

3.1. Tính toán mực NBD đến các công trình của PVN

Kịch bản NBD của Bộ TN & MT được xây dựng chưa xét đến các yếu tố của sóng, thủy triều, nước dâng do

bão, lũ và cơ chế động lực khác [10, 14, 16, 17], vì vậy khi đánh giá ảnh hưởng của NBD đối với các công trình của PVN cần xem xét đến các yếu tố này. Trong bài báo này đề xuất cách tính độ cao an toàn cho các công trình, có tính đến ảnh hưởng của các yếu tố trên, sử dụng kết quả nghiên cứu của đề tài "Quy hoạch tổng thể thủy lợi đồng bằng sông Cửu Long trong điều kiện biến đổi khí hậu và nước biển dâng" của Viện Quy hoạch Thủy lợi miền Nam [17] và các nghiên cứu của GS.TS. Nguyễn Tất Đắc, số liệu của Atlas khí tượng thủy văn của Tổng cục Khí tượng Thủy văn, 1994 và các tài liệu khí tượng thủy văn cho các mỏ và cụm mỏ ngoài khơi do ThS. Lê Thị Xuân Lan - Đài khí tượng thủy văn cung cấp:

Trong trường hợp bình thường (không có bão):

$$H_{\text{an toàn}} = H_{\text{công trình}} - (NBD + H_{\text{triều}}) + P^* \quad (1)$$

Trong trường hợp có bão:

$$H_{\text{an toàn}} = H_{\text{công trình}} - (NBD + H_{\text{triều}} + H_{\text{bão}}) + P^* \quad (2)$$

Trường hợp nghiêm trọng (động đất/sóng thần):

$$H_{\text{an toàn}} = H_{\text{công trình}} - (NBD + H_{\text{triều}} + H_{\text{sóng thần}}) + P^* \quad (3)$$

Trong đó

$H_{\text{công trình}}$: Độ cao nền móng công trình so với mực nước biển

NBD: Mực nước dâng theo kịch bản của Bộ TN & MT đã hiệu chỉnh theo chế độ thủy văn khu vực

$H_{\text{triều}}$: Nước dâng do triều

$H_{\text{bão}}$: Nước dâng do bão

P^* : Vị trí/vị thế của công trình (ưu thế về vị trí, đặc điểm địa hình, địa lý tự nhiên, rừng phòng hộ, hệ thống đê ngăn bảo vệ... của công trình)

$H_{\text{an toàn}}$: Độ chênh cao của công trình còn lại

3.2. Đánh giá ảnh hưởng trực tiếp của NBD do BĐKH đến các công trình dầu khí trên bờ

Trên cơ sở những tính toán độ cao an toàn của các công trình theo các công thức (1) - (3), sử dụng các số liệu về độ cao nền móng thiết kế của công trình so với mực nước biển, độ cao của NBD theo kịch bản BĐKH đã hiệu chỉnh theo chế độ thủy văn khu vực, độ cao nước triều dâng khi bình thường và khi có bão, thông số P^* , mức độ ảnh hưởng của NBD đến các công trình dầu trên bờ được đánh giá như sau:

3.2.1. Tác động của NBD đến các nhà máy lọc hóa dầu

Hiện tại, PVN quản lý 9 công trình thuộc lĩnh vực lọc hóa dầu, trong đó có 6 công trình đã đi vào hoạt động,

2 công trình đang xây dựng là Nhà máy sản xuất sợi Đình Vũ và Liên hợp lọc hóa dầu Nghi Sơn, một công trình đang ở giai đoạn thiết kế đầu tư là Nhà máy lọc dầu Long Sơn [2, 3, 5, 6, 8, 9].

Bảng 1. Mức độ ảnh hưởng của NBD, bão và sóng thần năm 2050 đến các nhà máy lọc hóa dầu

TT	Công trình	Đánh giá mức độ ảnh hưởng
1	Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	- Nước dâng do bão sẽ ảnh hưởng đến hệ thống phao xuất dầu không bến (SPM), bến xuất sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.
2	Nhà máy Polypropylen Dung Quất	- Dưới ảnh hưởng của mưa bão, gây ngập lụt hệ thống giao thông xung quanh nhà máy. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần nếu xảy ra động đất ở biển Đông sau 2 giờ.
3	Nhà máy chế biến condensat	- Nhà máy không chịu ảnh hưởng của NBD. - Nhà máy nằm sâu trong đất liền và xung quanh là RNM nên không chịu ảnh hưởng trực tiếp của bão. - Chịu ảnh hưởng của chế độ thủy văn khu vực, có thể xảy ra ngập úng cục bộ xung quanh nhà máy vào mùa mưa, bão.
4	Nhà máy xử lý khí Dinh Cố	- An toàn và không chịu ảnh hưởng của NBD, bão cũng như sóng thần.
5	Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn	
6	Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ	- Nhà máy không chịu ảnh hưởng của NBD, nước dâng do bão. - Khu vực xung quanh khu công nghiệp và nhà máy chịu ảnh hưởng của bão và sóng thần nếu xảy ra động đất ở khu vực biển Đông.
7	Nhà máy hóa chất LG Vina DOP Đồng Nai	- An toàn và không chịu ảnh hưởng của NBD, bão cũng như sóng thần.
8	Liên hợp lọc hóa dầu Nghi Sơn - Thanh Hóa	- Nước dâng do bão sẽ ảnh hưởng đến hệ thống SPM và bến xuất sản phẩm. - Ảnh hưởng đến giao thông xung quanh nhà máy vào mùa mưa lũ và bão. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần nếu xảy ra động đất ở khu vực biển Đông.
9	Nhà máy Lọc dầu Long Sơn - Vũng Tàu	- Không chịu ảnh hưởng của NBD. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần nếu xảy ra động đất ở khu vực biển Đông.

3.2.2. Tác động của NBD đến các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học

Bảng 2. Đánh giá mức độ ảnh hưởng của NBD, bão và sóng thần đến các nhà máy nhiên liệu sinh học đến năm 2050

TT	Công trình	Đánh giá mức độ ảnh hưởng
1	Nhà máy nhiên liệu sinh học Phú Thọ	- An toàn và không bị ảnh hưởng.
2	Nhà máy nhiên liệu sinh học Dung Quất	- Nước dâng do bão sẽ ảnh hưởng đến hệ thống SPM. - Dưới ảnh hưởng của mưa bão, gây ngập lụt hệ thống giao thông xung quanh nhà máy. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần nếu xảy ra động đất ở biển Đông sau 2 giờ.
3	Nhà máy nhiên liệu sinh học Bình Phước	- An toàn và không chịu ảnh hưởng

3.2.3. Tác động của NBD đến các nhà máy sản xuất đạm

Bảng 3. Đánh giá mức độ ảnh hưởng của NBD, bão và sóng thần đến năm 2050 đến các nhà máy đạm

TT	Công trình	Đánh giá mức độ ảnh hưởng
1	Nhà máy đạm Phú Mỹ	- An toàn và không chịu ảnh hưởng của NBD và nước dâng do bão. - Ngập lụt xung quanh, ảnh hưởng đến giao thông vào mùa mưa bão.
2	Nhà máy đạm Cà Mau	- Không chịu ảnh hưởng của NBD, an toàn đối với bão (do có đê phía Đông và phía Tây cao 2,5 và RNM ở ven biển). - Địa hình chung của khu vực khá thấp (0,5 - 1m) nên vào năm 2050 khu Khí-Điện-Đạm Cà Mau sẽ trở thành ốc đảo, làm ảnh hưởng đến hệ thống giao thông khu vực gây khó khăn cho sản xuất. - Ảnh hưởng đến chế độ lấy nước cũng như sự phát tán ô nhiễm, phân tán nhiệt của nước thải.

3.2.4. Tác động của nước biển dâng đến các nhà máy điện

Bảng 4. Đánh giá mức độ ảnh hưởng của NBD, bão và sóng thần đến các nhà máy điện

TT	Công trình	Đánh giá mức độ ảnh hưởng
1	Nhà máy điện Nhơn Trạch 1	- An toàn và không chịu ảnh hưởng của NBD và bão do nằm sâu trong đất liền và có hệ thống RNM bao quanh.
2	Nhà máy điện Nhơn Trạch 2	- Khu vực xung quanh hai nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 và 2 chịu ảnh hưởng ngập lụt khi vào mùa mưa lũ hoặc bão.
3	Nhà máy điện CTHH Cà Mau 1	- Không chịu ảnh hưởng của NBD, an toàn đối với bão (do có đê cao 2,5 và RNM ở ven biển).
4	Nhà máy điện CTHH Cà Mau 2	- Địa hình chung khu vực khá thấp (0,5 - 1m) nên vào năm 2050 khu Khí-Điện-Đạm Cà Mau sẽ trở thành ốc đảo, làm ảnh hưởng đến hệ thống giao thông khu vực, gây khó khăn cho sản xuất.
5	Nhà máy điện Thái Bình 2	- An toàn và không chịu ảnh hưởng của NBD và bão do nằm sâu trong đất liền và trong hệ thống đê sông.
6	Nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1	- Không chịu ảnh hưởng của NBD và nước dâng do bão. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần.
7	Nhà máy nhiệt điện Long Phú 1	- Không chịu ảnh hưởng của NBD, nước dâng do bão do nằm sâu trong đất liền. - Khu vực xung quanh chịu ảnh hưởng ngập lụt do lũ đồng bằng sông Cửu Long và mưa bão.
8	Nhà máy nhiệt điện Quảng Trạch	- Không chịu ảnh hưởng của NBD và nước dâng do bão. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần.
9	Thủy điện Đắk Đrinh	- An toàn và không ảnh hưởng vì xây dựng ở núi cao
10	Thủy điện Hòa Na	
11	Thủy điện Nậm Chiến	

3.2.5. Tác động của nước biển dâng đến các kho chứa dầu/khí

Bảng 5. Đánh giá mức độ ảnh hưởng của NBD, bão và sóng thần đến năm 2050 đến các kho/tổng kho chứa xăng dầu

TT	Công trình	Đánh giá mức độ ảnh hưởng
1	Kho xăng dầu Cái Lân	- Nhà máy an toàn và không chịu ảnh hưởng của NBD. - Khu vực xung quanh KCN và nhà máy chịu ảnh hưởng ngập lụt do mưa bão và sóng thần nếu xảy ra động đất ở khu vực biển Đông.
2	Kho xăng dầu Đình Vũ	- Nhà máy không chịu ảnh hưởng của NBD, nước dâng do bão. - Khu vực xung quanh KCN và nhà máy chịu ảnh hưởng của bão và sóng thần nếu xảy ra động đất ở khu vực biển Đông.
3	Kho sản phẩm khí Nam Định	- Không ảnh hưởng của NBD, sóng thần.
4	Kho dầu Nam Định	- Chịu ảnh hưởng của nước dâng do mưa lũ (do kho chứa nằm ngoài đê).
5	Kho Ninh Bình	- An toàn
6	Kho xăng dầu Thái Bình	- An toàn và không chịu ảnh hưởng.
7	Kho xăng dầu Vũng Áng	- Không chịu ảnh hưởng của NBD và nước dâng do bão. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần.
8	Kho xăng dầu Chân Mây	- Không chịu ảnh hưởng của NBD và nước dâng do bão. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần.
9	Kho xăng dầu Liên Chiểu	- Không chịu ảnh hưởng của NBD và nước dâng do bão. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần.
10	Kho xăng dầu Vũng Rô	- Không chịu ảnh hưởng của NBD và nước dâng do bão. - Chịu ảnh hưởng của sóng thần.
11	Kho xăng dầu Biên Hòa	- An toàn, không chịu ảnh hưởng của NBD.
12	Kho xăng dầu Tây Ninh	- Không chịu ảnh hưởng của NBD và nước dâng do bão. - Chịu ảnh hưởng của nước dâng vào mùa mưa lũ.
13	Kho xăng dầu Nhà Bè	- Chịu ảnh hưởng của NBD, ngập lụt vào mùa lũ và nước dâng do bão (do nằm sát sông Sài Gòn).
14	Kho cảng Thị Vải	- Kho cảng không chịu ảnh hưởng của NBD. - Kho nằm sâu trong đất liền và xung quanh là RNM nên không chịu ảnh hưởng trực tiếp của bão. - Xảy ra ngập úng cục bộ xung quanh nhà máy vào mùa mưa, bão.
15	Tổng kho xăng dầu Cần Thơ	- Kho cảng không chịu ảnh hưởng của NBD, nước dâng do bão. - Xảy ra ngập úng cục bộ xung quanh nhà máy vào mùa mưa, bão.

3.2.6. Tác động của nước biển dâng đến các trạm phân phối khí

Bảng 6. Đánh giá mức độ ảnh hưởng của NBD, bão và sóng thần đến năm 2050 đến các trạm phân phối khí

TT	Công trình	Đánh giá mức độ ảnh hưởng
1	Trạm phân phối khí Bà Rịa	- An toàn không ảnh hưởng.
2	Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ	- An toàn không ảnh hưởng.
3	Trạm phân phối khí Cà Mau	- Không chịu ảnh hưởng của NBD, an toàn đối với bão (có đê cao 2,5 và RNM ở ven biển). - Do địa hình chung khu vực khá thấp (0,5 - 1m) nên vào năm 2050 khu Khí-Điện-Đạm Cà Mau sẽ trở thành ốc đảo, làm ảnh hưởng đến hệ thống giao thông khu vực.
4	Trung tâm phân phối khí Ô Môn	- Trung tâm không chịu ảnh hưởng của NBD, nước dâng do bão. - Xảy ra ngập úng cục bộ xung quanh trung tâm phân phối khí vào mùa mưa, bão.

Bảng 7. Đánh giá mức độ ảnh hưởng do BĐKH, NBD, bão và sóng thần liên quan đến các cảng/cụm cảng

TT	Công trình	Đánh giá mức độ ảnh hưởng
1	Cảng Vietsovpetro	- Chịu ảnh hưởng của sóng thần nếu xảy ra động đất ở khu vực biển Đông.
2	Cảng PTSC Vũng Tàu	
3	Kho cảng xăng dầu Thị Vải - Cái Mép	- Cảng không chịu ảnh hưởng của NBD. - Cảng nằm sâu trong đất liền và xung quanh là RNM nên không chịu ảnh hưởng trực tiếp của bão. - Xảy ra ngập úng cục bộ xung quanh các kho chứa vào mùa mưa, bão.
4	Cụm cảng dầu Nhiệt điện Phú Mỹ	- An toàn và không ảnh hưởng.
5	Cảng PV Gas Vũng Tàu	- Cảng không chịu ảnh hưởng của NBD. - Xảy ra ngập úng cục bộ xung quanh các kho chứa vào mùa mưa, bão.
6	Cảng PV Oil Cần Thơ	- Cảng không chịu ảnh hưởng của NBD, nước dâng do bão. - Xảy ra ngập úng cục bộ xung quanh vào mùa mưa, bão.

3.2.7. Tác động của NBD đến các tuyến đường ống

Theo thiết kế, các tuyến ống trên bờ trước khi lắp đặt đều được làm sạch và bọc các lớp chống ăn mòn (độ dày trung bình 3,2mm). Ngoài ra, nó được bọc thêm lớp xi măng gia tải bên ngoài và được chôn sâu từ 1,2 - 2,5m bên dưới mặt đất. Vì vậy, đoạn ống trên bờ này cũng khá vững chắc để hoạt động trong thời gian dài. Mặt khác, để hạn chế quá trình ăn mòn tuyến đường ống, dọc theo tuyến ống trên bờ, chủ dự án thường xây dựng thêm các điện cực anod dọc tuyến ống. Riêng ở điểm tiếp bờ, nơi có nguy cơ sạt lở cao, các đoạn ống trước đây được chôn dưới đất, nay đất cát bao quanh khu vực đoạn ống có thể bị cuốn trôi, sạt lở. Đoạn ống lúc này bị ngập chìm trong nước biển. Tuy nhiên, do đoạn ống trên bờ được xử lý và gia cố giống hết quy trình xử lý cho các tuyến ống ngoài khơi, đồng thời độ dày của lớp bê tông gia tải bên ngoài dày hơn để có thể chịu đựng va đập tốt hơn nên dự kiến đoạn ống ở khu vực đoạn tiếp bờ sẽ không chịu

ảnh hưởng đáng kể nếu bị ngập chìm trong nước biển. Như vậy, mực NBD do biến đổi khí hậu không làm ảnh hưởng đến chất lượng cũng như hoạt động của tuyến đường ống dẫn khí.

3.2.8. Tác động của NBD đến các cảng trung chuyển sản phẩm và dịch vụ

Hiện tại các công trình đã được mô tả ở trên thường nằm sát bờ biển hay bờ sông đều với mục đích xuất/nhập nhiên liệu hoặc vận chuyển sản phẩm cho thuận tiện [2, 3]. Một số công trình sử dụng cảng/bến chung, một số công trình xây dựng và sử dụng riêng. Đối với các công trình đặc thù như Tổ hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn, Dung Quất, nhà máy đạm đều xây dựng bến xuất/nhập riêng. Các bến này đã được thống kê và đánh giá chung với công trình đi kèm. Phần này, chỉ thống kê và đánh giá một số cảng/cụm cảng riêng biệt có công suất khoảng 30.000DWT trở lên.

4. Đề xuất các giải pháp thích ứng và giảm thiểu các ảnh hưởng của BĐKH, NBD đến các công trình, hoạt động của PVN

4.1. Các giải pháp giảm thiểu, thích ứng với BĐKH, NBD chung của PVN

Các hoạt động thích ứng và giảm thiểu đối với BĐKH, NBD cần được triển khai ngay ở các địa phương, nơi có các công trình của PVN, bao gồm:

- + Xây dựng các chỉ tiêu, quy chuẩn kỹ thuật phục vụ yêu cầu quy hoạch phát triển ngành trong bối cảnh BĐKH.
- + Cam kết giảm phát thải khí CO₂ vào môi trường bằng cách sử dụng công nghệ chuyển hóa CO₂ thành sản phẩm hữu ích và tàng trữ CO₂.
- + Hướng tới việc sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng sạch.
- + Tăng cường các chính sách nhằm hỗ trợ giảm nhẹ những áp lực lâu dài, những khả năng tổn hại do những nhân tố ngoài tác động của BĐKH lên các hệ thống tự nhiên và xã hội (vấn đề quy hoạch, phát triển, quản lý và xử lý ô nhiễm môi trường, khai thác và bảo vệ tài nguyên thiên nhiên hiệu quả, hỗ trợ trồng rừng, lập kế hoạch phòng chống thiên tai...).
- + Nâng cao nhận thức cho toàn cán bộ công nhân viên trong PVN về những rủi ro do BĐKH, NBD gây ra.
- + Tăng cường hợp tác và trao đổi thông tin với các đài khí tượng thủy văn khu vực, trung tâm cảnh báo động đất/sóng thần trên thế giới và trong khu vực để sớm biết trước những rủi ro do thiên tai gây ra.
- + Tăng cường sự phối hợp với các địa phương nơi có các công trình của PVN để ứng phó với BĐKH, NBD.
- + Tham gia và đẩy mạnh công tác tuyên truyền, nâng cao nhận thức trong toàn xã hội về BĐKH, NBD và những tác động của chúng cũng như tham mưu cho Chính phủ về những hoạt động ứng phó với BĐKH, NBD.

4.2. Các biện pháp giảm thiểu, thích ứng cụ thể cho từng cụm công trình

Các công trình dầu khí phân bố khắp cả nước, từng vùng có đặc điểm khác nhau về địa chất, địa mạo, khí tượng thủy văn, đề biển... và những biến động ven bờ cũng rất khác nhau, các giải pháp cũng sẽ khác nhau cho phù hợp với từng vùng địa lý [1, 3, 20].

Các giải pháp thích ứng và giảm nhẹ do NBD, triều, sóng, nước dâng do bão và các thiên tai cho từng công trình dầu khí bị ảnh hưởng được xem xét theo các khu vực sau: Đồng bằng Bắc bộ, Bắc Trung bộ, Nam Trung bộ và Nam bộ. Dựa vào đặc điểm vị trí địa lý, quy mô của công trình cũng như mức độ bị ảnh hưởng để đưa ra các biện pháp giảm thiểu và thích ứng cụ thể như [11, 15, 19]:

- Thành lập tổ ứng phó khẩn cấp trực 24/24 giờ khi dự báo bão hoặc thiên tai xảy ra.
- Luôn giữ thông tin liên lạc với Ủy ban phòng chống lụt bão và tìm kiếm cứu nạn của địa phương.
- Ngừng hoạt động xuất/nhập sản phẩm khi có cảnh báo bão động thời tiết xấu, thiên tai xảy ra.
- Khai thông hệ thống cống dẫn nước thải theo định kỳ để tránh ứ đọng nước vào mùa mưa bão lớn.
- Nâng cấp các đề chắn sóng, chân đế cầu cảng để bảo vệ cầu cảng, thích ứng được với điều kiện thiên tai xấu (sóng lớn, thủy triều) và mực nước biển ngày càng tăng...

5. Kết luận

Theo kịch bản BĐKH, NBD cho Việt Nam năm 2009 của Bộ TN & MT xây dựng thì mức NBD nêu trong kịch bản chưa được xem xét đến chế độ thủy văn khu vực, sóng, triều, dâng do bão và các thiên tai. Đối với từng khu vực khác nhau thì mức NBD sẽ hoàn toàn khác nhau.

Các công trình dầu khí trên đất liền bao gồm các nhà máy lọc hóa dầu, các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học, các nhà máy sản xuất đạm, các nhà máy sản xuất điện, các kho/tổng kho chứa xăng dầu, các tuyến đường ống dẫn khí, các trạm/trung tâm phân phối khí đều có độ cao xây dựng từ 2m trở lên, trừ kho xăng dầu Nhà Bè (1,8m). So với mức NBD đã hiệu chỉnh (xét đến yếu tố sóng, thủy triều, nước dâng do bão...) vào năm 2020 và năm 2050, thì đa số các công trình ở mức an toàn (trừ kho xăng dầu Nhà Bè và cụm Khí-Điện-Đạm Cà Mau là bị ảnh hưởng trực tiếp của NBD vào những năm từ 2020 - 2050). Tuy không bị ảnh hưởng trực tiếp nhưng hoạt động của các công trình này sẽ bị ảnh hưởng gián tiếp do thiên tai sẽ nhiều hơn (bão), ngập lụt xảy ra thường xuyên, giao thông bị đình trệ... gây khó khăn cho sản xuất và kinh doanh.

Diễn biến của BĐKH, NBD sẽ không tác động ngay lập tức, mà nó biến động tăng theo thời gian. Do vậy, việc lập chương trình thích ứng và các biện pháp giảm thiểu cũng phải có lộ trình. Các Cấp, Ban, Ngành và mỗi cá nhân cần

ý thức áp dụng thường xuyên và kịp thời các biện pháp giảm thiểu các rủi ro do BĐKH, NBD gây ra nhằm đảm bảo phát triển kinh tế vững mạnh cho đất nước và đời sống ổn định của nhân dân.

Tài liệu tham khảo

1. 90m SRTM data for the tropics. International Center for Tropical Agriculture (CIAT), <http://gisweb.ciat.cgiar.org/>.
2. Báo cáo tổng kết nhiệm vụ cấp ngành, 2010. *Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí VN-02*. Trung tâm Lưu trữ Dầu khí.
3. Bastian Hoffmann, Sebastian Häfele, Ute Karl, 2011. *Quantification of the impact of climate change on thermal power plants in Germany - A system dynamics modelling approach*. European Institute for Energy Research.
4. Các báo cáo thiết kế cơ sở, đánh giá tác động môi trường cho các dự án khai thác dầu khí, đường ống vận chuyển khí, các kho chứa và các nhà máy lọc-hóa dầu, các nhà máy thủy điện, nhiệt điện thuộc PVN đầu tư. Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam lưu trữ từ năm 1997 - 2011.
5. Clearinghouse for inventories & Emissions factors, 1995. *Emission factors & AP 42, compilation of air pollutant Emission factors*. Volume I - Chapter 5, <http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/>.
6. Climate change science program synthesis and assessment, February 2008. *Effects of climate change on energy production and use in the united states - U.S.*
7. Climate protection programme, 2003. *Climate change and development in Vietnam: Agriculture and adaptation for the Mekong delta region*. Asian Disaster Preparedness Center (ADPC).
8. Công ty cổ phần đầu tư xây dựng Vinaconex (PVC). *Dự án Nhà máy sợi Polyester Đình Vũ*, <http://pvv.com.vn/>, ngày 30/04/2011.
9. Công ty TNHH Hoá chất LG VINA, <http://www.lgvinachem.com/>, ngày 30/ 4/2011.
10. *Fourth Assessment Report 2007*. Intergovernmental panel on climate change (IPCC). <http://www.ipcc.ch/>.
11. Hoàng Dũng, 27/04/2011. *Tổng quan công tác tìm kiếm*. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. <http://www.pvn.vn/>.
12. <http://www.vungtaujobs.com/story/phat-hien-cac-cau-tao-dau-khi-moi-ngoai-khoi-tinh-thai-binh>, ngày 29/4/2011.
13. *Kịch bản biến đổi khí hậu và nước biển dâng cho Việt Nam*. Bộ Tài nguyên và Môi trường, Hà Nội 6/2009.
14. Lê Đức Tố, 2009. *Biển Đông - Tập 1*. Nhà xuất bản Khoa học tự nhiên và Công nghệ, Hà Nội.
15. *Lĩnh vực hoạt động - Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV Oil)*. <http://www.pvoil.com.vn/>, ngày 30/4/ 2011.
16. Nguyễn Ngọc Huân, 1996. *Tác động của BĐKH đối với mực nước biển dâng Việt Nam*. Viện Khí tượng thủy văn.
17. Nguyễn Sinh Huy, 2010. *Nghiên cứu cơ sở khoa học và đề xuất các biện pháp ứng phó cho đồng bằng sông Cửu Long đảm bảo cho sự phát triển bền vững trong điều kiện biến đổi khí hậu - nước biển dâng*. Đề tài nghiên cứu cấp Bộ Nông nghiệp và Phát triển nông thôn, Tp. Hồ Chí Minh.
18. Phạm Văn Ninh, 2009. *Biển Đông - Tập 2*. Nhà xuất bản Khoa học tự nhiên và Công nghệ, Hà Nội.
19. *Quy hoạch phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025*. Hà Nội, 2/2009.
20. S.Ramachandran, 2000. *Reducing (controlling) vapour losses from storage tanks*, Presentation at 7th Annual "India Oil & Gas Review Symposium & International Exhibition", IORS.
21. *Sản phẩm và dịch vụ - Tổng công ty Khí Việt Nam (PV Gas)*, <http://www.pvgas.com.vn/>, ngày 30/4/ 2011.
22. The U.S Climate Change Science Program, 1/2009. *Global Climate Change Impacts in the United States*.
23. Trần Thục và Lê Nguyên Tường, 2006. *Khí hậu, biến đổi khí hậu và các biện pháp thích ứng*. Tuyển tập Báo cáo tại Hội nghị khoa học Trường Đại học Thủy lợi, Hà Nội.
24. Trần Việt Liễn, 2000. *Tác động của biến đổi khí hậu và nước biển dâng đến vùng ven biển Việt Nam*. Tuyển tập kết quả nghiên cứu khoa học 1996 - 2000, Viện Khí tượng thủy văn. Nhà xuất bản Nông nghiệp, Hà Nội.

Mô phỏng quá trình lan truyền dầu khi xảy ra sự cố tràn dầu tại khu vực ven biển Hải Phòng

CN. Vũ Duy Vĩnh

Viện Tài nguyên và Môi trường biển

Tóm tắt

Rất gần di sản thiên nhiên thế giới vịnh Hạ Long và khu dự trữ sinh quyển thế giới Cát Bà, khu vực cửa sông ven biển Hải Phòng là nơi có tính đa dạng sinh học cao với các hệ sinh thái biển nhiệt đới điển hình như: rừng ngập mặn, có biển, hệ sinh vùng triều... Nơi đây cũng có cảng Hải Phòng - cửa ngõ ra biển của các tỉnh phía Bắc và là cảng biển lớn thứ hai ở Việt Nam. Trong những năm gần đây, cùng với sự phát triển kinh tế xã hội của đất nước, sản lượng hàng hoá thông qua cảng Hải Phòng hàng năm cũng không ngừng tăng lên. Theo đó là sự tăng lên về mật độ của các phương tiện giao thông thuỷ, trong đó có các tàu chở dầu. Nếu xảy ra sự cố tràn dầu do các tàu chở dầu này gây ra chắc chắn sẽ có những tác động rất lớn đến môi trường sinh thái và tài nguyên sinh vật biển của khu vực. Để đánh giá phạm vi ảnh hưởng của dầu tràn ra khu vực cửa sông Bạch Đằng sau khi xảy ra sự cố tràn dầu, tác giả đã áp dụng mô hình toán học mô phỏng sự lan truyền và biến đổi của vệt dầu trong các trường hợp xảy ra sự cố tràn dầu giả định vào mùa mưa (8/2006) và mùa khô (3/2007). Các kết quả mô phỏng tính toán cho thấy ảnh hưởng do dầu tràn đến khu vực này phụ thuộc nhiều vào các yếu tố như thời gian xảy ra sự cố, vị trí, tính chất loại dầu tràn và đặc điểm điều kiện thời tiết của khu vực. Ở khu vực cửa sông Bạch Đằng, nếu xảy ra sự cố tràn dầu vào thời điểm triều lên sẽ có ảnh hưởng lớn hơn khi xảy ra sự cố vào thời điểm triều xuống.

1. Mở đầu

Sử dụng các công cụ toán học để đánh giá dự báo sự lan truyền dầu khi xảy ra sự cố tràn dầu là một trong những phương pháp hữu hiệu góp phần xây dựng các phương án ứng cứu sự cố tràn dầu [12]. Với sự phát triển mạnh mẽ của các công cụ tính toán trong thời gian gần đây, phương pháp ứng dụng mô hình toán để mô phỏng dầu tràn khi xảy ra sự cố ngày càng được sử dụng rộng rãi [1, 2, 17, 18, 19, 20].

Vùng ven biển Hải Phòng là nơi có tính đa dạng sinh học cao với các hệ sinh thái biển nhiệt đới điển hình như: rừng ngập mặn, có biển, hệ sinh vùng triều... Nơi đây cũng có cảng Hải Phòng - cửa ngõ ra biển của các tỉnh phía Bắc và cảng biển lớn thứ hai ở Việt Nam. Trong những năm gần đây cùng với sự phát triển kinh tế xã hội của đất nước, sản lượng hàng hoá thông qua cảng Hải Phòng hàng năm cũng không ngừng tăng lên. Theo đó là sự tăng lên về mật độ của các phương tiện giao thông thuỷ, trong đó có các tàu chở dầu. Nếu xảy ra sự cố tràn dầu do các tàu chở dầu này gây ra chắc chắn sẽ có những tác động lớn đến môi trường sinh thái và tài nguyên sinh vật biển của khu vực. Để đánh giá phạm vi ảnh hưởng của dầu tràn ra khu vực cửa sông Bạch Đằng sau khi xảy ra sự cố tràn dầu, một

mô hình toán học đã được áp dụng để mô phỏng sự lan truyền và biến đổi của vệt dầu theo không gian trong các trường hợp xảy ra sự cố tràn dầu giả định vào mùa mưa (8/2006) và mùa khô (3/2007) ở hai vị trí: cửa Bạch Đằng và cửa Lạch Huyện.

2. Tài liệu và phương pháp

2.1. Tài liệu

Các tài liệu chính được sử dụng bao gồm:

- Các tài liệu về địa hình của khu vực cửa sông ven biển Hải Phòng: độ sâu và đường bờ trong các định dạng số của cơ sở dữ liệu GIS (trong Arcview).
- Các tài liệu về thủy văn sông của các sông chính ảnh hưởng đến khu vực này: Bạch Đằng, Cấm, Lạch Tray, Văn Úc, Thái Bình.
- Các tài liệu về điều kiện khí tượng: nhiệt độ không khí, độ ẩm tương đối, bức xạ mặt trời, vận tốc và hướng gió.
- Các tài liệu về điều kiện hải văn của khu vực: dao động mực nước, độ muối, nhiệt độ nước, độ cao và hướng sóng.

2.2. Phương pháp

Phương pháp chính để thực hiện việc mô phỏng quá trình tràn dầu khi xảy ra sự cố là sử dụng các mô hình toán học. Trong nghiên cứu này chúng tôi sử dụng 2 loại mô hình toán học: mô hình thủy động lực và mô hình tràn dầu. Đây là 2 module trong bộ mô hình Delft3D do Viện Thủy lực Delft của Hà Lan nghiên cứu phát triển.

- Mô hình thủy động lực được thiết lập theo các kịch bản khác nhau để mô phỏng điều kiện thủy động lực của khu vực.
- Trên cơ sở các kết quả của mô hình thủy động lực, mô hình tràn dầu theo các kịch bản khác nhau ở khu vực này sẽ được thiết lập.

3. Mô hình lan truyền dầu

3.1. Mô hình Delft3D

Delft3d là bộ phần mềm chuyên dụng được xây dựng và phát triển bởi Viện Thủy lực Delft, Hà Lan. Phần mềm này có khả năng tính toán - mô phỏng 2 hoặc 3 chiều các quá trình thủy động lực và chất lượng nước ở các vùng cửa sông - ven bờ biển [22]. Hiện nay mô hình này đã được áp dụng rộng rãi do nó có khả năng sử dụng các hệ lưới tính khác nhau như: hệ thống lưới cầu, hệ thống lưới chữ nhật và lưới cong trực giao.

Bộ phần mềm Delft3D gồm những module chính: Delft3d-Flow (thủy động lực), Delft-Waq (chất lượng nước), Delft3d-Part (chất ô nhiễm), Delft3d-Eco (sinh thái), Delft3d-Sed (trầm tích), Delft3d-Chem (hóa học) và Delft3d-Mor (hình thái đáy), ngoài ra còn có thêm một số công cụ hỗ trợ khác.

3.2. Mô hình lan truyền dầu

Mô hình tràn dầu nằm trong module Delft3d - Part. Đây là một mô hình chất lượng nước mô tả sự di chuyển, phân bố và biến đổi của vật chất (dầu, độ muối, nhiệt độ, nước thải) đưa vào thủy vực từ một nguồn liên tục (hoặc tại một thời điểm bất kỳ) [22].

Sau khi sự cố tràn dầu xảy ra sẽ diễn ra các quá trình chuyển hoá dầu sang các trạng thái khác nhau. Để mô phỏng sự lan truyền dầu khi xảy ra sự cố tràn dầu, mô hình toán học được xây dựng tập trung chủ yếu vào các quá trình vận chuyển, lan truyền, khuếch tán và bốc hơi của dầu. Sự vận chuyển có thể được mô phỏng 2 hoặc 3 chiều. Dầu có thể trôi nổi trên bề mặt nước, có thể được vận chuyển trong cột nước như quá trình lan truyền. Sự

lan truyền dầu có liên quan đến chuyển động sóng (do gió gây ra) theo công thức của Delvigne [4]. Sự bốc hơi là bậc một của quá trình tiêu hao dầu.

Nguồn phát tán dầu từ điểm xảy ra sự cố đến các khu vực xung quanh nó có thể liên tục hoặc tức thời ra xung quanh. Bán kính của nguồn *phát tán* có thể được xác định theo công thức của Fay và Hoult [7]:

$$R_0 = \frac{k_2}{k_1} \left(\frac{V_0^5 g \left(\frac{\rho_w - \rho_0}{\rho_w} \right)}{v_w^2} \right)^{1/12} \quad (1)$$

Trong đó: V_0 - thể tích ban đầu của dầu tràn (m^3); ρ_w - tỷ trọng của dầu (kg/m^3); ρ_0 - tỷ trọng của nước (kg/m^3); g - hằng số hấp dẫn (m/s^2); v_w : độ nhớt của nước; k_1, k_2 : hằng số Fay. Trong phương trình (1), những dữ liệu ban đầu cần xác định là thể tích dầu tràn ban đầu V_0 và tỷ trọng riêng ban đầu của dầu ρ_0 .

Sự bốc hơi được giả thiết là bậc một của các quá trình tiêu hao dầu. Ví dụ, Reed [16] trong mô hình của mình đã sử dụng một hệ số chuyển đổi để đặc trưng cho sự bay hơi của dầu. Giả thiết rằng lượng dầu có thể bốc hơi F_{vol} là bậc một của quá trình (ví dụ hàm mũ):

$$\frac{dF_v}{dt} = - \left(\frac{F_{vol} - F_v}{1 - F_v} \right) k \quad (2)$$

F_v - lượng dầu bốc hơi thực tế; k - hệ số

Trong phương trình (2), nếu $F_{vol} - F_v$ nhỏ hơn 0 thì lượng bốc hơi được cho là bằng 0. Độ nhớt của dầu sẽ thay đổi do kết quả của sự bốc hơi. Sự thay đổi độ nhớt của dầu do quá trình bốc hơi được biểu diễn như sau:

$$\eta = \eta_0 e^{(C_v F_v)} \quad (3)$$

Giả thiết rằng tỷ trọng dầu không biến đổi nhiều trong quá trình mô phỏng, thì phương trình (3) có thể biểu diễn cho độ nhớt động học. Theo Reed, giá trị C_v tương đương với 1 cho xăng, dầu hỏa, dầu diesel và 10 cho các sản phẩm dầu khác. Trong mô hình lan truyền dầu của Delft: $C = 1$ được dùng cho dầu nhẹ (độ nhớt động học nhỏ hơn 500cSt) và $C = 10$ cho dầu nặng (độ nhớt động học lớn hơn 500cSt).

Tốc độ *lan truyền* của dầu tràn phụ thuộc vào năng lượng sóng bị tiêu tán từng phần và kiểu dầu. Theo Delvigne và Sweeny [5]; NOAA [15], Delvigne và Hulsen [6], tốc độ lan truyền của dầu $Q(kg/m^2/s)$ có thể được xác định như sau:

$$Q = \int_{d_{\min}}^{d_{\max}} Q(d) dd \quad (4)$$

$$Q(d) = C'' D_e^{0,7} F_{wc} N(d) d^3; N(d) = N_0 d^{-2,3};$$

$$D_e = 0,0034 \rho_w g H_0 / \sqrt{2}$$

$$H_0 = \frac{0,234 U_w^2}{g}; F_{wc} = \frac{f_w}{t_p}; t_p = 8,13 U_w / g;$$

$$f_w = \max(0,0; 0,032(U_w - 5,0))$$

Trong đó: $Q(d)$ - tốc độ lan truyền trên một đơn vị đường kính giọt dầu của giọt dầu đường kính d (kg/m²/s); d - đường kính giọt dầu; $d_{\min}$ - đường kính giọt dầu nhỏ nhất (m); $d_{\max}$ - đường kính giọt dầu lớn nhất (m); C'' - hằng số hiệu chỉnh (phụ thuộc vào từng loại dầu); $N(d)$ - hàm phân bố kích thước phần tử dầu; N_0 - hằng số tiêu chuẩn của hàm phân bố kích thước phần tử dầu; D_e - tiêu hao của năng lượng sóng trên một đơn vị diện tích bề mặt (J/m²); F_{wc} - số sóng đổ trên một chu kỳ sóng; t_p - chu kỳ sóng cực đại (s); U_w - vận tốc gió (m/s); f_w - phần biến được bao phủ bởi sóng bạc đầu.

Theo công thức tính toán của Holthuijsen và Herbers [11] với tốc độ gió ban đầu gây ra sóng bạc đầu là 5m/s. Kích thước đường kính giọt dầu nhỏ nhất có thể được lấy xấp xỉ bằng 0. Do vậy điều quan trọng là xác định các tham số như $d_{\max}$, N_0 và hằng số hiệu chỉnh C'' .

Theo NOAA [15], sau khi trở lại mặt nước, $d_{\max}$ có thể đạt tương đương 70 microns. Một cách tương đối, có thể giả thiết rằng sau mỗi trạng thái phân bố sóng đổ, sự trở lại mặt nước của phần tử dầu là do sự nổi lên. Định nghĩa cho hằng số hiệu chỉnh C_0 có thể biểu diễn qua tốc độ lan truyền Q :

$$Q = 5,08 \cdot 10^{-8} C_0 S_{cov} D_e^{0,57} F_{wc} \quad (5)$$

Trong đó: Q - tốc độ lan truyền dầu (kg/m²/s); C_0 - hằng số dầu (oil constant); S_{cov} - phần bề mặt biển bao phủ bởi dầu; D_e - năng lượng sóng tiêu tán trên một đơn vị diện tích mặt biển (J/m²); F_{wc} - số sóng đổ trên một chu kỳ sóng (-).

Tham số hiệu chỉnh C_0 phụ thuộc vào kiểu dầu khác nhau, với loại dầu có độ nhớt cao, sự lan truyền mạnh ở vận tốc gió 10m/s, ngược lại với loại dầu có độ nhớt thấp hơn. Hằng số C_0 có thể được ước lượng như sau: $C_0 = 2000$ cho dầu với độ nhớt tiêu chuẩn = 8cSt (ở 20°C); $C_0 = 50$ cho dầu nặng với độ nhớt tiêu chuẩn = 3000cSt (ở 20°C).

Sự kết keo của dầu thành dạng kem, trôi nổi, dạng sền sệt. Quá trình này phụ thuộc vào thành phần của dầu. Sự

hình thành keo dầu có thể 10 - 100 giờ [21]. Quá trình hình thành keo của dầu bản thân nó diễn ra tương đối nhanh, khoảng 0,1 - 3 giờ [10]. Sự kết keo là quá trình gần như không thuận nghịch [21] và làm cho chất lỏng trở nên nặng hơn, ở trạng thái nửa rắn với độ nhớt cao [9]. Độ nhớt có thể cao như ở 4.10⁶cP [3].

Trong mô hình tràn dầu, quá trình kết keo có thể được biểu diễn theo công thức của Mackay [14], Zagorski và Mackay [23]. Trong đó, tốc độ hấp thụ nước F_{wc} có thể được biểu diễn:

$$F_{wc} = C_1 (U_w + 1)^2 \left(1 - \frac{F_{wc}}{C_2} \right) \quad (6)$$

Trong đó: U_w - tốc độ gió; F_{wc} - lượng nước chứa; C_1 , C_2 - các tham số của mô hình. C_1 có giá trị là 2.10⁻⁶ cho sự kết keo dầu và 0 cho trường hợp khác. Trong khi C_2 là một hằng số thể hiện lượng nước lớn nhất (có giá trị 0,25 cho dầu hoả, 0,7 cho dầu thô và dầu nặng khác [17]. Theo một số xuất bản khác, lượng nước lớn nhất có thể hấp thụ được của dầu nặng có thể đạt 75 - 80% (ví dụ: Huang, [13]). Giá trị C_2 có thể nằm trong khoảng 0,25 - 0,75 cho dầu có độ nhớt 500cSt.

Ảnh hưởng chính của sự kết keo dầu (thay đổi lượng nước hấp thụ) trong mô hình là sự thay đổi độ nhớt và có thể được biểu diễn như sau:

$$\frac{\mu}{\mu_0} = e^{\left(\frac{2,5 F_{wc}}{1 - C_3 F_{wc}} \right)} \quad (7)$$

Sự thay đổi của độ nhớt liên quan mật thiết đến quá trình bốc hơi. Nếu coi tỷ trọng của dầu không thay đổi nhiều so với sự thay đổi của độ nhớt và coi nó là một hằng số thì độ nhớt động học đã nói ở trên có thể thay thế cho độ nhớt động lực. Khi đó hằng số C_3 có thể lấy với giá trị 0,65 [16].

Quá trình kết keo không những ảnh hưởng đến độ nhớt mà còn tác động đến quá trình bốc hơi của dầu. Theo Fingas [8], sự kết keo làm độ nhớt tăng lên 2 hoặc 3 bậc đại lượng, tốc độ lan truyền cũng giảm với giá trị tương ứng và bốc hơi gần như không còn.

Để liên kết các quá trình kết keo và bốc hơi trong mô hình tràn dầu, có thể coi lượng nước hấp thụ do kết keo chính là lượng nước giảm đi của quá trình bốc hơi. Với giả thiết rằng sự bốc hơi ngừng khi lượng nước chứa trong dầu đạt giá trị lớn nhất. Khi đó ta có:

$$F_{ew} = \frac{C_2 - F_{wc}}{C_2} F_{vol} \quad (8)$$

Ở đây: F_{vol} - thể tích dầu bị bốc hơi; F_{ew} - là lượng dầu thay thế lượng bốc hơi trong phương trình (2). Khi lượng nước trong dầu đạt giá trị lớn nhất C_{ω} , lượng dầu thay thế giảm tới 0 thì quá trình bốc hơi không xảy ra nữa.

Tỷ trọng của dầu chịu ảnh hưởng của quá trình bốc hơi và kết keo. Nó cũng là hàm của nhiệt độ. Trong mô hình lan truyền dầu, tỷ trọng của dầu được tính toán theo phương pháp nội suy tuyến tính giữa tỷ trọng của nước và dầu theo quan hệ giữa chúng:

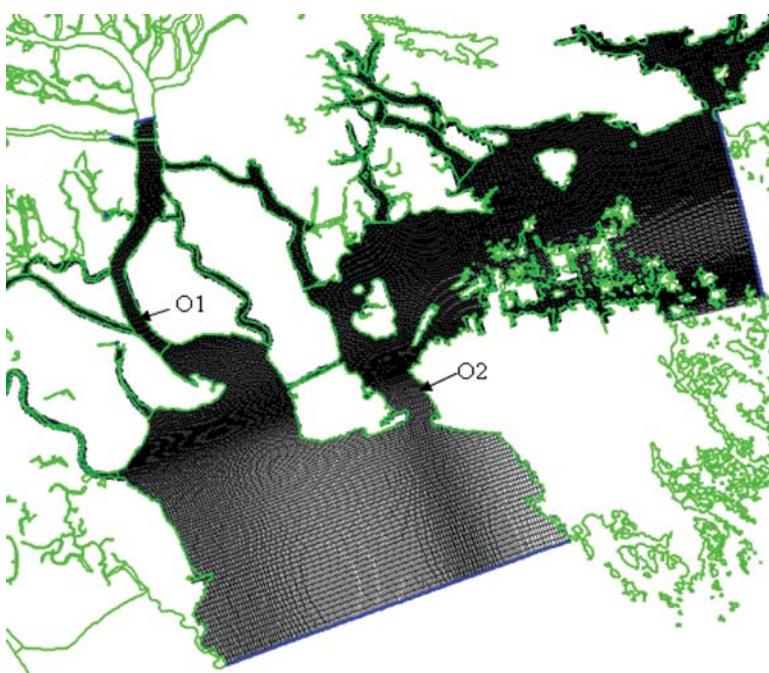
$$\rho_{em} = F_w \rho_w + (1 - F_w) \rho_{oil} \quad (9)$$

Trong đó: ρ_{em} - tỷ trọng của dầu đã kết keo (kg/m^3); F_w - phần tử nước; ρ_w - tỷ trọng của nước (kg/m^3); ρ_{oil} - tỷ trọng của dầu (kg/m^3).

3.3. Triển khai mô hình lan truyền dầu khu vực ven biển Hải Phòng

Miền tính của mô hình là vùng cửa sông phía Bắc của thành phố Hải Phòng và mở rộng sang một phần của vịnh Hạ Long. Đường bờ và độ sâu của miền tính được số hoá từ các bản đồ địa hình vùng ven bờ Hải Phòng và Quảng Ninh do Cục Đo đạc Bản đồ (Bộ Tài nguyên và Môi trường Việt Nam) xuất bản năm 2005. Kích thước và phạm vi của miền tính được thể hiện trên Hình 1.

Hệ thống lưới cong trực giao của mô hình đã được chọn để làm lưới tính cho mô hình thủy động lực. Lưới tính không đều có kích thước biến đổi từ 32,49 - 433,24m, toàn bộ miền tính được chia làm 366 x 430 điểm tính.



Hình 1. Miền và lưới tính của mô hình

Miền tính của khu vực có 2 biên lỏng phía biển là Hòn Dấu - Cát Bà và Cát Bà - Hạ Long. Các biên lỏng từ lục địa tại sông Lạch Tray, sông Cẩm và sông Bạch Đằng (Hình 1).

Thông số tính toán: Giả thiết loại dầu tràn là FO (Fuel Oil), có tỷ trọng 850 kg/m^3 , độ nhớt là $8 \text{ m}^2/\text{s}$. Khối lượng đổ xuống là 350 tấn với thể tích tương ứng 411.765 m^3 .

Vị trí: giả thiết xảy ra sự cố tràn dầu là ở 2 vị trí: Điểm thứ nhất (O1) có vị trí trên luồng tàu vào cảng Hải Phòng - cửa sông Bạch Đằng, tọa độ: 683921 (X) - 2305980 (Y); điểm thứ hai (O2) ở khu vực Lạch Huyện, tọa độ: 698332 (X) - 2302560 (Y).

Thời gian: Tính toán giả định cho hai mùa (mùa mưa và mùa khô). Vì các hợp chất của dầu biến đổi và di chuyển phụ thuộc nhiều vào dòng triều nên đối với mỗi mùa đều tính toán giả định cho 2 trường hợp: xảy ra sự cố khi triều lên và triều xuống.

Thời gian xảy ra sự cố vào mùa mưa là: 23 giờ (triều xuống) ngày 6/8/2006 và 10 giờ (triều lên) ngày 06/08/2006. Mùa khô là: 6 giờ (triều xuống) ngày 29/3/2007 và 19 giờ (triều lên) ngày 29/3/2007.

Các quá trình vật lý có liên quan được tính đến: bốc hơi, hoà tan trong nước và lắng đọng, di chuyển do chênh lệch tỷ trọng và các quá trình động lực, tự phân huỷ.

Trong mô hình này sẽ tập trung vào mô phỏng quá trình biến đổi của dầu tràn ở 3 trạng thái: nổi trên mặt nước, hòa trong cột nước và bám dính vào các vật cản (hoặc đáy) trong quá trình di chuyển [22].

4. Kết quả và thảo luận

4.1. Lan truyền dầu khi sự cố xảy ra trong mùa mưa

4.1.1. Cửa sông Bạch Đằng

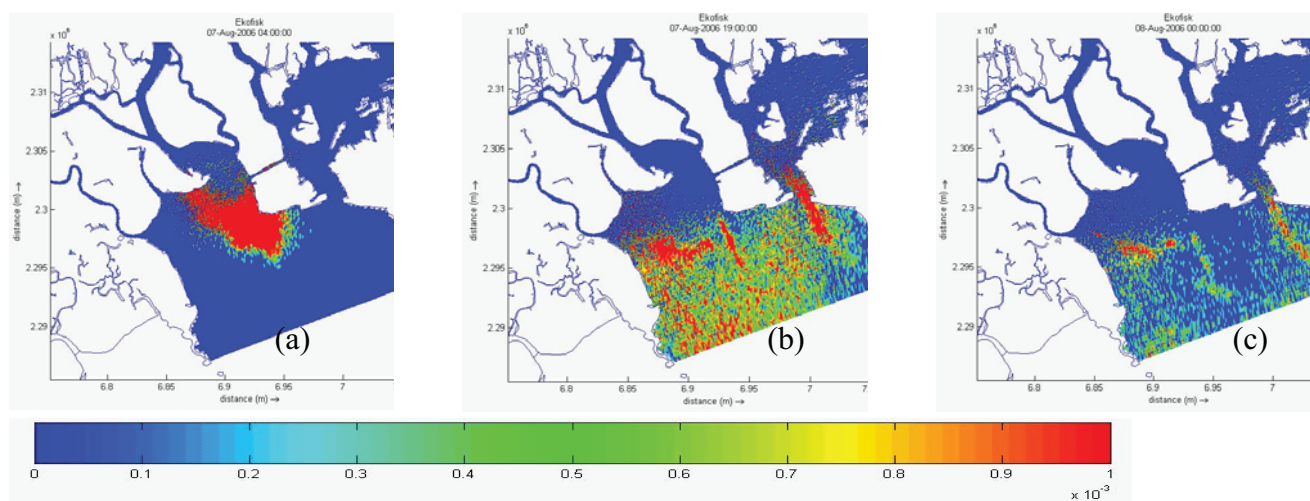
Trong trường hợp sự cố tràn dầu xảy ra khi triều xuống (23 giờ, 6/8/2006). Ngay sau khi sự cố tràn dầu xảy ra, lớp dầu mỏng nhanh chóng loang rộng ra trên mặt nước và di chuyển dần ra phía ngoài biển. Vết dầu nổi tiếp tục di chuyển, lan rộng và bao phủ gần như toàn bộ phía Tây Nam và Nam đảo. Sau tiếp tục lan rộng nhưng do thời điểm này thủy triều lên đã đẩy nó di chuyển ngược trở lại khu vực cửa sông, một phần đi vào khu vực Lạch Huyện ảnh hưởng đến gần như toàn bộ khu vực tính và một phần của vịnh Hạ Long

(Hình 2). Vệt dầu nổi sau đó giảm dần cả về phạm vi không gian và lượng dính trên mặt nước. Sau một ngày xảy ra sự cố, dấu vết của vệt dầu nổi này gần như không còn trên mặt nước.

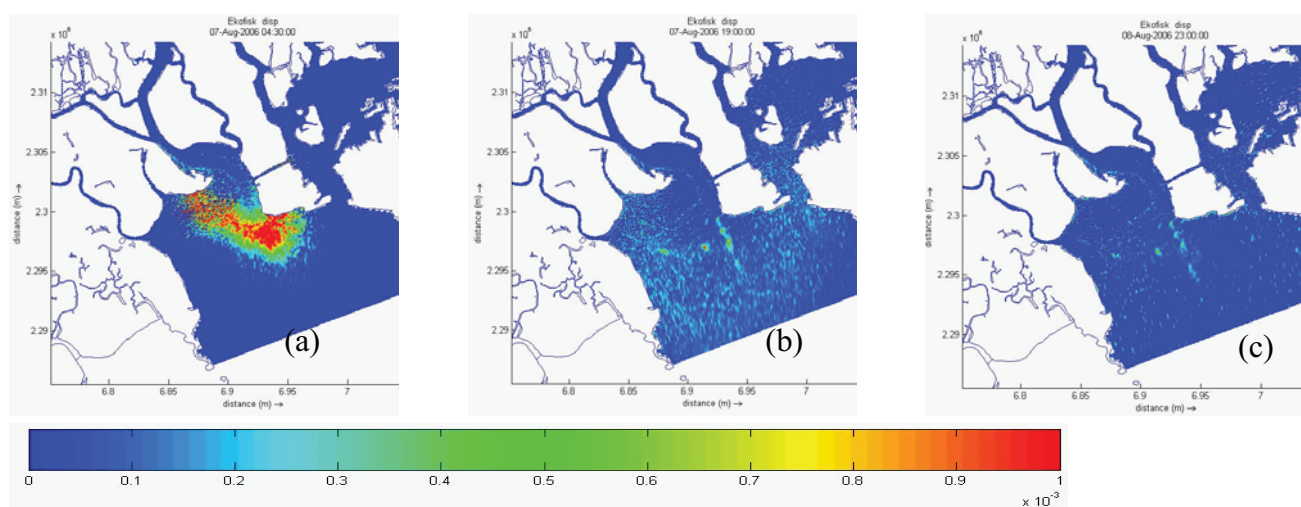
Một lượng dầu khác nhanh chóng chìm và khuếch tán trong nước. Vệt dầu này di chuyển ra phía biển theo dòng triều và tập trung chủ yếu ở phía Tây Nam đảo Cát Hải - Đình Vũ (sau 5 giờ). Phạm vi vùng nước bị nhiễm dầu phát triển mạnh nhất ở phía Nam đảo Cát Hải. Vùng nước bị nhiễm dầu sau đó ít biến đổi trong khi hàm lượng dầu trong nước tiếp tục giảm dần. Sau 12 ngày xảy ra sự cố, khu vực cửa sông Bạch Đằng, Lạch Huyện vẫn còn bị nhiễm dầu (Hình 3).

Sau khi sự cố tràn dầu xảy ra, một lượng dầu khác bám xuống đáy và các đối tượng khác trong nước do quá trình kết keo. Vệt dầu bám này hình thành chậm hơn dầu nổi và dầu hòa trong nước: sau 3 giờ mới chỉ xuất hiện với phạm vi rất nhỏ ở gần nơi xảy ra sự cố, sau đó tiếp tục phát triển và mở rộng về phía biển; sau 2 ngày toàn bộ vùng cửa sông Bạch Đằng, vùng biển Đồ Sơn, Cát Hải và Lạch Huyện đã bị ảnh hưởng bởi dầu bám. Vệt dầu bám này sau đó ít biến đổi và tồn tại đến sau 12 ngày (Hình 4).

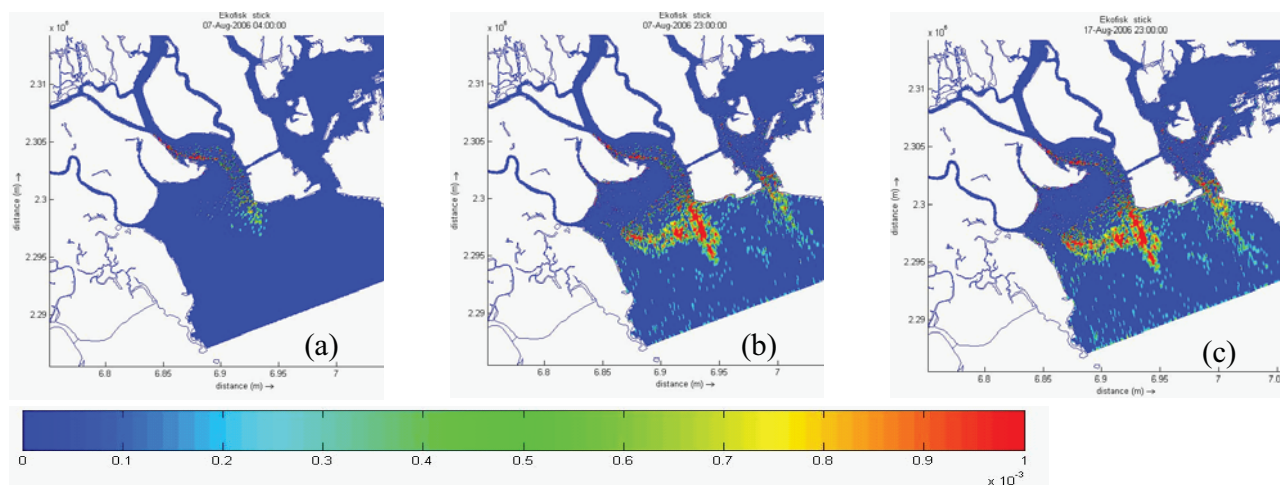
Trong pha triều lên, sau khi sự cố tràn dầu xảy ra (10 giờ, 6/8/2006) vệt dầu nổi bắt đầu lan rộng và di chuyển chậm ra phía ngoài biển. Khác với trường hợp trong pha



Hình 2. Biến đổi vệt dầu nổi (kg/m^2) tại cửa sông Bạch Đằng khi xảy ra sự cố lúc triều xuống - mùa mưa (a - sau sự cố 5 giờ; b - sau sự cố 20 giờ, c - sau sự cố 25 giờ)



Hình 3. Biến đổi vệt dầu tan trong nước (kg/m^3) tại cửa sông Bạch Đằng khi xảy ra sự cố lúc triều xuống - mùa mưa (a - sau sự cố 5 giờ 30 phút; b - sau sự cố 20 giờ, c - sau sự cố một ngày)



Hình 4. Biến đổi vệt dầu bám (kg/m^2) tại cửa sông Bạch Đằng khi xảy ra sự cố lúc triều xuống - mùa mưa (a - sau sự cố 5 giờ; b - sau sự cố một ngày; c - sau sự cố 12 ngày)

triều xuống, vùng nước bị nhiễm dầu trên bề mặt có phạm vi khá nhỏ và chỉ tồn tại trên mặt nước trong vòng 3 giờ (do tương tác dòng chảy từ sông đưa ra và dòng triều hướng vào phía sông). Diễn biến của khối nước có dầu hoà tan cũng tương tự như trường hợp khi sự cố xảy ra lúc triều xuống. Tuy nhiên, hầu như không ảnh hưởng đến khu vực Lạch Huyện. Vệt dầu bám trong trường hợp sự cố xảy ra khi triều lên cũng chủ yếu tập trung ở khu vực xảy ra sự cố đến phía Tây Nam đảo Cát Hải, vệt dầu này cũng ít ảnh hưởng tới khu vực Lạch Huyện.

4.1.2. Cửa Lạch Huyện

Trong trường hợp sự cố tràn dầu xảy ra khi triều xuống (23 giờ, 6/8/2006). Ngay sau sự cố, lớp dầu mỏng loang dần trên mặt nước và di chuyển chậm về phía Tây Nam ảnh hưởng đến ven bờ Tây Nam đảo Cát Bà. Sau đó vệt dầu nổi lại di chuyển ngược lên phía Tây Bắc ảnh hưởng đến phía Tây Bắc đảo Cát Bà. Sau một ngày, vùng nước mặt bị nhiễm dầu phát triển mạnh nhất, bao phủ phần phía Tây, Tây - Nam đảo Cát Bà và một phần vịnh Hạ Long, trong đó phía Tây Nam đảo Cát Bà có mật độ dầu nổi lớn nhất. Hàm lượng dầu nổi trên mặt nước sau đó giảm nhanh chóng và có giá trị hầu như không đáng kể sau 26 giờ 30 phút khi sự cố xảy ra. Khối nước bị nhiễm dầu cũng biến đổi và phân bố tương tự như lớp dầu nổi trên mặt nước. Tuy nhiên hàm lượng dầu trong nước tồn tại khá lâu so với trên mặt, sau khi sự cố xảy ra 12 ngày ở khu vực cửa Lạch Huyện vẫn có giá trị là 200 - 400mg/l. Phân bố của vệt dầu bám cũng tương tự như dầu nổi và tan trong nước. Vệt dầu bám này hình thành và biến đổi rất chậm theo thời gian trong 2

ngày, sau đó phạm vi khu vực bị ảnh hưởng và hàm lượng dầu bám hầu như không biến đổi; phía Tây đảo Cát Bà là nơi có mật độ dầu bám lớn nhất.

Trong pha triều lên, sau khi sự cố tràn dầu xảy ra (10 giờ, 6/8/2006) vệt dầu nổi bắt đầu lan ra xung quanh và di chuyển chậm về phía Bắc, nhưng không lan rộng ra xung quanh mà chỉ tập trung ở một vùng nhỏ phía Tây Bắc đảo Cát Bà. Vệt dầu này biến đổi nhanh, sau 3 giờ khi sự cố xảy ra, hàm lượng dầu nổi trên mặt nước chỉ còn giá trị không đáng kể. Tương tự như dầu nổi, vệt dầu tan trong nước mở rộng dần và di chuyển chậm về phía Bắc sau đó di chuyển xuống phía Tây Nam, ảnh hưởng đến ven bờ Tây Nam đảo Cát Hải và sau đó di chuyển một phần ra ngoài vùng tính. Vệt dầu bám cũng có vùng ảnh hưởng giống như dầu nổi trên bề mặt và dầu tan trong nước. Sau khi sự cố xảy ra 12 giờ, phạm vi vùng biển bị ảnh hưởng do dầu bám đã khá ổn định (ít biến đổi theo thời gian và không gian), dầu bám tập trung chủ yếu ở ven bờ phía Tây và Tây Nam đảo Cát Bà.

4.2. Lan truyền dầu khi sự cố xảy ra trong mùa khô

4.2.1. Cửa sông Bạch Đằng

Trong trường hợp sự cố tràn dầu xảy ra khi triều xuống (6 giờ, 29/03/2007). Ngay sau sự cố xảy ra, lớp dầu mỏng loang rộng trên mặt nước và di chuyển dần ra phía ngoài biển, bao phủ lớp nước mặt vùng biển Cát Hải - Đình Vũ. Vệt dầu nổi tiếp tục di chuyển xuống phía Đông Nam do ảnh hưởng của dòng triều kết hợp với gió Đông Bắc, lan rộng và bao phủ gần như toàn bộ phía Tây Nam và Nam

đảo Cát Hải. Tương tự như vậy, nhưng không gian phân bố của dầu tan trong nước lớn hơn dầu nổi trên bề mặt, ảnh hưởng đến toàn bộ vùng nước ở khu vực ven biển Đồ Sơn - Cát Bà và một phần phía trong cửa Lạch Huyện.

Cũng trong pha triều xuống, vệt dầu bám mở rộng dần ra phía biển và ổn định cả về không gian và thời gian sau một ngày sau khi xảy ra sự cố. Vệt dầu này cũng ảnh hưởng đến toàn bộ vùng biển Cát Bà - Đồ Sơn và một phần cửa Lạch Huyện, trong đó phía Tây - Tây Nam đảo Cát Hải và khu vực cửa Lạch Huyện là nơi có lượng dầu bám trong nước cao nhất.

Trong pha triều lên, sau khi sự cố tràn dầu xảy ra (19 giờ, 29/3/2007) vệt dầu nổi trên mặt nước di chuyển ra phía biển chậm hơn so với trường hợp khi sự cố lúc triều xuống nhưng cũng ảnh hưởng đến vùng biển Đồ Sơn - Cát Hải. Vệt dầu tan trong nước cũng phát triển và biến đổi như trong trường hợp xảy ra sự cố lúc triều xuống nhưng không ảnh hưởng đến khu vực cửa Lạch Huyện. Biến động của vệt dầu bám cũng giống như trường hợp xảy ra sự cố khi triều xuống, tuy nhiên khu vực có hàm lượng dầu bám cao chỉ xuất hiện ở phía Tây Nam và Tây đảo Cát Hải.

4.2.2. Cửa Lạch Huyện

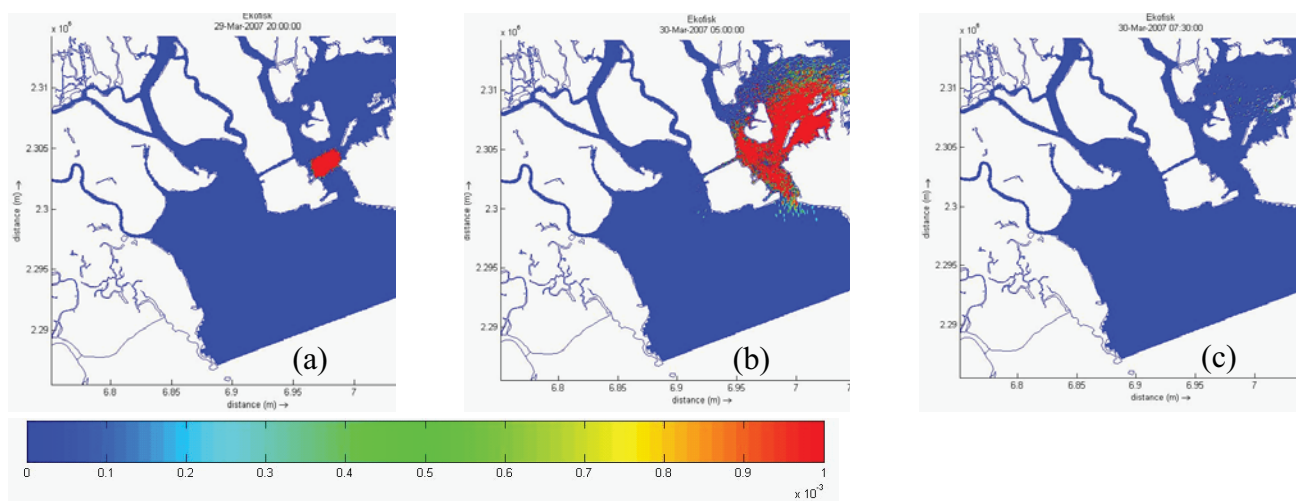
Trong trường hợp sự cố tràn dầu xảy ra khi triều xuống (6 giờ, 29/3/2007). Ngay sau khi sự cố tràn dầu xảy ra, lớp dầu mỏng loang dần trên mặt nước và di chuyển nhanh về phía Đông Nam, ảnh hưởng đến vùng biển phía Tây Nam đảo Cát Bà trong vòng 8 giờ. Biến động và phân bố của khối nước chứa dầu về cơ bản cũng giống như dầu

nổi, tuy nhiên ngoài ảnh hưởng đến cả vùng biển Tây Nam và Tây - Tây Bắc đảo Cát Bà. Sau khi sự cố tràn dầu xảy ra, vệt dầu bám mở rộng dần về phía Đông Nam và gần như ít biến đổi sau 7 giờ, ảnh hưởng đến vùng biển phía Tây Nam đảo Cát Bà.

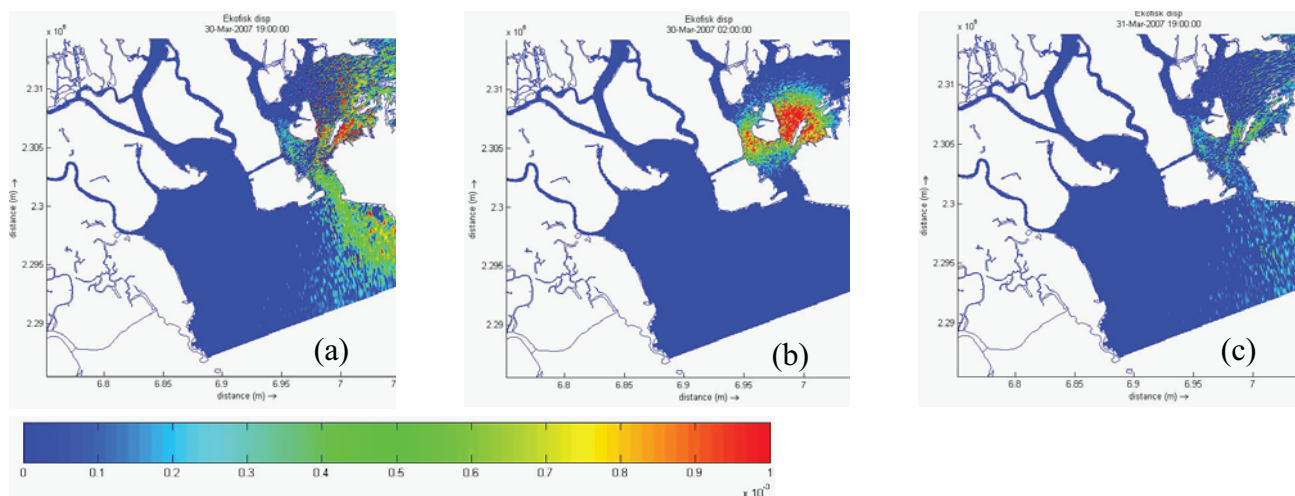
Trong pha triều lên, sau khi sự cố tràn dầu (19 giờ, 29/3/2007) vệt dầu nổi bắt đầu lan ra xung quanh và di chuyển nhanh về phía Bắc và Đông Bắc, ảnh hưởng đến cả vùng nước phía Tây Nam và Đông Bắc đảo Cát Bà (vịnh Hạ Long). Vệt dầu nổi ảnh hưởng mạnh nhất sau khi xảy ra sự cố khoảng 8 - 10 giờ và kết thúc sau khoảng 12 giờ (Hình 5).

Tương tự như dầu nổi, vệt dầu tan trong nước lúc đầu di chuyển nhanh về phía Bắc - Đông Bắc do tác động của dòng triều đi lên phía vịnh Hạ Long, sau đó tiếp tục loang rộng và di chuyển xuống phía Nam vào thời điểm triều xuống (Hình 6). Phạm vi ảnh hưởng của nó trong trường hợp này là rất lớn với toàn bộ vùng nước phía Bắc đảo Cát Bà (vịnh Hạ Long), khu vực Lạch Huyện, Tây Nam Cát Bà. Hàm lượng dầu trong nước sau đó suy giảm dần, tuy nhiên vẫn ảnh hưởng đến các khu vực trên trong vòng 12 ngày sau sự cố.

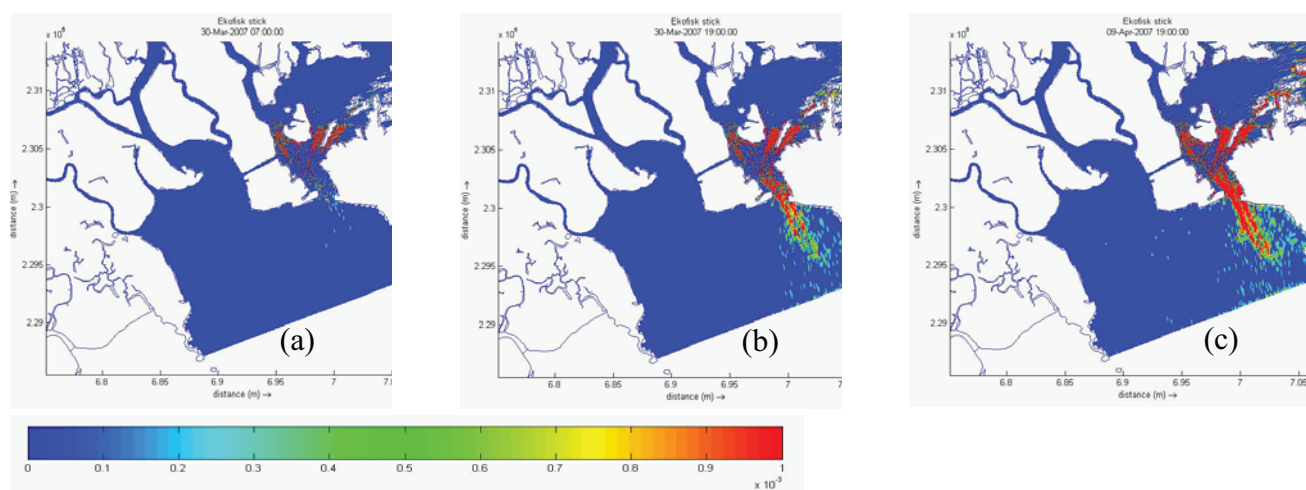
Phân bố không gian của dầu bám nhỏ hơn vệt dầu hoà tan trong nước nhưng cũng ảnh hưởng đến toàn bộ phần xung quanh nửa phía Tây đảo Cát Bà (Hình 7). Mặc dù phạm vi ảnh hưởng nhỏ nhưng vệt dầu bám này lại tồn tại khá lâu trong môi trường nước và chắc chắn sẽ có những tác động nhất định đến môi trường sinh thái của khu vực.



Hình 5. Biến đổi vệt dầu nổi (kg/m^2) tại cửa Lạch Huyện khi xảy ra sự cố lúc triều lên - mùa khô (a - sau sự cố một giờ; b - sau sự cố 10 giờ; c - sau sự cố 12 giờ)



Hình 6. Biến đổi vết dầu tan trong nước (kg/m^3) tại cửa Lạch Huyện khi xảy ra sự cố lúc triều lên - mùa khô (a - sau sự cố 7 giờ; b - sau sự cố một ngày; c - sau sự cố 2 ngày)



Hình 7. Biến đổi vết dầu bám (kg/m^2) tại cửa Lạch Huyện khi xảy ra sự cố lúc triều lên - mùa mưa (a - sau sự cố 12 giờ; b - sau sự cố một ngày; c - sau sự cố 10 ngày)

5. Kết luận và khuyến nghị

Các kết quả mô phỏng và dự báo lan truyền dầu khi xảy ra sự cố ở khu vực cửa sông Bạch Đằng và Lạch Huyện đã cho thấy sự lan truyền dầu sau khi sự cố xảy ra và phạm vi ảnh hưởng của nó liên quan nhiều đến các vị trí xảy ra sự cố, thời điểm xảy ra sự cố và điều kiện hải văn (pha triều) và khí tượng (chủ yếu là gió) của khu vực.

Vết dầu nổi loang trên mặt nước sau khi sự cố tràn dầu xảy ra dễ nhận thấy, phân hủy cũng nhanh và dễ trực vớt do đó cũng ít để lại hậu quả lâu dài hơn về môi trường. Trong khi đó một lượng rất lớn dầu chìm và lắng đọng xuống đáy hay bám dính vào các vật khác khi di chuyển lại

tồn tại lâu trong môi trường nước, khó phát hiện và trực vớt sẽ để lại những hậu quả rất lớn đối với môi trường sinh thái xung quanh khu vực xảy ra sự cố tràn dầu.

Mô hình toán học có thể dự báo tốt hướng di chuyển và phân bố của dầu tràn sau khi sự cố xảy ra góp phần quan trọng trong việc ứng phó với sự cố tràn dầu. Tuy nhiên, để có thể cung cấp các kết quả dự báo một cách nhanh nhất trong trường hợp xảy ra sự cố tràn dầu thì cần thiết phải xây dựng sẵn cơ sở dữ liệu về thủy động lực, điều kiện khí tượng ở khu vực có thể xảy ra tràn dầu, nếu xảy ra sự cố chỉ cần cung cấp các thông tin như vị trí tràn dầu, loại dầu tràn, lượng dầu, điều kiện khí tượng... để đưa vào mô hình tính là có thể cung cấp các thông tin dự báo

về hướng di chuyển, phạm vi ảnh hưởng trong thời gian ngắn nhất. Thời gian để đưa ra được các thông tin dự báo này phụ thuộc vào tốc độ xử lý của máy tính và khả năng sẵn sàng của người dùng (thông thường là khoảng 8 - 30 giờ sau khi xảy ra sự cố tràn dầu).

Tài liệu tham khảo

1. Vũ Thanh Ca, 2007. Mô hình số trị tính toán lan truyền dầu trong sự cố tràn dầu vùng cửa sông và ven bờ. Tuyển tập Báo cáo Hội thảo khoa học lần thứ 10, Viện Khí tượng thủy văn, p. 48 - 55.
2. Lê Văn Công, Nguyễn Thọ Sáo, Nguyễn Trung Thành, Nguyễn Quang Thành, 9/2011. Mô phỏng quá trình lan truyền và biến đổi vệt dầu trên biển Đông bằng mô hình toán. Tạp chí các khoa học về trái đất.
3. Bos, J., 1980. Gedrag van olie op zee. Rijkswaterstaat, Directie Noordzee, Juni.
4. Delvigne G.A.L., J. Roelvink and C.E. Sweeney, 1986. Research on vertical turbulent dispersion of oil droplets and oiled particles. OCS Study MMS 86-0029, US Department of the Interior, Anchorage.
5. Delvigne G.A.L. and C.E. Sweeney, 1988. Natural dispersion of oil. Oil & Chemical Pollution, 4, p. 281 - 310.
6. Delvigne G.A.L. and L.J.M. Hulsen, 1994. Simplified laboratory measurements of oil dispersion coefficient: application in computations of natural oil dispersion. Proc. 17th Arctic & Marine Oil Spill Program, Vancouver, p. 173 - 187.
7. Fay, J. and D. Hoult, 1971. Physical processes in the spread of oil on a water surface. Report DOT-CG-01 381 - A, U.S. Coast Guard, Washington, D.C.
8. Fingas, M.F., 1994. Chemistry of oil and modelling of spills. J. Adv. Mar. Tech. Conf., Vol. 11, p. 41 - 63.
9. Fingas, M. and Fieldhouse, B., 4 - 7 November 1996. Oil spill behaviour and modeling. Paper presented at Eco-Informa 96, Lake Buena Vista, Florida.
10. Fingas, M., Fieldhouse, B., and Mullin, J., 1999. Water-in-oil emulsions results of formation studies and applicability to oil spill modeling. Spill Science & Technology, Vol. 5, No. 1, p. 81 - 99.
11. Holthuijsen, L.H. and T.H.C. Herbers, 1986. Statistics of breaking waves observed as whitecaps in the open sea. Journal of Physical Oceanography, Vol. 16, No. 2, p. 290 - 297.
12. Howlett, E., E. Anderson, M.L. Spaulding, 11 - 13 June, 1997. Environmental and geographic data management tools for oil spill modeling applications p. 893 - 908. Twentieth Arctic and Marine Oilspill Program (AMOP) Technical Seminar. Vancouver, British Columbia.
13. Huang, J.C., 1983. A review of the state-of-the-art of oil spill fate/behaviour models. Oil Spill Conference Canada.
14. Mackay, D., Paterson, S., and Trudel, K., 1980. A mathematical model of oil spill behavior on water with natural and chemical dispersion. Report EPS-3-EC-77-19.
15. NOAA, 1994. ADIOS User's manual. Version 1.1, Seattle, Washington.
16. Reed, M., 1989. The Physical fates Component of the Natural Resource Damage Assessment Model System. Oil & Chemical Pollution, 5, p. 99 - 123
17. Rodi, W., 1984. Turbulence Models and their Applications in Hydraulics: A State of the Art Review, IAHR.
18. Spaulding, M.L., V. Kolluru, E. Anderson, and E. Howlett, 1994. Application of three dimensional oil spill model (WOSM/OILMAP) to hindcast the Braer Spill. Spill Science and Technology Bulletin, Vol. 1, No. 1, p. 23 - 35.
19. Vũ Duy Vĩnh, 10/2007. Mô phỏng quá trình lan truyền dầu khi xảy ra sự cố tràn dầu tại khu vực cửa sông Bạch Đằng. Tuyển tập các bài báo Khoa học Hội nghị khoa học công nghệ môi trường. Nhà xuất bản Bách khoa Hà Nội.
20. V. Stanovoy, I. Neelov, 2005. Modeling of accidental oil spills in the region of the Northern Sea Route. Geophysical Research Abstracts, Vol. 7, 02516, 2005. SRef-ID: 1607-7962/gra/EGU05-A-02516 © European Geosciences Union.
21. Wheeler, R.B., August 1978. The Fate of Petroleum in the Marine Environment. Special Report, Exxon Production Research Company.
22. WL|Delft Hydraulics, 1999. Delft3D - Part User Manual Version 1.0 WL|Delft Hydraulics, Delft, Netherlands.
23. Zagorski, W., and Mackay, D., 1982. Water in oil emulsions: a stability hypothesis. Proc. 5th Annual Arctic Marine Oilspill Program Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa.

Vai trò condensat trong cấu trúc thị trường dầu khí ở châu Á và châu Á - Thái Bình Dương

Tổng quan về condensat

Các hydrocarbon lỏng, nhẹ trong thành phần dầu thô, tồn tại dưới dạng khí trong điều kiện nhiệt độ cũng như áp suất cao của vỉa chứa và ngưng tụ thành chất lỏng trong điều kiện trên mặt đất được gọi là condensat. Chúng thường là những chất lỏng không màu sắc hoặc màu nhạt với những ánh đỏ, xanh hoặc lam và là loại nhiên liệu tự nhiên, có thể dùng trực tiếp như xăng thông thường nên còn được gọi là xăng tự nhiên. Condensat được xem là sản phẩm đi kèm trong khí đốt trong quá trình khai thác, nên sản lượng của nó thường tỷ lệ thuận với sản lượng khí, giúp làm tăng nguồn cung naphtha, xăng và vì nó không cần một cơ sở hạ tầng chuyên dụng nên trở thành một nguồn bổ sung sản lượng dầu thô trên thị trường thế giới.

Condensat tồn tại tự nhiên dưới dạng xăng nhẹ trong các giếng khai thác dầu khí có thể thu hồi trực tiếp trong quá trình khai thác. Ngoài ra condensat còn có thể thu thêm bằng cách tách chúng ra khỏi khí tự nhiên. Nguyên tắc tách condensat ra khỏi khí tự nhiên có thể tóm tắt như sau: khí phun lên từ miệng giếng khai thác được đưa đến một bộ phận làm lạnh để hạ nhiệt độ đến mức thấp hơn nhiệt độ ngưng sương của các hydrocarbon nhẹ tồn tại cùng với khí để các hydrocarbon nhẹ này ngưng tụ thành dạng lỏng. Sản phẩm ở thời điểm này là một hỗn hợp 3 pha, gồm khí, condensat, nước và các chất cặn được dẫn đến máy tách áp suất cao để condensat tách ra khỏi nước, khí và chất cặn. Khí được đưa đến máy nén để chuyển vào đường ống đưa về trạm xử lý khí theo mục đích sử dụng khí của khách hàng. Nước được loại bỏ sau khi làm sạch các chất độc hại để bảo vệ môi trường. Condensat được dẫn vào một hệ thống van điều khiển để hạ áp suất rồi đưa vào bộ phận tách áp suất thấp. Ở đây một phần condensat bốc hơi trở về dạng khí rồi chuyển khối lượng khí này về bổ sung vào lượng khí được tách ban đầu. Từ bộ phận tách áp suất thấp, nước sót cùng các loại khí acide cũng như các chất bẩn bị loại ra khỏi hỗn hợp hydrocarbon nhẹ, hỗn hợp này chính là condensat. Condensat cũng còn thu được trong quá trình lọc dầu và là nguồn nguyên liệu hóa dầu quan trọng.

Condensat có thành phần rất khác nhau phụ thuộc vào nguồn xuất xứ. Nhưng nhìn chung condensat có tỷ

trọng từ 0,5 - 0,8, đôi khi chứa H_2S , mercaptan (ký hiệu bằng RSH với R là nhóm hữu cơ như methyl, ethyl...), CO_2 , alkan nhánh thẳng chứa từ 2 - 12 nguyên tử cacbon (C), cyclohexan cùng các naphthen khác cũng như các aromatic như benzen, toluen, xylene, ethylbenzen. Condensat được dùng như chất đốt, xăng chất lượng thấp, chất tẩy rửa, dung môi, dầu thấp đèn và là nguyên liệu cho hóa dầu. Từ cuối thế kỷ XXI condensat đã được dùng làm nhiên liệu cho động cơ đốt trong thế hệ đầu tiên của Karl Benz cũng như cho máy bay sơ khai của anh em nhà sáng chế Wright [1, 2].

Về phương diện kinh tế, condensat là một trong những yếu tố quyết định sự phát triển của các mỏ khí vì nó bổ sung nguồn thu của các đề án khí đốt, kể cả đề án dây chuyền cung cấp khí cũng như tác động đến sự hình thành giá nguyên liệu hóa dầu, đồng thời góp phần làm thay đổi cán cân cung cầu dầu thô, làm cho cung đáp ứng đủ cầu hoặc nhiều hơn cầu, qua đó trở thành một yếu tố điều chỉnh giá dầu thô trong một chừng mực nhất định.

Condensat ở thị trường châu Á và châu Á - Thái Bình Dương (TBD)

Châu Á, bao gồm cả phần phía Đông của Liên bang Nga, các nước Trung Á, Trung cận Đông và châu Á - Thái Bình Dương là khu vực có nguồn tài nguyên cũng như sản lượng khí đốt đứng đầu thế giới nên vai trò của condensat rất được coi trọng. Giá condensat thường cao hơn giá dầu thô, nhưng càng ngày càng phân kỳ so với giá dầu thô để chuyển sang song hành với giá nguyên liệu hóa dầu, nhất là khi nền kinh tế thế giới được hồi phục sau quá trình suy thoái hiện nay.

Trong hơn 10 năm gần đây, vai trò khí đốt trong năng lượng thay đổi nhanh chóng, trước hết là do nhu cầu ngăn chặn ô nhiễm khí quyển khi xã hội sử dụng quá nhiều than và dầu thô cũng như tình trạng cạn kiệt dầu thô đã có những dấu hiệu báo động ở mức độ toàn cầu. Sản lượng khí đốt tăng nhanh ở nhiều nước, song hành với nó là condensat. Một số nước đã trở thành cường quốc trong công nghiệp khí như Nga, Qatar, Indonesia và đã bắt đầu hình thành thị trường liên lục địa; một tổ chức sơ khai về OPEC khí đốt cũng đã ra đời trong phạm vi khối Thượng Hải. Các nước Trung cận Đông và Trung Á trở thành khu vực chủ lực của ngành khí đốt thế giới. Để vận chuyển

Bảng 1. Dự báo sản lượng condensat khu vực châu Á

Đơn vị: nghìn thùng/ngày

Nước	Năm								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Trung cận Đông	2323	2566	2735	2925	3125	3313	3556	3774	3875
Iran	402	419	427	464	524	650	753	920	977
Iraq	89	119	145	170	204	208	220	227	252
Oman	4	4	13	17	21	28	30	29	35
Qatar	705	717	703	709	749	779	842	858	853
Saudi Arabia	675	805	938	1040	1090	1120	1170	1195	1210
UAE	448	502	509	525	537	528	541	545	548
Châu Á - TBD	1013	1078	1118	1117	1204	1253	1352	1368	1355
Australia	223	221	217	220	237	261	347	385	399
Bangladesh	2	2	2	3	5	5	5	5	4
Brunei	19	21	20	23	35	40	41	40	38
Trung Quốc	195	207	225	225	241	247	264	258	264
Ấn Độ	18	20	26	30	30	36	34	38	38
Indonesia	203	228	239	226	228	220	214	208	200
Malaysia	107	111	113	109	110	105	107	107	107
Myanmar	26	28	29	28	25	25	25	21	17
New Zealand	17	16	17	21	22	21	20	20	20
Pakistan	15	21	22	22	22	26	24	24	24
Papua New Guinea	2	2	3	7	29	43	49	48	48
Philippines	16	16	16	16	15	15	14	14	12
Thái Lan	129	133	138	138	138	131	129	121	112
Việt Nam	41	52	51	49	67	78	79	79	72
Châu Á và châu Á - TBD	3336	3644	3853	4042	4329	4566	4908	5142	5230

Nguồn: Al Troner, OGI 6/2/2012

khí đốt bằng đường ống cũng như dưới dạng khí hóa lỏng (NGL) đòi hỏi phải tách chiết tối đa lượng condensat chứa trong khí để khắc phục những khó khăn kỹ thuật của trạng thái đa pha chảy trong đường ống cũng như trong quá trình hóa lỏng khí. Trong quota phân phối sản lượng dầu của các nước thành viên OPEC không nói đến lượng condensat dù giá trị bằng tiền của nó không hề nhỏ. Các yếu tố nói trên góp phần đẩy nhanh quá trình tăng trưởng khối lượng condensat trên thị trường. Năm 2012 riêng ở Trung Đông, Saudi Arabia đứng đầu với sản lượng condensat 805.000 thùng/ngày, tiếp theo là Qatar 717.000 thùng/ngày, các Tiểu vương quốc Ảrập (UEA) 448.000 thùng/ngày; chỉ riêng 3 nước này cũng sẽ cung cấp cho thị trường đến 2 triệu thùng/ngày (Bảng 1). Nhìn chung, khu vực Trung Đông mức tăng sản lượng condensat đến năm 2015 khoảng 40%/năm và dự báo đến năm 2020 sẽ đạt gần 4 triệu thùng/ngày. Ở khu vực châu Á - Thái Bình Dương, mức gia tăng sản lượng condensat tương đối thấp hơn nhưng dự báo đến năm 2015 cũng sẽ đạt hơn 1 triệu

thùng/ngày và năm 2020 sẽ là 1,3 triệu thùng/ngày, tức là bằng 1/5 sản lượng dầu thô toàn khu vực này vào năm đó. Riêng Liên bang Nga, các nước Trung Á thuộc Liên Xô cũ, Kuwait, Yemen... số liệu sản lượng condensat không được công bố. Condensat ở các nước này được dùng cho công nghiệp hóa dầu nội địa hoặc trộn vào dầu thô xuất khẩu.

Condensat đã đánh dấu cho một giai đoạn phát triển mới của công nghiệp khí đốt thượng nguồn vì nó cho phép đưa các mỏ khí có chi phí phát triển và khai thác tốn kém vào sản xuất. Ở Trung cận Đông, condensat sẽ đóng một vai trò lớn trong đa dạng nguồn cung năng lượng và nguyên liệu cũng như tái cơ cấu cấu trúc thị trường dầu khí. Các mỏ khí ở thềm lục địa Saudi Arabia, khí trong đá chứa rắn chắc ở Oman, trong phiến sét ở Abu Dhabi, khí ở các sa mạc hoang vắng trên lãnh thổ Kuwait, UEA... có cơ hội để phát triển và tạo điều kiện để sản xuất điện xuất khẩu, giảm đầu tư cho các công trình khí hóa lỏng NGL tốn kém, thu hút đầu tư của các đại gia khí đốt quốc tế có nhiều kinh nghiệm kỹ thuật như ExxonMobil, Shell, BP,

Chevron cũng như các công ty hóa dầu sử dụng nguyên liệu khí trực tiếp không qua khí hóa lỏng. Sự tham gia của condensat vào thị trường hóa dầu cũng giúp cho việc định giá ethan, LPG không tùy tiện của các nước xuất khẩu các hàng hóa nguyên liệu này [3, 4].

Các hiệu ứng của nguồn cung condensat

Condensat nói chung cung cấp hơn 50% naphtha và một phần đáng kể của nguyên liệu này có thể chuyển hóa dễ dàng thành xăng. Các nhà phân tích thị trường tin rằng sản lượng condensat tăng nhanh ở các nước châu Á sẽ làm thay đổi cán cân cung cầu xăng trong khu vực cũng như tăng nguồn xăng xuất khẩu ra thị trường thế giới. Ba phần tư naphtha xuất khẩu của Trung Đông trong năm 2011 có xuất xứ từ condensat. Dự báo vào năm 2016 công suất các nhà máy xử lý condensat ở châu Á sẽ đạt 3,8 triệu thùng/ngày và sẽ sản xuất được 2,15 triệu thùng/ngày naphtha, trong đó Trung Đông chiếm một nửa. Phần lớn naphtha parafinic sản xuất ở khu vực này sẽ chảy về thị trường châu Á - Thái Bình Dương (Bảng 2). Mặc dù có nhiều khó khăn về tài chính do các biện pháp cấm vận của Mỹ và liên minh châu Âu, Iran cũng sẽ tăng gấp 3 lần công suất xử lý condensat của mình vào năm 2016. Đối với những thị trường trong đó giá xăng được kìm giữ ở mức thấp dài lâu, condensat được xử lý sẽ là nguồn đáp ứng nhu cầu tăng vọt về xăng trong thập kỷ này đặc biệt là ở những nước phải nhập khẩu xăng. Một nhà máy tách condensat (condensate splitter) công suất 200.000 thùng/ngày hiện đại nhất với chi phí xây dựng chỉ mất khoảng 1,5 tỷ USD so với chi phí cho một nhà máy lọc dầu quy ước, hiện đại, có cùng công suất sản xuất xăng lên đến 4 - 5 tỷ USD và điều này giải thích vì sao có nhiều chào hàng về nhà máy tách condensat được tung ra trong giai đoạn 2010 - 2011 ở Trung Đông. Ngoài giá thành đầu tư rẻ, nhà máy tách condensat còn sản xuất một khối lượng naphtha và xăng cao hơn nhiều so với một nhà máy lọc dầu vì ngay đối với nhà máy lọc dầu hiện đại nhất cũng chỉ cho sản lượng xăng khoảng 60 - 65% sản phẩm đầu ra mà thôi. Để làm ví dụ ta có thể tham khảo thông tin từ Iran: công suất xử lý condensat năm 2010 của nước này đạt 244 nghìn thùng/ngày có khả năng sản xuất khoảng 105 nghìn thùng/ngày nguyên liệu hóa dầu và 85 nghìn thùng xăng chất lượng thấp (Bảng 3) [3, 4].

Trong Bảng 3, thống kê của OGJ về Việt Nam thấp hơn con số của Petrovietnam công bố, có lẽ do họ không nắm được công suất sản xuất condensat của các nhà máy lọc dầu đang vận hành và chuẩn bị xây dựng trong giai đoạn 2010 - 2020. Ở nước ta hiện nay ngoài Nhà máy Lọc dầu Dung Quất còn có 2 nhà máy condensat ở Thị Vải (của PV

Bảng 2. Công suất các nhà máy tách naphtha ở Trung cận Đông và châu Á - Thái Bình Dương
Đơn vị: nghìn thùng/ngày

	Năm 2011	Năm 2014	Năm 2016
Công suất tách theo thiết kế	2091	2519	3789
Trung Đông	1135	1312	2143
Châu Á - TBD	956	1207	1646
Sản lượng vận hành	1882	2267	3410
Trung Đông	1022	1181	1929
Châu Á - TBD	860	1086	1481
Sản lượng naphtha tiềm năng	1186	1428	2148
Trung Đông	644	744	1215
Châu Á - TBD	542	684	933
Sản lượng naphtha còn lại sau khi sản xuất gasolin	779	952	1430
Trung Đông	429	496	809
Châu Á - TBD	350	456	621

Nguồn: Condensat East of Suez 2011

Bảng 3. Công suất các nhà máy tách condensat được xây dựng ở châu Á và châu Á - TBD
Đơn vị: nghìn thùng/ngày

	Năm 2010	Năm 2014	Năm 2016
Trung Đông	1135	1312	2143
Qatar	201	201	345
Iran	244	382	804
Iraq	-	39	39
Saudi Arabia	196	196	294
UAE	494	494	661
Châu Á - TBD	956	1207	1646
Ấn Độ	15	15	15
Australia	45	45	45
Trung Quốc	146	261	461
Indonesia	98	98	98
Nhật Bản	119	119	119
Malaysia	74	74	74
New Zealand	30	30	30
Papua New Guinea	3	11	11
Viễn Đông Nga	-	-	89
Singapore	69	69	174
Hàn Quốc	134	262	262
Đài Loan	69	69	69
Thái Lan	138	138	138
Việt Nam	16	16	16
Tổng châu Á và châu Á - TBD	2091	2519	3789

Nguồn: Oil & Gas Journal 6/2/2012

Oil - Petrovietnam, công suất 270.000 tấn xăng/năm) và ở Cát Lái (Saigon Petro, công suất 210.000 tấn xăng/năm và 27.000 tấn kerosene/năm). Hai nhà máy này là những nhà máy chưng cất condensat và chế biến chúng thành các phân đoạn xăng. Nguyên liệu chính sử dụng ở đây là condensat ở bể Nam Côn Sơn, mỏ Rồng Đồi, Bạch Hổ... và condensat nhập khẩu từ Thái Lan. Nhằm nâng cấp chất lượng sản phẩm, PV Oil nhập thêm Reformat (RON100) để phối trộn xăng thương phẩm đạt tiêu chuẩn RON92 đến RON95.

Xác định giá condensat

Vì condensat là nguồn cung chủ yếu của naphtha nên naphtha paraffinic, N+A naphtha và xăng sản xuất từ naphtha là những sản phẩm quyết định trong việc định giá condensat. Trong các năm gần đây ảnh hưởng của lĩnh vực hóa dầu đối với giá condensat ngày càng tăng cũng như các sản phẩm khác thu được trong quá trình lọc dầu phân đoạn giữa cũng có tác động đến giá trên các thị trường condensat. Các nhà máy tách condensat đang được xây dựng ở Trung Đông, Viễn Đông và Đông Nam Á sẽ có tác động lên thương mại naphtha và xăng dầu vào năm 2016. Điều cần chú ý là giá condensat và dầu thô diễn biến theo khuynh hướng khác nhau. Trong giai đoạn suy thoái kinh tế 2008 - 2010, giá condensat tăng ít nhất 3 lần vì được hỗ trợ bởi các đợt bùng nổ nhỏ về nhu cầu nguyên liệu cho hóa dầu, trong lúc đó giá dầu thô lại giảm mạnh vào cuối năm 2008, kéo dài đến các tháng đầu năm 2009 và chỉ tăng trở lại vào các tháng cuối năm 2009 đến 2010 để rồi gần như ổn định vào đầu năm 2011 và sau đó tăng cho đến hiện nay.

Giá naphtha xuất khẩu ở Trung Đông cũng rất khác nhau, phụ thuộc vào chất lượng hàng. Trong lúc vào tháng 4/2009 giá naphtha của Saudi Arabia sụt giảm đến điểm đáy, kể cả giá condensat được bán như naphtha cũng vậy và sau đó tăng trở lại mạnh mẽ vào nửa cuối năm 2009. Còn giá của các nhà xuất khẩu khác như Kuwait, Qatar, Abu Dhabi lại vẫn luôn ở mức cao ngay cả khi những thị trường mềm không thể hấp thụ hết lượng hàng xuất khẩu.

Đầu năm 2010, giá condensat của Saudi Arabia và Abu Dhabi lại tăng nhất là trong tháng 4 và tháng 7. Sau đó giá của 2 nước này cũng như Kuwait lại giảm, riêng Bahrain lại tăng cho đến hết tháng 1/2011 giá của cả nhóm nước này tăng trở lại. Điều này phản ánh tình trạng nhiều yếu tố tác động gây ra lộn xộn trong thị trường condensat. Thực vậy, trong lúc naphtha là yếu tố chủ yếu xác định giá condensat thì dầu thô, xăng và nhu cầu các sản phẩm lọc trong phân đoạn giữa cũng chi phối trạng thái thương mại condensat. Một trong những biện minh

cho chủ trương xây dựng các nhà máy tách condensat ở Trung Đông là lượng condensat gia tăng từ khí đốt tự nhiên có thể được các nhà máy này tiêu thụ. Điều đó hỗ trợ cho giá condensat bởi vì lượng condensat xuất khẩu bị giảm đi. Tuy nhiên khi các nhà máy tách condensat có mục tiêu sản xuất xăng cho thị trường nội địa và naphtha phần lớn giành cho xuất khẩu thì điều này lại làm suy yếu giá naphtha, kéo theo cả giá condensat. Như vậy chìa khóa của việc xác định giá các loại sản phẩm này nằm ở khả năng tiêu thụ gia tăng của thị trường châu Á - Thái Bình Dương đối với naphtha của Trung Đông cũng như của Ấn Độ. Dường như các công ty dầu khí Trung Đông và châu Á khi xác định tối đa hóa sản lượng condensat không nhận ra nguy cơ này mà chỉ mới thấy nếu tăng được sản lượng condensat thì sẽ đáp ứng tốt nhu cầu gia tăng xăng của thị trường nội địa đồng thời tăng lượng naphtha xuất khẩu, không biết giá naphtha trong tương lai sẽ như thế nào. Dù sao đi nữa thì việc tăng thu nhập từ condensat cũng là yếu tố then chốt hỗ trợ công tác phát triển các mỏ khí đốt ở vùng xa xôi, khó khăn cũng như phát triển các nguồn khí tốn kém khác (khí phiến sét, khí trong đá chứa cát kết rắn chắc, khí ở vùng biển sâu...).

Ở châu Á - Thái Bình Dương, đặc biệt là ở Trung Quốc, nhu cầu nhiên liệu cho vận tải và nguyên liệu cho hóa dầu là nhân tố thúc đẩy chủ trương xây dựng thêm nhiều nhà máy tách condensat ở khu vực này. Condensat thúc đẩy công ty dầu khí quốc tế xâm nhập vào các hoạt động khí đốt thượng nguồn, giải quyết được một phần khó khăn do kết quả tìm kiếm các mỏ dầu hiện nay không được như mong muốn. Các công ty buôn bán dầu thô cũng hy vọng khi lượng condensat tăng thì nguồn cung dầu thô và naphtha sẽ tăng, tức là giá của chúng sẽ giảm hoặc ít nhất cũng không tăng đột biến, gây khó khăn cho kinh doanh. Như vậy condensat không những chỉ làm thay đổi cấu trúc giá thị trường dầu khí mà còn điều chỉnh cán cân cung - cầu loại hàng hóa chiến lược này.

Tài liệu tham khảo

1. *Natural gas processing and natural gas condensate*. Trong Website của Energy Information Administration. 2012.
2. Jack Cawthon, 2004. *Drip gas Was a Real gas for me as a kid*.
3. Al Troner. *Condensate trade will reshape crude, gas markets East of Suez*.
4. *Oil and gas Journal*, 6/2/2012.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn

XU HƯỚNG MỚI

trong bảo đảm an ninh năng lượng

Trong điều kiện hiện nay, do các nguồn tài nguyên thiên nhiên không tái tạo (dầu khí, than đá) đang bị cạn dần trong khi nhu cầu tiêu thụ nguồn tài nguyên này không ngừng gia tăng, vì vậy nguy cơ xảy ra các cuộc xung đột xuyên quốc gia có quy mô khác nhau ngày càng gia tăng nhằm cạnh tranh khai thác và sở hữu các nguồn tài nguyên thiên nhiên. Vấn đề an ninh năng lượng đã trở thành yếu tố vô cùng quan trọng trong chiến lược an ninh quốc gia của mỗi nước. Do đó, các chuyên gia cho rằng, việc tiếp cận được các nguồn năng lượng không tái tạo được xem như là nguyên nhân chính của các cuộc xung đột vũ trang trong tương lai. Các tranh chấp về lãnh thổ, cạnh tranh ý thức hệ, phân biệt chủng tộc, thậm chí cả phổ biến vũ khí hạt nhân hiện nay trên thế giới về mặt lý thuyết có thể được bình thường hóa mà không cần dùng tới sức mạnh quân sự. Chính cuộc khủng hoảng nguồn cung năng lượng trên thế giới mới là nguyên nhân chính cuối cùng sinh ra chiến tranh, mà nó có thể dẫn tới các hậu quả khôn lường.

1. Năng lượng với chiến lược an ninh

Trong tất cả các tài liệu liên quan tới lĩnh vực chính sách và an ninh quân sự được công bố bởi các đời Tổng thống Mỹ gần đây nhất đều cho rằng, khả năng xảy ra một cuộc xung đột quốc tế quy mô lớn là rất khó. Chưa thể đưa ra một kịch bản cụ thể về một cuộc chiến tranh thông thường hay cao hơn nữa là một cuộc chiến tranh hạt nhân trong điều kiện hiện nay. Tuy nhiên, không thể loại trừ khả năng xuất hiện các cuộc xung đột vũ trang như: xung đột giữa các tổ chức phi nhà nước, các cuộc đấu tranh giành ảnh hưởng về chính trị và kinh tế, các nước phát triển gây áp lực lên các nước đang phát triển... có thể gây lo ngại cho các quốc gia khác và làm ảnh hưởng tới ổn định của toàn hệ thống an ninh quốc tế.

Tuy nhiên, khả năng xuất hiện các cuộc xung đột quân sự vì nguồn năng lượng đang ngày càng rõ nét hơn. Các nước trên thế giới đang tăng cường tiềm lực quân sự và khả năng chiến đấu cho lực lượng vũ trang nhằm chiếm hoặc bảo vệ các khu vực có nguồn tài nguyên dồi dào và các cơ sở hạ tầng năng lượng. Trong đó, vấn đề xây dựng lực lượng hải quân được đặt lên hàng đầu, một trong những chức năng cơ bản của hải quân là bảo vệ các tuyến hàng hải, mà dầu mỏ được coi là cầu nối giữa nhà sản xuất và người tiêu dùng năng lượng. Hiện nay một số nước lớn đang tích cực xây dựng hạm đội hải dương để thực hiện các mục tiêu mang tầm quốc gia như mở rộng hành lang kinh tế, định hướng xuất khẩu và bảo vệ

các tuyến hàng hải mà họ đang nhập khẩu dầu thô từ các nước trên thế giới.

Việc tiếp cận các nguồn năng lượng có thể trở thành nguyên nhân của một cuộc đối đầu quân sự quy mô lớn và là một thách thức rất nghiêm trọng đặt ra đối với hệ thống kinh tế toàn cầu. Cũng giống như các thị trường khác, thị trường năng lượng quốc tế nhạy cảm với các cuộc chiến tranh và các thay đổi chính trị khác nhau. Nhiều nước đều nhận thức rõ rằng, các chiến dịch quân sự sẽ làm thay đổi giá năng lượng thế giới.

Dầu mỏ luôn được đặt lên hàng đầu trong bức tranh năng lượng toàn cầu, nhưng sớm hay muộn thì nguồn năng lượng này cũng sẽ cạn kiệt. Điều này không thể không ảnh hưởng tới những toan tính chiến lược trong lĩnh vực năng lượng của nhiều quốc gia, đặc biệt là các cường quốc có nhu cầu sử dụng năng lượng lớn như Mỹ, Nga, Trung Quốc, Ấn Độ, Nhật Bản... Nhiều chuyên gia cho rằng, khi đến cao điểm về sử dụng dầu mỏ, thì lúc đó nguồn cung sẽ thấp hơn rất nhiều so với nhu cầu sử dụng hiện có. Hiện loài người đã tiêu tốn khoảng 1/2 trữ lượng dầu khí và trong tương lai nguồn tài nguyên này sẽ cạn kiệt.

2. Biển Caspi, điểm nóng trong chiến lược an ninh năng lượng

Biển Caspi là hồ nước lớn nhất trên thế giới cả về diện tích và thể tích. Biển Caspi nằm giữa Nga ở phía bờ Bắc



Caspi là cửa ngõ vào lục địa Á - Âu, trong đó bao gồm cả bên trong lãnh thổ Nga và Trung Á, cũng như hành lang giao thông xuyên lục địa

và Iran ở phía bờ Nam, Đông và Tây giáp với các nước Azerbaijan, Kazakhstan và Turkmenistan, trong đó có gần 20 thành phố nằm ven vùng biển này. Kể từ khi khám phá ra mỏ khí đốt Shah Deniz của Azerbaijan vào năm 1999, đã gây sự quan tâm đặc biệt của các nước trên thế giới và nó đã châm ngòi cho các tranh chấp về chủ quyền và vấn đề quân sự hóa vùng biển này.

Cuộc xung đột giữa Azerbaijan và Iran liên quan tới tranh chấp ranh giới lãnh thổ và quyền khoan dầu tại thềm lục địa Caspi là một phần nhỏ trong các tranh chấp hiện có tại đây xung quanh vấn đề nguồn năng lượng. Tháng 7/2001, theo hợp đồng đã ký với Azerbaijan, hai tàu khảo sát của Công ty British Petroleum (BP) đã tiến hành công tác nghiên cứu tại khu vực mà Iran đang đòi yêu sách chủ quyền với 20% vùng biển Caspi. Để xua đuổi các tàu nghiên cứu của BP, nước cộng hòa Hồi giáo này đã cho tàu chiến được yểm trợ máy bay ném bom tiềm kích ra hoạt động, do đó công tác nghiên cứu bị dừng lại. Cơ quan thông tin đại chúng của Azerbaijan cho biết, các máy bay của Iran thậm chí có lúc đã vi phạm cả

không phận của Azerbaijan. Thổ Nhĩ Kỳ cũng đã thể hiện bất đồng của mình với các hoạt động của lực lượng vũ trang Iran.

Từ giữa những năm 1990, các nước trong khu vực Caspi không ngừng tăng cường tiềm lực quân sự đã làm cho tình hình tại khu vực này càng trở nên phức tạp. Tính cho đến nay, chi tiêu quân sự và khối lượng thương mại vũ khí trang bị của các nước trong khu vực này không ngừng tăng lên, các nước tích cực cải cách quân đội và các ngành công nghiệp quốc phòng. Iran, Armenia và Kazakhstan đang từng bước phát triển trang bị vũ khí thông thường của mình để có thể ứng phó với các biến động trên vùng biển mà nhiều nước đang tranh giành lợi ích. Bên cạnh đó, các cường quốc lớn như Mỹ, Trung Quốc và các nước NATO ngày càng tham gia tích cực vào quá trình buôn bán vũ khí cho các nước trong khu vực nhằm cạnh tranh với Nga. Các hoạt động chính trị - quân sự và kinh tế - quân sự này chính là do tầm quan trọng chiến lược của các bể dầu khí tại khu vực Caspi.

Sở hữu nguồn dự trữ năng lượng đáng kể, Caspi đồng thời là cửa ngõ vào lục địa Á - Âu, trong đó bao gồm cả bên trong lãnh thổ của Nga và Trung Á, cũng như hành lang giao thông xuyên lục địa, một mặt nối liền Tiểu Á, Trung Á và vùng Kavkaz (Nga) với châu Âu, mặt khác nối châu Âu với khu vực Tây - Nam Á và Trung Quốc. Vùng biển Caspi có ý nghĩa rất quan trọng, bởi vì biển Caspi là một hệ thống mặt nước đóng, chỉ có hai khả năng được xác định bởi tiềm lực hải quân của các quốc gia trong khu vực: hoặc là các quốc gia ven biển sẽ đạt được cân bằng quyền lực, hoặc một hay một vài quốc gia trong số đó sẽ cố gắng thiết lập ưu thế của mình.

Bị ảnh hưởng mạnh mẽ từ cuộc chiến tranh Iran - Iraq, Iran đang hiện đại hóa hạm đội của mình, đưa các tàu chiến mới, cũng như các máy bay trinh sát vào trong biên chế để tuần tra vùng biển Caspi, tiến hành tập trận hải quân thường kỳ tại khu vực, trong đó có phóng tên lửa đạn đạo và tên lửa hành trình, Iran đã trở thành quốc gia đầu tiên vùng vịnh Ba Tư được trang bị tàu ngầm. Từ năm 2002, Iran tích cực tiến hành các chiến dịch huấn luyện tại biển Oman và eo biển Hormuz với việc sử dụng các lực lượng đặc biệt của hạm đội hải quân khi phá hủy các cơ sở hạ tầng khai thác dầu mỏ và vận chuyển. Việc Iran đưa lực lượng hải quân ra vùng biển Caspi cho phép Tehran kiểm soát một phần nhất định giao thông hàng hải tại biển Caspi, điều này đã cơ bản làm thay đổi cán cân sức mạnh tại khu vực. Ngoài các quốc gia có tiềm lực quân sự và tham vọng về năng lượng như Azerbaijan, Kazakhstan và Turkmenistan, còn có hai quốc gia có ảnh hưởng quan trọng nhất tại khu vực Caspi là Nga và Mỹ, hai nước có lợi ích địa chính trị quan trọng tại khu vực, đang tích cực thâm nhập vào khu vực và củng cố vị trí của mình tại đây.

Đối với Nga: Trong biên chế đội tàu Caspi của Hạm đội Biển Đen của Hải quân Nga có 40 tàu chiến mặt nước, các loại máy bay chiến đấu và lực lượng ven bờ. Hải quân Nga sử dụng hệ thống quốc phòng đa cấp được thiết kế để ngăn chặn đối phương có thể tấn công từ xa vào khu vực hải phận của mình.

Việc từng bước hiện đại hóa đội tàu, đưa vào thành phần chiến đấu các loại tàu mới sẽ góp phần tăng cường vị trí của Nga tại khu vực. Điều này đặc biệt cấp thiết khi Nga mất đi một phần đáng kể Hạm đội Biển Đen sau khi Liên Xô tan rã. Hơn nữa, biển Caspi, lưu vực sông Vôn-ga và Bắc Băng Dương tạo ra hệ thống địa chiến lược quan trọng duy nhất đối với Nga, hệ thống này đã được Nga sử

dụng vào năm 1942 để di chuyển Hạm đội Xô Viết sang Bắc Cực và hiện nay nó có thể được sử dụng để bảo vệ các lợi ích năng lượng quốc gia.

Đối với Mỹ: Mỹ đã có lợi ích nhất định tại khu vực Caspi từ thời Tổng thống Clinton. Năm 1997, trong chiến lược an ninh quốc gia Mỹ đã ghi nhận rằng, tầm quan trọng của khu vực Caspi trong việc bảo đảm hòa bình bằng các nguồn năng lượng đang gia tăng. Mỹ hoan nghênh việc tham gia của các nhà đầu tư nước ngoài trong việc phát triển các mỏ khí tại khu vực Caspi. Các công ty của Mỹ là Chevron, Amoco (hiện là 1 phần của BP), ExxonMobil, Unocal, Devon và Hess là một trong số những nhà thầu đầu tiên trúng thầu khai thác tại đây. Dự án đường ống dẫn dầu Baku - Tbilisi - Ceyhan được hỗ trợ tích cực bất chấp sự phản đối của Nga, Iran, thậm chí của các nhà khoa học và công ty Mỹ.

3. Triển khai lực lượng bảo vệ an ninh năng lượng

- Ấn Độ là một trong các quốc gia đang tích cực hiện đại hóa lực lượng hải quân, dự kiến trong vài năm tới, Hải quân Ấn Độ sẽ có 40 tàu chiến mới bao gồm các chiến hạm, tàu khu trục và tàu ngầm, nhằm theo đuổi các mục tiêu chiến lược về an ninh năng lượng. Ấn Độ hiện đang đầu tư vào các nguồn tài nguyên của các nước Trung Đông và Trung Á thông qua các dự án:

+ Đường ống dẫn khí đốt Turkmenistan - Afghanistan - Pakistan - Ấn Độ bị dừng lại do ảnh hưởng của cuộc chiến tại Afghanistan. Tuy nhiên, sau khi Mỹ rút khỏi khu vực, đường ống này có thể sẽ được khởi động lại.

+ Đường ống dẫn khí đốt Iran - Pakistan - Ấn Độ được ký từ năm 1995, với công suất vận chuyển dự kiến là khoảng 55 tỷ m³ khí/năm, trong đó 62% khối lượng cung cấp cho Ấn Độ, còn lại là Pakistan. Giai đoạn đầu của dự án, đường ống sẽ được lắp đặt trên đoạn Iran - Pakistan vào năm 2014. Mô Nam Pars khổng lồ của Iran với trữ lượng 14 nghìn tỷ m³ khí là cơ sở nguồn tài nguyên năng lượng đối với đường ống dẫn khí này.

- Trung Quốc đang thực hiện "chiến lược sợi chỉ ngọc" nhằm mục đích xây dựng các căn cứ hải quân trên bờ biển của một số nước như: cảng Yangon tại Myanmar, Hambantota tại Sri Lanka và Gwadar tại Pakistan. Nhìn vào bản đồ năng lượng thế giới, có thể nhận thấy rằng, Trung Quốc không chỉ cố gắng bảo đảm an ninh nguồn cung năng lượng, mà còn đặt ra các mục tiêu chính trị - quân sự như: cảng quân sự Gwadar ở Tây - Nam Pakistan có vị

trí chiến lược để bảo vệ lối vào vịnh Ba Tư, cũng như được trang bị các thiết bị theo dõi giám sát điện tử để quản lý các tàu, trong đó có cả các tàu quân sự đi qua vịnh Hormuz và biển Ả Rập.

Trung Quốc đang xây dựng cảng container tại thành phố Chittagong (Bangladesh) dành cho các tàu hải quân và tàu thương mại, cũng như xây dựng hàng loạt các căn cứ hải quân và các trạm trinh sát điện tử trên các đảo tại vịnh Bengal. Đồng thời, Trung Quốc cũng có kế hoạch đầu tư 20 tỷ USD để xây dựng kênh đào qua Kra Isthmus tại Thái Lan, nối liền vịnh Thái Lan với Ấn Độ Dương. Các chuyên gia cho rằng, việc xây dựng kênh đào tại Kra sẽ cho phép Trung Quốc có những trang bị cho cảng mới, các nhà máy tinh lọc dầu, nhà kho cho việc chuyển tải và làm bàn đạp giúp Trung Quốc mở rộng tầm ảnh hưởng của mình tại khu vực Đông Nam Á.

Tại Biển Đông, Trung Quốc đang chuẩn bị triển khai trên quy mô lớn các đơn vị hải quân và không quân thông qua việc củng cố các căn cứ trên đảo Hải Nam và các vùng ven biển ở phía Nam. Trung Quốc đang xây dựng các cơ sở hạ tầng cảng để neo đậu các tàu cỡ lớn và xây dựng đường băng cất hạ cánh cho máy bay ném bom.

Trung Quốc cũng đang có kế hoạch xây dựng các căn cứ hải quân đầu tiên của mình ở nước ngoài (vịnh Aden) để hỗ trợ chống cướp biển Somali. Các tàu quân sự của Trung Quốc cũng đang tham gia vào các cuộc đấu tranh quốc tế chống cướp biển, bảo đảm vận chuyển không chỉ dầu mỏ mua ở nước ngoài mà còn dầu do chính Trung Quốc tham gia khai thác. Năm 2009, công ty dầu khí lớn nhất Trung Quốc China National Petroleum Corporation (CNPC) đã tăng sản lượng khai thác dầu tại nước ngoài lên 12,5% so với cùng kỳ năm ngoái với tổng sản lượng khai thác đạt 70 triệu tấn. Cụ thể, tại Sudan đạt 15 triệu tấn dầu, tại Kazakhstan gần 18 triệu tấn và tại châu Mỹ La-tinh là 10 triệu tấn.

Trung Quốc cũng cho rằng, trong trường hợp tình hình chính trị - quân sự căng thẳng và bùng nổ các hoạt động khủng bố quốc tế, việc cung cấp và vận chuyển dầu mỏ bằng các tuyến đường biển có thể nảy sinh nhiều vấn đề gây trở ngại. Trong khi cách đây không lâu, Trung Quốc đã kết nối đường ống dẫn dầu với Kazakhstan và đường ống dẫn khí từ Turkmenistan đến Trung Quốc qua lãnh thổ của Kazakhstan và Uzbekistan đã được đưa vào khai thác. Trung Quốc đã ký các thỏa thuận với Nga về việc cung cấp khí đốt theo mức giá ấn định không chỉ bằng đường sắt mà còn bằng đường ống. Tuy nhiên, trong những năm tới

Trung Quốc sẽ không thể từ chối nhập khẩu dầu mỏ của Ả-rập và Iran bằng đường biển.

Trung Quốc phụ thuộc lớn vào các tuyến giao thông hàng hải đi qua Ấn Độ Dương. Vì thế, Bắc Kinh đang cố gắng tăng cường quan hệ với Sri Lanka và Myanmar để mở tuyến giao thông mới đến Trung Đông, vịnh Ba Tư và châu Phi, nơi mà Trung Quốc đã và đang tích cực cạnh tranh ảnh hưởng với các nước phương Tây.

4. Các kịch bản bảo đảm an ninh năng lượng

Hiện nay, giá năng lượng trên một thị trường bất kỳ được xác định bởi 3 xu hướng cơ bản trên cơ sở hệ thống tự điều tiết tỷ lệ cung - cầu, đó là: biến động ngắn hạn, xung động trung hạn và phục hồi giá trị trung bình dài hạn. Đối với những ai thiên về việc phân chia lợi nhuận, thì hai khuynh hướng đầu tiên có ý nghĩa rất quan trọng, nó được thể hiện bằng công thức “mua rẻ, bán đắt”, còn đối với những ai có tầm nhìn chiến lược thì khuynh hướng phục hồi giá trị trung bình dài hạn có ý nghĩa hơn cả, bởi vì nó mang lại sự bảo đảm trong giai đoạn đó, khi mà các biến động và xung động đẩy giá lên cao hơn hoặc hạ xuống mức giá thấp nhất.

Phục hồi giá trị trung bình dài hạn không có nghĩa là giá mãi mãi ở một mức nhất định, mà khái niệm về cao điểm dầu mỏ chỉ ra rằng, các nhà tiêu dùng và sản xuất muốn hướng tới việc tăng mức giá một cách từ từ. Đây chỉ là mô hình toán học, tính toán mô hình này có thể có nhiều cách khác nhau. Điều quan trọng hơn cả là ý tưởng chung, cũng như các hậu quả về quân sự và chính trị có thể xảy ra đối với sự thay đổi đó.

Giá xăng dầu trong 4 năm trở lại đây liên tục tăng, đó là kết quả của các sự kiện quân sự và chính trị trên thế giới, trong đó có nhiều sự kiện không thể lường trước được. Tuy nhiên, có thể giả định rằng, giá năng lượng không có khả năng quay trở lại mức giá cũ. Năm 2003, giá xăng dầu chỉ có 20USD/thùng, sau đó đã tăng lên 40USD hoặc 50USD/thùng, nhưng chỉ vài năm sau giá đã tăng lên 100%, thậm chí còn hơn. Quá trình tăng giá dạng “hình sin” này sẽ hoặc không tạo ra sức mạnh, nhưng rõ ràng là đối với các nước là các nhà tiêu dùng năng lượng thì việc quay trở lại mức giá như trước đây sẽ trở nên cấp thiết hơn bao giờ hết.

Theo một số nhà nghiên cứu, thị trường năng lượng sẽ không thể được bình thường hóa. Cuộc khủng hoảng năng lượng hay các thảm họa trong chính bản thân các

cuộc khủng hoảng đó không hẳn là nguyên nhân, nhưng chúng có thể dẫn tới việc áp dụng sức mạnh quân sự.

Để thực hiện các mục tiêu về an ninh năng lượng quốc gia, trong tương lai có thể xảy ra các kịch bản can thiệp bằng sức mạnh quân sự như:

(1) Trực tiếp chiếm các nguồn năng lượng bằng việc áp dụng sức mạnh quân sự.

(2) Tiêu hủy các nguồn năng lượng để ngăn cho chúng không rơi vào tay đối phương.

(3) Đối đầu quân sự, xuất hiện từ mâu thuẫn lợi ích của các quốc gia có các mỏ năng lượng trong các vùng biển quốc tế tại các vùng biển trên thế giới và trên lãnh thổ của các quần đảo như: Đông Nam Á hoặc Bắc cực.

(4) Giám tiếp kiểm soát các nguồn năng lượng thông qua việc xây dựng các chế độ phụ thuộc.

(5) Bảo vệ bằng lực lượng vũ trang, các cơ sở khai thác và vận chuyển nguồn năng lượng, bao gồm các lĩnh vực: dầu mỏ, đường ống, cảng biển... hoặc phá hủy các cơ sở hạ tầng này.

(6) Tích cực kiểm soát quân sự các eo biển quốc tế được sử dụng để vận chuyển các nguồn tài nguyên năng lượng.

(7) Phát triển các lò năng lượng - thương mại quan trọng theo mô hình hệ thống “ưu tiên” đã tồn tại từ trước năm 1945.

(8) Chuyển giao công nghệ quân sự cho các nước là các nhà sản xuất năng lượng để đổi lấy ưu tiên trên thị trường năng lượng.

Trong tương lai, tất cả các kịch bản trên rất có thể xảy ra. Trên thực tế một số kịch bản như các cuộc tấn công của cướp biển đối với các tàu chở dầu, cạnh tranh giữa Mỹ và Trung Quốc dành quyền kiểm soát eo biển Malacca, cuộc cách mạng màu ở Liên Xô cũ, cuộc khủng hoảng Trung Đông - Bắc Phi hiện nay... Việc sử dụng sức mạnh quân sự có thể dẫn tới những hậu quả nặng nề như khủng hoảng kinh tế, xã hội, thậm chí khủng hoảng cả về môi trường.

Quân sự hóa an ninh năng lượng thực tế không có lợi cho bất kỳ quốc gia nào, nhưng dù sao xu hướng này thực tế vẫn đang tồn tại và ngày càng mang lại hiệu quả trái ngược. Sự ổn định tình hình quốc tế hiển nhiên phụ thuộc vào giá năng lượng, mà giá lại luôn thay đổi. Phương Tây và các nước phát triển tuy có khả năng chịu giá năng lượng cao hơn. Tuy nhiên, các nước này cũng dễ bị áp lực

từ sự không ổn định của giá năng lượng quốc tế.

Các nước đang phát triển là những người tiêu dùng năng lượng dễ bị tổn thương hơn vì phải trả với mức giá năng lượng quá cao, điều này có thể thôi thúc họ sử dụng sức mạnh quân sự để bảo vệ các nguồn năng lượng và các lợi ích kinh tế của mình. Ở một phương diện nào đó, các nước này đang đứng ngoài quá trình toàn cầu hóa và điều này giúp họ có thể tự do hoạt động một cách mạo hiểm hơn, ít phải suy nghĩ cách đối phó với những hậu quả.

Vấn đề an ninh năng lượng tạo ra các tương tác khác nhau không thể xem thường. Quân sự hóa an ninh năng lượng không thể tránh khỏi việc đi lệch quá trình toàn cầu hóa, tiến trình toàn cầu hóa thường được đặc trưng bởi khuynh hướng làm suy yếu vai trò của Nhà nước: ảnh hưởng của Nhà nước tới việc hình thành trật tự quốc tế bị giảm đi do sự gia tăng ảnh hưởng của các tập đoàn xuyên quốc gia, các thị trường tài chính toàn cầu và công nghệ thông tin. Tuy nhiên, các điều kiện cơ bản cho phép các tổ chức và các quá trình này hoạt động thành công là các bản hợp đồng, thanh khoản tiền tệ, cũng như bảo mật vật lý các phương tiện toàn cầu (trên mặt đất, trên biển và không gian vũ trụ), tất cả các điều này đều do Nhà nước tạo ra và bảo đảm. Chính vì vậy, Nhà nước không có các công cụ kiểm tra kết quả của quá trình toàn cầu hóa, quá trình mà chính họ khởi xướng và chấm dứt bằng cách bãi bỏ các bảo đảm pháp lý và bảo đảm an ninh.

Mối liên hệ giữa chủ nghĩa khủng bố và các nguồn năng lượng là không thể phủ nhận: mục tiêu của các cuộc tấn công khủng bố thường là các cơ sở hạ tầng năng lượng. Các dữ liệu của Viện quốc gia về phòng chống chủ nghĩa khủng bố cho thấy, các nhóm khủng bố đã thực hiện ít nhất 310 cuộc tấn công vào các mục tiêu cơ sở hạ tầng năng lượng trên toàn thế giới từ năm 1990 đến năm 2005, phần lớn xảy ra tại 8 quốc gia là: Iraq, Nga, Colombia, Ecuador, Thổ Nhĩ Kỳ, Pakistan, Algeria và Philippines. Ngay từ đầu cuộc xâm lược Iraq của Mỹ, lực lượng quân nổi dậy đã tấn công một cách hệ thống vào các kho dầu mỏ tại Basra, các đường ống dẫn dầu và nhà máy điện. Những hành động khủng bố này cho đến nay để lại những hậu quả nghiêm trọng mà rất khó khăn có thể khôi phục ngành công nghiệp dầu mỏ tại Iraq.

Tất cả các vấn đề trên đã chứng minh rằng, quá trình quân sự hóa an ninh năng lượng như là một tất yếu, nó đang được diễn ra một cách mạnh mẽ và ngày càng có nhiều quốc gia cố gắng bảo vệ các lợi ích năng lượng của mình. Trong thế giới đa cực, các nước lớn tìm mọi cách

để đạt được tham vọng về năng lượng của mình, bất chấp sử dụng sức mạnh vũ lực, đồng thời các nước không có tham vọng lớn, hiện đang tích cực mở rộng tiềm lực quân sự để bảo vệ các lợi ích của mình trước sức ép từ các cường quốc.

5. Dự báo và kiến nghị

Dự báo:

- Trong tương lai, các khu vực có nguồn tài nguyên thiên nhiên dồi dào vẫn là mục tiêu sống còn của các cường quốc có nhu cầu tiêu thụ năng lượng lớn trên thế giới và các nước giàu tài nguyên có thể sẽ phải đối mặt với nhiều nguy cơ và thách thức mới có thể xảy ra xung quanh vấn đề tranh giành ảnh hưởng và lợi ích về khai thác, vận chuyển và sử dụng các tài nguyên năng lượng.

- Đối với khu vực Biển Đông, các nước lớn đang tăng cường hiện đại hóa vũ khí trang bị cho lực lượng hải quân, củng cố và xây dựng mới các căn cứ quân sự trên một số đảo thuộc quần đảo, nhằm bảo vệ các mục tiêu chiến lược về an ninh quốc gia và năng lượng. Trong thời gian tới, các nước sẽ tiếp tục theo đuổi các mục tiêu chiến lược của mình để bảo vệ các lợi ích về năng lượng kể cả việc sử dụng các biện pháp quân sự để gây trở ngại cho các nước khác trong khu vực.

- Mỹ cũng đang từng bước tăng cường ảnh hưởng và sự hiện diện của mình tại Biển Đông thông qua việc mở rộng quan hệ với nước trong khu vực, nhằm củng cố vị thế của mình tại khu vực và kìm chế sự phát triển của các quốc gia khác.

- Các nước có nền kinh tế phát triển và tiêu thụ năng lượng lớn của thế giới như Nhật Bản, Ấn Độ và Hàn Quốc... cũng đang tăng cường hợp tác thăm dò khai thác dầu khí với các nước trong khu vực Biển Đông nhằm gia tăng khả năng sở hữu nguồn tài nguyên dầu khí trong khu vực, thông qua đó để tăng cường sự hiện diện của các nước này trên khu vực Biển Đông.

Kiến nghị:

- Các tranh chấp chủ quyền trên Biển Đông liên quan tới nhiều nước, nhất là các nước lớn, nên vấn đề rất nhạy cảm, dễ nảy sinh những thách thức và nguy cơ tiềm ẩn. Vì vậy, để giải quyết hài hòa các vấn đề này, Việt Nam cần nghiên cứu kỹ lưỡng chiến lược, chính sách và các động thái mới của các nước trong khu vực Biển Đông để có bước đi phù hợp, vừa duy trì được mối quan hệ chiến

lược tốt đẹp với các nước lớn, vừa đảm bảo được các lợi ích của quốc gia, dân tộc.

- Việt Nam cần đẩy mạnh hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại các lô mới ở vùng biển nước sâu xa bờ thuộc thềm lục địa Việt Nam. Đặc biệt, cần tăng cường hợp tác, kêu gọi các công ty dầu khí lớn của nước ngoài có tiềm lực về kinh tế, khoa học kỹ thuật đầu tư vào hoạt động tại các lô nói trên. Thông qua hoạt động dầu khí của các công ty dầu khí Việt Nam và của nước ngoài tại thềm lục địa Việt Nam, ngoài lợi ích kinh tế đem lại cho các nhà đầu tư, còn giúp cho Việt Nam khẳng định và bảo vệ chủ quyền của mình ở khu vực này.

- Việt Nam cần đẩy mạnh hoạt động hợp tác trên lĩnh vực năng lượng với các nước trong khu vực và trên thế giới thông qua việc kêu gọi các công ty dầu khí nước ngoài đầu tư vào Việt Nam, đồng thời các công ty dầu khí của Việt Nam cần đẩy mạnh đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí và thương mại dầu khí ra nước ngoài nhằm góp phần vào việc đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước và nâng cao vị thế của Việt Nam trên trường quốc tế.

Tài liệu tham khảo

1. Phạm Quang Minh, Hà Văn Long, 2011. *Tự do hàng hải và lợi ích của Mỹ ở Biển Đông*. Tạp chí Quan hệ Quốc phòng. Số 16, p. 39.
2. Vũ Xuân Hòa, 2011. *Về hợp tác năng lượng Nga - Trung Quốc*. Tạp chí Kiến thức quốc phòng hiện đại. Số 6, p.79
3. Phương Anh, 23/4/2011. *Trung Quốc với chiến lược an ninh năng lượng*. petrotimes.vn.
4. Lê Thế Mẫu, 19/02/2011. *Dầu mỏ - "tử huyệt" của nhiều cường quốc kinh tế trong thế giới đương đại*. vnmilitaryhistory.ne.
5. Nguyễn Viêt, 24/01/2012. *Cấm vận dầu mỏ Iran: châu Âu liều lĩnh, châu Á gánh hậu quả*. Dân trí.
6. Xuân Hiệu, 26/01/2012. *Bước leo thang o ép nguy hiểm*. Nhân dân.

Nguyễn Nhâm

TIN TRONG NGÀNH

Nâng cao hiệu quả công tác an toàn - sức khỏe - môi trường

Petrovietnam tiếp tục đầu tư, cơ sở vật chất, phương tiện, thiết bị ứng phó tình huống khẩn cấp và ứng phó sự cố dầu tràn. Ảnh: PVD

Ngày 9/3, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tổ chức Hội nghị An toàn - sức khỏe - môi trường lần thứ VI do Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn, Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam Hà Duy Đình, Trưởng Ban An toàn - sức khỏe - môi trường Tập đoàn Đào Duy Khu chủ trì. Tham dự Hội nghị còn có TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; đại diện Bộ Công Thương, Bộ Tài nguyên và Môi trường, Bộ Công an, Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội, Ủy ban Quốc gia Tìm kiếm cứu nạn...

Hội nghị tập trung đánh giá những kết quả đã thực hiện được trong năm 2011 về công tác xây dựng, triển khai, duy trì hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường, công tác bảo hộ lao động, bảo vệ môi trường, phòng cháy chữa cháy, phòng ngừa và ứng phó sự cố khẩn cấp, cải thiện điều kiện và môi trường làm việc. Đồng thời, Hội

nghị cũng là dịp trao đổi thông tin, kinh nghiệm về các vấn đề tổ chức và quản lý an toàn sức khỏe môi trường, cũng như những khó khăn, tồn tại trong quá trình triển khai công tác an toàn sức khỏe môi trường tại các đơn vị cơ sở, nâng cao kỹ năng và kiến thức về công tác này cho cán bộ công nhân viên

Năm 2011, Tập đoàn và các đơn vị thành viên đã thiết lập kiện toàn bộ máy quản lý, cập nhật hoàn thiện và phát triển hệ thống quản lý, tuân thủ đầy đủ các quy định của pháp luật về an toàn sức khỏe môi trường khi thực hiện các dự án. Nhiều đơn vị đã tiêu chuẩn hóa công tác đào tạo, huấn luyện cũng như đưa tiêu chí an toàn sức khỏe môi trường vào tiêu chí bình xét thi đua của tập thể. Công tác thẩm duyệt thiết kế, kiểm tra thi công và nghiệm thu hệ thống thiết bị phòng chống cháy nổ, xử lý nước thải, bảo vệ môi trường các dự án, các công trình được tiến hành nghiêm túc kịp thời đúng quy định. Công tác ứng cứu khẩn cấp, ứng phó dầu tràn và tìm kiếm cứu nạn được Tập đoàn quan tâm, thực hiện tốt; sức khỏe người lao động được cải thiện nhất là những người thường xuyên lao động trong môi trường nặng nhọc, độc hại...

Trong năm 2012, Petrovietnam tiếp tục xây dựng và hoàn thiện hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường, tăng cường kiểm tra giám sát công tác bảo đảm an toàn cho các hoạt động tìm kiếm, khai thác dầu khí. Đồng thời, bổ sung tiêu chí "Cạnh tranh lành mạnh - Thân thiện với môi trường" vào tiêu chí đánh giá, lựa chọn nhà thầu; tiếp tục đầu tư, cơ sở vật chất, phương tiện, thiết bị ứng phó tình huống khẩn cấp và ứng phó sự cố dầu tràn; tham gia tổ chức diễn tập, phối hợp diễn tập giữa các lực lượng; xây dựng và thúc đẩy văn hóa doanh nghiệp.

Nguyễn Đức

Nhà máy Đạm Cà Mau sản xuất được trên 23.000 tấn urea hạt đục

Từ ngày có sản phẩm thương mại đầu tiên, đến ngày 8/3/2012, Nhà máy Đạm Cà Mau đã sản xuất được trên 23.000 tấn urea. Nhà máy đã vận hành ở 95 - 100% công suất từ ngày 4/3/2012. Mỗi ngày, Nhà máy Đạm Cà Mau đã sản xuất được hơn 2.200 tấn urea hạt đục loại 1 mang thương hiệu "Đạm Cà Mau - Hạt Ngọc Mùa Vàng". Tiếp theo thành công của đợt đấu giá tiêu thụ lô sản phẩm 7000 tấn đầu tiên, Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) tiếp tục đấu giá lô hàng với khối

lượng 4.000 tấn và tiếp tục đấu giá 10.000 tấn urê chính phẩm để đưa ra thị trường.

Vụ Hè Thu 2012 đang dần bước vào chính vụ, nhu cầu phân bón ngày càng cao và đặc biệt là nguồn phân urea chất lượng cao. Nhà máy Đạm Cà Mau vận hành ổn định đạt 100% công suất có ý nghĩa quan trọng trong công tác giảm áp lực nhập khẩu phân bón và góp phần bình ổn thị trường, nông dân sẽ yên tâm hơn trong canh tác nông nghiệp khi vào vụ.

Thái Sơn

Đẩy mạnh tuyên truyền thực hành tiết kiệm



Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh nhiệm vụ cần tuyên truyền trong giai đoạn phát triển mới. Ảnh: PVN

Tại lễ khai giảng lớp tập huấn kỹ năng viết báo và truyền thông hiện đại ngày 14/3, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh: “Cán bộ làm công tác tuyên giáo cần tiếp tục cổ vũ, động viên cán bộ công nhân viên toàn Ngành phát huy phong trào sáng kiến, cải tiến, hợp lý hóa sản xuất, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Điều này mang lại hiệu quả lớn nhất. Trong hoạt động dầu khí, mỗi sáng kiến, mỗi chủ trương hợp lý hóa sản xuất có thể tiết kiệm hàng triệu USD”.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn yêu cầu đội ngũ làm công tác tuyên truyền về định hướng phát triển, con đường đi lên của Tập đoàn, đặc biệt là công tác tái cấu trúc doanh

nh nghiệp, tập trung vào 5 lĩnh vực cốt lõi; nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, đóng góp thiết thực vào công tác an sinh xã hội và bảo vệ chủ quyền quốc gia...

Ông Trần Quang Dũng - Trưởng Ban Tuyên giáo Đảng ủy Tập đoàn cho biết nội dung tuyên truyền trọng tâm năm 2012: toàn ngành Dầu khí cần thực hiện tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hơn nữa hiệu quả sản xuất kinh doanh, thi đua “Về đích trước”. Thống nhất tư tưởng và hành động thực hiện thành công công tác đổi mới, tái cấu trúc doanh nghiệp theo tinh thần Kết luận Hội nghị Trung ương 3 (Khóa XI) của Đảng. Triển khai tốt nhất Nghị quyết Hội nghị Trung ương 4 (Khóa XI) của Đảng về một số vấn đề cấp bách trong công tác xây dựng Đảng hiện nay. Gắn việc thực hiện nhiệm vụ chính trị, giải pháp đột phá trong công tác sản xuất kinh doanh với đẩy mạnh học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh.

Lớp tập huấn kỹ năng viết báo và truyền thông hiện đại là khóa học đầu tiên do Ban Tuyên giáo Đảng ủy Tập đoàn và Thông tấn xã Việt Nam phối hợp tổ chức trong hai ngày 14 - 15/3/2012. Khóa học giúp học viên tiếp cận xu hướng phát triển của báo chí thế giới, kỹ năng viết tin bài hiện đại, kiến thức về truyền thông doanh nghiệp, quan hệ công chúng, phương thức giải quyết các vấn đề xảy ra sự cố truyền thông. Từ đó giúp các học viên bám sát thực tiễn, chủ động và chuyên nghiệp hơn trong công tác tuyên truyền, góp phần cùng Tập đoàn tăng tốc phát triển...

Việt Hà

PVFCCo ký giao ước tiết giảm 125 tỷ đồng chi phí năm 2012

Sáng 12/3, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã ký giao ước tiết giảm chi phí 2012. Trong năm 2012, PVFCCo quyết tâm, phấn đấu tiết kiệm và tiết giảm chi phí 125 tỷ đồng ở các lĩnh vực: chi phí quản lý hành chính tiết giảm 40 tỷ đồng tương ứng 10% chi phí quản lý hành chính, 85 tỷ đồng ở lĩnh vực sản xuất kinh doanh và tổ chức thực hiện các dự án đầu tư xây dựng tương đương với 3% chi phí.

Đây là hoạt động hưởng ứng lời kêu gọi triển khai thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP ngày 3/1/2012 của Thủ tướng Chính phủ đồng thời thể hiện quyết tâm của tập thể lãnh đạo, CBCNV Tổng công ty thực hiện thắng lợi mục tiêu chung của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về việc tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản phẩm, nâng cao hiệu quả hoạt động và sức cạnh tranh cho doanh nghiệp. Từ năm 2008 đến nay, hàng năm PVFCCo đã xây dựng và triển khai thực



PVFCCo là một trong những đơn vị đầu tiên ký giao ước thi đua thực hành tiết kiệm. Ảnh: DPM

hiện chương trình hành động thực hành tiết kiệm, chống lãng phí và tiết kiệm khoảng trên dưới 50 tỷ đồng/năm, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Thủy Nguyên

Xăng E5 đang được bán tại hơn 140 điểm kinh doanh xăng dầu



Các hoạt động pha chế và cung cấp xăng sinh học E5 của PV OIL vẫn diễn ra bình thường. Ảnh: CTV

Xăng sinh học E5 do Tổng công ty dầu Việt Nam (PV OIL) pha chế vẫn đang tiếp tục được bán tại hơn 140 điểm kinh doanh xăng dầu của PV OIL cũng như các đại lý tại một số tỉnh thành lớn trên cả nước. Xăng sinh học E5 là loại xăng sinh học an toàn và thân thiện với môi trường, được sử dụng tại nhiều quốc gia trên thế giới và hiện đang được PV OIL sử dụng cho toàn bộ các phương tiện của Tổng công ty.

Trước đó, một số phương tiện truyền thông có đăng tải thông tin về việc PV OIL tạm ngừng bán xăng sinh học E5 tại các điểm kinh doanh xăng dầu của PV OIL và các đại lý. Về vấn đề này, ông Lê Xuân Trình - Phó Tổng giám đốc PV OIL khẳng định, cho tới thời điểm này, các hoạt động pha chế và cung cấp xăng sinh học E5 của PV OIL vẫn diễn ra bình thường. PV OIL chưa có bất kỳ văn bản hoặc thông báo nào yêu cầu các đơn vị thành viên và các đại lý của PV OIL ngừng cung cấp hoặc ngừng bán xăng sinh học E5.

Tại các điểm kinh doanh xăng dầu thuộc hệ thống của COMECO hiện có một số cửa hàng ngừng bán xăng E5 là do đang trong giai đoạn bảo trì bồn chứa kết hợp với công tác kiểm tra chất lượng xăng dầu và ngày 22/2/2012 đã bán hàng trở lại. Đây là việc làm định kỳ thường xuyên không chỉ diễn ra tại các điểm bán xăng sinh học E5 của COMECO mà còn là của tất cả các đơn vị kinh doanh xăng dầu, trong đó có PV OIL. "Việc có ý kiến cho rằng, xăng sinh học E5 (xăng pha 5% ethanol) có thể là nguyên nhân gây ra cháy xe là không đúng bởi không có cơ sở pháp lý cũng như cơ sở khoa học chứng minh cho điều này" - ông Trình nhấn mạnh.

Ngọc Linh

Mở rộng Kho xăng dầu Cái Lân

Sáng ngày 2/3, tại tỉnh Quảng Ninh, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã khởi công dự án mở rộng Kho xăng dầu Cái Lân giai đoạn I - hạng mục thiết kế, cung cấp thiết bị và thi công xây lắp công trình cảng.

Dự án mở rộng kho xăng dầu Cái Lân do PV OIL là chủ đầu tư có quy mô xây dựng mở rộng thêm 60.000m³ bồn bể, nâng tổng sức chứa của Kho lên 70.000m³. Đặc biệt, dự án sẽ thực hiện xây dựng cảng xuất - nhập xăng dầu cho các phương tiện thủy đến 15.000DWT thay cho cảng bến phao trước đây chỉ có 5.000DWT; nạo vét, đặt hệ thống phao tiêu



Lễ khởi công dự án mở rộng Kho xăng dầu Cái Lân giai đoạn I. Ảnh: PV OIL

hoàn chỉnh cho khu nước tàu đậu, khu quay trở cũng như đảm bảo luồng lạch cho các tàu tải trọng lớn ra vào xuất - nhập hàng. Tổng mức đầu tư ước tính 264 tỷ đồng (100% vốn của PV OIL). Dự kiến, giai đoạn I của dự án sẽ hoàn thành và đưa vào sử dụng trong Quý IV/2012.

Nguyễn Hoàng

PCB xuất bán lô sản phẩm ethanol thương mại đầu tiên

Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học (Bio-ethanol) Dung Quất thuộc Công ty CP Nhiên liệu Sinh học Dầu khí miền Trung (PCB) mới xuất bán lô sản phẩm ethanol thương mại đầu tiên cho Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) để phối trộn ra xăng sinh học E5 tiêu thụ tại khu vực miền Trung. Sau khi cho ra mẻ sản phẩm đầu tiên (3/2/2012) đến nay, Nhà máy đã sản xuất hơn 800m³ ethanol, đạt độ cồn 99,8% và sản xuất gần 200 tấn thức ăn gia súc, đang thu hồi lô sản phẩm khí CO₂ đầu tiên.

Ông Hồ Sĩ Long - Giám đốc Công ty CP Nhiên liệu Sinh học Dầu khí miền Trung cho biết: Với công suất 100.000 m³/năm, Nhà máy dành 5% phục vụ nhu cầu tiêu dùng trong nước (khoảng 5.000m³), còn lại 95% sản phẩm của Nhà máy phục vụ xuất khẩu sang thị trường các nước, chủ yếu là Philippines. Dự kiến, Nhà máy sẽ được bàn giao từ nhà thầu chính vào cuối tháng 3/2012 và chính thức khánh thành vào 19/5/2012.

Minh Sỹ

PTSC Marine cung cấp tàu dịch vụ cho CỬU LONG JOC



PTSC Marine cung ứng tàu dịch vụ kịp thời, an toàn và hiệu quả.
Ảnh: PTSC

Công ty Tàu Dịch vụ Dầu khí (PTSC Marine) mới đây đã ký hợp đồng trị giá gần 800 tỷ đồng với Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cửu Long JOC) cung

cấp 3 tàu dịch vụ (PTSC Thăng Long 7.180 BHP, PTSC Vũng Tàu 7.080 BHP và Lewek Penguin 10.880 BHP) để phục vụ công tác khoan cho Cửu Long JOC trong thời gian 2 năm. Bên cạnh đó, Công ty Cảng Dịch vụ Dầu khí (PTSC Supply Base) cũng ký hợp đồng cung ứng dịch vụ hậu cần cho Cửu Long JOC tại căn cứ Cảng hạ lưu PTSC với tổng giá trị hợp đồng hơn 120 tỷ đồng.

Đối với tàu dịch vụ phục hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, Cửu Long JOC đã và đang sử dụng toàn bộ dịch vụ này từ PTSC Marine trong nhiều năm qua. PTSC Marine và PTSC Supply Base là 2 đơn vị luôn sẵn sàng cung ứng các dịch vụ sản xuất của Cửu Long JOC một cách kịp thời, an toàn và hiệu quả cao. Việc ký kết thành công các hợp đồng cung ứng dịch vụ tàu và dịch vụ căn cứ hậu cần giữa PTSC Marine - Cửu Long JOC - PTSC Supply Base, đã khẳng định hiệu quả của chủ trương tăng cường sử dụng dịch vụ trong Ngành Dầu khí Việt Nam.

Hồng Nhung

PVID bọc ống cong và phụ kiện cho dự án Sư Tử Trắng

Với việc chính thức đưa dây chuyển bọc ống cong và phụ kiện vào hoạt động, Công ty CP Đầu tư và Xây lắp khí (PVID) đã đảm bảo chất lượng, tiêu chuẩn kỹ thuật bọc ống cho dự án Sư Tử Trắng do Cửu Long JOC làm chủ đầu tư. Bên cạnh đó, PVID cũng đang tham gia thực hiện các gói thầu Carbon Steel và Biển Đông - Nam Côn Sơn 2 thuộc dự án Biển Đông 1 và sắp tới là các dự án: Hải Sư Trắng - Hải Sư Đen, Nam Côn Sơn 2, Lô B - Ô Môn...

Dây chuyển bọc ống cong và phụ kiện là một trong những dây chuyển công nghệ hiện đại của thế giới do nhà thầu Dimett Watsser (Malaysia) cung cấp và lắp đặt với tổng số vốn đầu tư gần 35 tỷ đồng. Hệ thống bao gồm: buồng phun hạt thép làm sạch bề mặt, buồng gia nhiệt (nhiệt độ từ 180°C - 240°C) và buồng phun FBE & lớp PE/PP. Với dây chuyển này, PVID có thể thực hiện dịch vụ bọc chống ăn mòn ống cong và phụ kiện bằng các loại vật liệu như: FBE, PE/PP... Đến nay, PVID đã nâng tổng số sản phẩm bọc ống của Nhà máy Bọc ống Dầu khí lên thành 5 loại: bọc chống ăn mòn, bọc bê tông gia trọng, bọc bảo ôn PUF, bọc bảo ôn MLPP, bọc ống cong và phụ kiện. Điều này góp phần tiết kiệm được ngoại tệ, chủ động trong việc điều hành và đẩy nhanh tiến độ thực hiện các dự án của Petrovietnam.

Lê Nghĩa

Khai thác khoáng sản gắn với bảo vệ môi trường

Ngày 2/3/2012, Ủy ban Khoa học Công nghệ và Môi trường của Quốc hội đã tổ chức Hội thảo về việc Thực hiện chính sách, Pháp luật về quản lý, khai thác khoáng sản gắn với bảo vệ môi trường. Hội thảo tập trung nghiên cứu các vấn đề: hiện trạng khai thác khoáng sản, hoàn thiện hệ thống luật pháp, công tác bảo vệ môi trường, thực trạng sử dụng các công nghệ trong khai thác, vấn đề an toàn lao động trong khai thác, sử dụng tài nguyên khoáng sản hợp lý, bền vững có hiệu quả kinh tế cao...

Nguyễn Huy

Trao bằng tốt nghiệp Lớp Thiết bị Dầu khí

Chiều ngày 9/3, Cao đẳng Nghề Dầu khí phối hợp với Đại học Mở - Địa chất trao bằng tốt nghiệp cho Lớp Thiết bị Dầu khí khóa 52 (2006 - 2011). Đây là khóa học do Cao đẳng Nghề Dầu khí liên kết đào tạo với Đại học Mở - Địa chất, nhằm đáp ứng nhu cầu và tạo điều kiện cho cán bộ, công nhân viên và người lao động trong Ngành Dầu khí và các đơn vị trên địa bàn tỉnh được nâng cao trình độ chuyên môn nghiệp vụ và khoa học kỹ thuật.

Thảo Phương

TIN THẾ GIỚI

Mỹ và Anh xem xét đề xuất mở kho dự trữ chiến lược để “hạ nhiệt” giá dầu

Bất chấp việc cả Mỹ và Anh đều bác bỏ tin đồn hai nước đã nhất trí mở kho dầu dự trữ chiến lược để “hạ nhiệt” giá xăng dầu, giá dầu thô trên thị trường thế giới phiên 15/3 vẫn giảm do giới đầu tư dự báo Mỹ và các quốc gia phương Tây sau cùng cũng sẽ phải mở kho dự trữ chiến lược như trong mùa hè năm 2011.

Quan hệ căng thẳng của Mỹ và Israel với Iran đã đẩy giá dầu thô không ngừng leo thang trong thời gian qua. Trong tháng 3/2012, giá dầu thô ngọt nhẹ New York thường giao dịch quanh mức 110 USD/thùng, trong khi dầu thô Brent biển Bắc có lúc đã vọt lên mức 127 USD/thùng. Theo chuyên gia phân tích Jim Ritterbusch, trong bối cảnh giá xăng ở Mỹ đã tăng hơn 8% từ đầu năm tới nay, các thương gia dự báo Chính phủ Mỹ trong hè này sẽ phải mở kho dự trữ chiến lược như hồi tháng 7/2011 (khi đó giá dầu đã giảm 5%).

Ngày 15/3, giá dầu thô ngọt nhẹ New York giảm 0,32 USD xuống 105,11 USD/thùng và giá dầu Brent biển Bắc giảm 1,42 USD, còn 123,55 USD/thùng sau khi có thông tin nói rằng trong cuộc hội đàm ngày 14/3 tại Nhà Trắng, Tổng thống Mỹ Barack Obama đã đưa ra đề xuất mở kho dầu dự trữ chiến lược để giảm giá xăng dầu và Thủ tướng Anh David Cameron đã nhất trí đề xuất này. Ông Cameron cho rằng khả năng mở kho dự trữ dầu mỏ ra bán để kiểm chế đà tăng giá nhiên liệu là “đáng xem xét”. Nhưng sau cuộc thảo luận với Tổng thống Mỹ, ông Cameron cho biết hai bên chưa đưa ra quyết định nào.



Người đứng đầu Chính phủ Mỹ và Anh đang xem xét khả năng mở kho dầu dự trữ chiến lược. (Nguồn ảnh: Reuters)

Mùa hè năm ngoái, để ngăn chặn sự leo thang của giá dầu do cuộc chiến tại Libya, 28 quốc gia thành viên Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã đồng loạt tung ra 60 triệu thùng từ các kho dầu dự trữ chiến lược. Trong vài tuần qua, Bộ trưởng Năng lượng Mỹ Steven Chu đã không ít lần công khai tuyên bố mọi phương án “hạ nhiệt” giá xăng dầu đều đang được Nhà Trắng cân nhắc.

Mỹ hiện có 695,9 triệu thùng dầu thô trong các kho dự trữ chiến lược, đủ dùng cho 36 ngày với mức tiêu thụ trung bình 19,5 triệu thùng/ngày. Tổng lượng dầu dự trữ chiến lược của toàn cầu hiện khoảng 4,1 tỷ thùng, trong đó 1,4 tỷ thùng nằm dưới sự quản lý của các chính phủ, số còn lại thuộc các công ty tư nhân.

Thái Hùng (TTXVN)

OPEC hạ dự báo nhu cầu dầu mỏ năm 2012

Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) trong tháng 3 đã cắt giảm dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu mỏ toàn cầu năm 2012 do lo ngại tình hình kinh tế tại các nước phát triển và giá dầu thế giới tăng cao. Đây là lần thứ 2 trong vòng 2 tháng qua, OPEC cắt giảm dự báo tăng trưởng dầu do triển vọng kinh tế toàn cầu vẫn ảm đạm.

Trong báo cáo tháng 3/2012, OPEC cho biết hiện nhu cầu dầu mỏ thế giới chỉ vào khoảng 88,63 triệu thùng/ngày, giảm so với dự báo cách đây 1 tháng là 88,76 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, con số này vẫn cao hơn nhu cầu dầu mỏ thế giới năm 2011 là 87,77 triệu thùng/ngày. Theo báo cáo trên, tốc độ tăng trưởng kinh tế yếu của các nước thành viên OPEC đã tác động tiêu cực tới nhu

cầu dầu thế giới và tạo sự bất ổn cho tốc độ tăng trưởng năng lượng. Mặc dù các số liệu thống kê của Mỹ cho thấy các hoạt động kinh tế đã khả quan hơn trong quý I/2012, song cuộc khủng hoảng nợ châu Âu và giá dầu cao hơn chính là nguyên nhân khiến nhu cầu tiêu thụ năng lượng sẽ giảm trong những tháng còn lại của năm 2012.

Báo cáo cho biết ngoài những nguyên nhân trên, các yếu tố địa chính trị như căng thẳng về chương trình hạt nhân của Iran làm dấy lên lo ngại về một cuộc chiến có thể xảy ra với Israel, diễn biến tiêu cực về cuộc khủng hoảng nợ châu Âu đã đẩy giá dầu thế giới tăng 5,1% trong tháng 2/2012 lên 117,48 USD/thùng, mức cao nhất kể từ tháng 4/2011.

Minh Trang (theo TTXVN)

Indonesia có thêm 1 tỷ USD khi sửa đổi hợp đồng khí đốt với Malaysia

Nhà cung cấp khí đốt BP Migas của Indonesia và Công ty Petronas của Malaysia vừa nhất trí sửa đổi lại hợp đồng mua bán giữa hai bên. Theo đó, phía Malaysia đã đồng ý tăng gấp đôi giá khí đốt tự nhiên nhập từ Indonesia. Giám đốc điều hành BP Migas Raden Priyono sau khi đạt được thỏa thuận nói trên với Giám đốc điều hành Petronas Dato Shamsul Azhar Abbas trong cuộc gặp tại Jakarta đã cho biết việc điều chỉnh giá này sẽ giúp thu ngân sách của Chính phủ Indonesia tăng thêm 1 tỷ USD trong giai đoạn 2012 - 2022.

Người phát ngôn BP Migas Gde Pradnyana cho biết theo thỏa thuận, giá khí đốt sẽ tăng từ 3,1USD/BTU lên 6USD/BTU và hãng ConocoPhillips đang khai thác mỏ khí tại lô B ở Natuna sẽ cung cấp 250 tỷ BTU khí đốt/ngày cho Petronas.

Trước đó, BP Migas cũng đã đàm phán lại thành công việc tăng giá bán khí đốt khai thác tại mỏ Maleo ở Đông Giava. Ngoài ra, hãng cũng đang thương lượng với công ty phân phối khí đốt PT PGN của Indonesia để tăng giá khí đốt tại mỏ Dewa Pagar ở Nam Sumatra và các mỏ ở Batam.

Bộ trưởng Năng lượng và Khoáng sản Indonesia Jero Wacik cho biết Indonesia sẽ tiếp tục xem xét và đàm phán lại về các hợp đồng năng lượng khác cho phù hợp với sự biến động giá trên thị trường. Năm 2011, Indonesia đạt doanh thu từ lĩnh vực dầu khí 34,71 tỷ USD, tăng mạnh so với 26,5 tỷ USD năm 2010 và sản lượng khí đốt trung bình 8.618 tỷ BTU/ngày.

Việt Tú (TTXVN)

Total tham gia phát triển nhà máy lọc dầu của Kuwait tại Trung Quốc



Trong Tổ hợp Hóa dầu của Kuwait tại Trung Quốc, Total nắm 20%, KPC 30% và Sinopec 50% cổ phần. (Nguồn ảnh: Arabian oil and gas)

Mới đây, tập đoàn năng lượng khổng lồ Total của Pháp và Tập đoàn Kuwait Petroleum Corp (KPC) của Kuwait đã ký một biên bản ghi nhớ để trở thành đối tác trong một liên doanh lọc dầu giữa Trung Quốc và Kuwait. Phát biểu bên lề Diễn đàn Năng lượng Quốc tế diễn ra tại Kuwait, Tập đoàn Total cho biết liên doanh nói trên sẽ phát triển một nhà máy lọc dầu của Kuwait, với công suất

khoảng 300.000 thùng dầu/ngày. Nhà máy này nằm trong một tổ hợp hóa dầu đặt tại Trạm Giang, tỉnh Quảng Đông, Trung Quốc.

Giám đốc điều hành Total Christophe de Margerie nhận định biên bản ghi nhớ vừa được ký kết sẽ là một nền tảng quan trọng trong mối quan hệ lâu dài giữa Total và KPC. Bên cạnh đó, ông Margerie khẳng định đây cũng một phần trong chiến lược mở rộng thị trường của Total. Người đồng nhiệm KPC Farouk Al-Zanki cũng hoan nghênh sự hợp tác mới với Total. Ông Al-Zanki khẳng định những kinh nghiệm của Total trong các hoạt động kinh doanh tại Trung Quốc và hoạt động hóa dầu và lọc dầu sẽ làm tăng giá trị cho các dự án tại Trung Quốc.

Cách đây hai năm, Kuwait Petroleum International (KPI), một chi nhánh quốc tế của KPC, đã ký một thỏa thuận với tập đoàn quốc doanh Sinopec (Trung Quốc) để xây dựng một tổ hợp hóa dầu, trị giá 9 tỷ USD. Theo Total, trong tổ hợp hóa dầu này, Total và KPC sẽ nắm giữ lần lượt 20% và 30% cổ phần; 50% cổ phần còn lại do Sinopec nắm giữ.

Trà My (theo TTXVN/AFP)

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ THẾ GIỚI

Trong tháng 3/2012, các trang tin thị trường dầu khí thế giới tập trung vào ngành khí đốt. Ngoài việc giá dầu thô tăng đột ngột sau các tin Mỹ, Israel và một số nước thuộc EU tăng cường áp lực lên Iran, Syria thì nguyên nhân chính theo giới phân tích, là do hoạt động đầu cơ đã làm giá dầu thô Brent ngày 10/3 tăng đột xuất lên 125,98 USD/thùng. Tuy nhiên, giá dầu thô trong những ngày cuối tháng 3 khó có thể tăng nhiều hơn vì tình hình Trung Đông và bán đảo Triều Tiên đã có nhiều tín hiệu hạ nhiệt, mặc dù vẫn còn căng thẳng.

Trong 2 tuần giữa tháng 3/2012, giá xăng tại Mỹ đã tăng 12 cents, lên trung bình 3,81 USD/gallon (tương đương 21.000 đồng/lít). Giá xăng cao nhất đạt 4,23 USD/gallon ở California. Giá xăng càng tăng thì uy tín chính trị của Chính phủ Mỹ càng giảm vì nó đe dọa tiến trình phục hồi kinh tế và sự thành công của chiến dịch tranh cử của Tổng thống Obama. Để khắc phục một phần ảnh hưởng này, ngày 15/3, Chính phủ Mỹ và Anh đã đàm phán cùng mở kho dự trữ chiến lược của mình cũng như kêu gọi các nước khác tham gia để kéo giá xăng dầu xuống. Tuy nhiên các chuyên gia kinh tế cho rằng, việc cần làm ngay của Chính phủ Mỹ bây giờ là chặn đứng bàn tay thao túng giá dầu của giới đầu cơ đang lũng đoạn thị trường dầu khí thế giới.

Đầu tư trong ngành dầu khí vẫn không ngừng tăng. Từ nay đến năm 2016, ExxonMobil sẽ đầu tư 37 tỷ USD/năm để đáp ứng nhu cầu tăng nhiên liệu cho thị trường Mỹ. 21 đề án dầu khí của tập đoàn này sẽ đi vào sản xuất trong hai năm tới. Vào năm 2016 sản lượng của ExxonMobil sẽ tăng thêm 1 triệu thùng/ngày từ các mỏ ở Tây Phi châu, Kazakhstan và Canada. Trong lĩnh vực hạ nguồn, nhà máy lọc dầu của ExxonMobil ở Thái Lan sẽ cung cấp tăng thêm cho thị trường 50.000 thùng xăng chứa hàm lượng lưu huỳnh thấp. Các nhà máy hóa dầu tiếp tục được mở rộng quy mô sản xuất, gia tăng 2,6 triệu tấn sản phẩm/năm, phục vụ cho thị trường châu Á - Thái Bình Dương. Xuất khẩu sản phẩm lọc dầu ở Mỹ năm 2011 - 2012 gia tăng bền vững sau những năm dài là nước nhập khẩu xăng dầu ròng. Công suất lọc dầu của châu Âu luôn trong tình trạng bấp bênh vì có nguy cơ một số nhà máy sẽ đóng cửa vĩnh viễn. Thị trường xuất cảng chính đối với sản phẩm lọc dầu của Mỹ hiện nay là châu Mỹ La-tinh, nhưng trong vài năm nữa Brazil sẽ trở thành đối thủ cạnh tranh của Mỹ trên thị trường thế giới.

Các nước miền Nam châu Phi sôi động nhất trong chương trình xuất khẩu LNG trong

tương lai gần. Nigeria quyết định đầu tư mở rộng công suất khí lỏng trên đảo Bonny trong nửa đầu năm 2013. Guinea Xích đạo đang xây dựng dây chuyền LNG thứ 2 trên đảo Bioko. Mozambique có kế hoạch xuất khẩu LNG bắt đầu từ 2018 dựa trên các phát hiện các mỏ khí lớn của Anadarko và ENI trong bồn trũng Rovuma. Tanzania và Cameroon cũng có kế hoạch tương tự. Công ty khí đốt Pháp GDF Suez hoạt động ở khu vực này cho biết họ sắp đầu tư cho một dự án LNG mới, công suất 3,5 triệu tấn/năm, khởi công vào đầu năm 2014 và đưa sản phẩm ra thị trường vào năm 2018. GDF Suez cũng có các đề án FLNG ở Australia, Indonesia, Algeria, Yemen, Ai Cập với nguồn cung 120 tỷ m³/năm, cung cấp cho thị trường châu Á và EU.

Ngoài thị trường Tây Âu truyền thống và Đông Á, **Gazprom** đang hướng tới thị trường Ấn Độ. Tập đoàn khí đốt quốc doanh hùng mạnh nhất của Nga đã ký các hợp đồng với các công ty Gail, Gujarat Petroleum và Petronet để bán 2,5 triệu tấn LNG/năm cho Ấn Độ trong thời hạn 20 - 25 năm, bắt đầu từ 2016 - 2018. Nguồn khí được Gazprom mua từ đề án Yamal LNG của công ty tư nhân Novatek, có sản lượng 5 triệu tấn/năm vào năm 2017 và sẽ đạt 15 triệu tấn/năm vào năm 2020.

Bảng 1. Giá dầu thô trung bình đầu tháng 3/2012

Đơn vị: USD/thùng

Opec basket chuẩn	116,76	A rập nhẹ Saudi Arabia	112,82	Iraq nhẹ Basrah	110,21
Bonny nhẹ 37° Nigeria	113,08	ES Sider Libya	111,28	Girassol Angola	113,01
Iran nặng	111,77	Kuwait Xuất khẩu	112,00	Marine Qatar	110,65
Merey Venezuela	107,77	Tia Juana Venezuela	110,58	Murban UEA	113,03
Oriente Ecuador	104,11	Sahara trộn 44° Algeria	111,43	Minas 34° Indonesia	120,41
Fateh 32° Dubai	109,86	Brent 38° UK	110,02	Ismuth 33° Mexico	108,04
Urals Nga	109,91	Chênh lệch WTI/Brent	-10,28	Chênh lệch Brent/Dubai	-0,72

Nguồn: OPEC monthly Oil Market Report, OGJ 5/3/2012

Bảng 2. Giá khí Nymex trong các hợp đồng tháng 3/2012

Đơn vị: USD/triệu BTU

Tháng	Giá cao nhất	Giá thấp nhất
4/2012	2,74	2,35
5/2012	2,85	2,47
6/2012	2,94	2,56
7/2012	3,01	2,65
8/2012	3,04	2,69
9/2012	3,05	2,70
10/2012	3,10	2,76
11/2012	3,27	2,94
12/2012	3,57	3,25
1/2013	3,71	3,39
2/2013	3,72	3,40
3/2013	3,70	3,38

Nguồn: OGI 3/2012

Israel lần đầu tiên tuyên bố trở thành nước xuất khẩu khí đốt với lượng khí sẵn sàng cung cấp cho thị trường Đông Á 9 tỷ m³/năm vào giữa 2013. Israel đang mở rộng các cơ sở hạ tầng và một terminal dùng cho xuất khẩu đã sẵn sàng hoạt động có công suất ban đầu 2 - 3 triệu tấn LNG/năm. Nguồn khí do US Noble Energy cung cấp từ các mỏ Tamara và Levithan có trữ lượng 708 tỷ m³. Mục tiêu hàng đầu của Israel là đáp ứng nhu cầu nội địa và sau đó mới là xuất khẩu. Giá khí dự báo của Israel bán cho thị trường Đông Á vào khoảng 5 - 6 USD/triệu BTU nên có sức cạnh tranh lớn.

Những thay đổi lớn trong bức tranh thị trường dầu khí thế giới hiện nay là:

+ Mỹ đã trở thành nước xuất khẩu khí và đã giảm nhập khẩu dầu thô.

+ Các nước Phi châu, đặc biệt là Nam Phi châu đang trở thành một trung tâm xuất khẩu dầu khí quan trọng sau OPEC.

+ Giá LNG cao ở Đông Á nhưng ổn định còn giá khí ở thị trường châu Âu lại có khuynh hướng tăng với tốc độ cao.

+ Nguồn khí từ phiến sét đóng vai trò ngày càng tăng trong cán cân nguồn cung, nhất là ở Bắc Mỹ. Chỉ riêng Mexico, khí từ phiến sét hiện nay chỉ mới 6Bcf/ngày nhưng dự báo đến 2026 sẽ là 119 tỷ m³/năm.

Bảng 3. So sánh giá khí Mỹ với các nhiên liệu khác

Đơn vị: USD/triệu BTU

Tháng	Giá hiện nay	Giá tháng 2/2012
Henry Hub	2,44	2,39
Trunkline Louisiana	-	2,33
Boston city gate	3,06	3,92
Chicago city gate	2,62	2,47
New York city gate	2,78	2,68
Dầu đốt lò 3% S	17,61	17,37
Dầu đốt lò 0,3% S	21,07	20,47
Diesel	23,60	23,11
Than đá	2,48	2,48

Nguồn: OGI 3/2012

Bảng 4. Giá LNG của châu Á giai đoạn 2011 - 2012

Đơn vị: USD/triệu BTU

Nước	Jan 2011	Feb 2011	Mar 2011	Apr 2011	May 2011	Jun 2011	Jul 2011	Aug 2011	Sep 2011	Oct 2011	Nov 2011	Dec 2011	Jan 2012
Nguồn nhập													
Nhật Bản													
Abu Dhabi	11,90	12,32	13,49	14,62	14,34	14,99	16,82	17,24	17,20	15,78	16,66	16,50	16,75
Algeria						13,94							18,31
Australia	11,97	12,50	12,70	13,38	13,56	14,25	16,27	16,67	16,04	15,80	17,04	16,35	16,45
Brunei	11,97	12,27	12,81	13,73	14,30	14,94	16,14	16,77	17,70	17,02	17,52	17,40	17,33
Ai Cập	12,92	14,44		14,79	14,83		16,55	15,90		16,00	17,66		14,30
Equatorial Guinea		12,92				15,93	16,70	17,03	17,92	17,33	18,03	18,90	17,95
Indonesia	10,80	11,89	12,13	14,74	15,84	16,24	17,27	17,19	17,85	16,86	17,90	18,12	17,46
Malaysia	11,45	12,42	12,50	14,69	14,73	14,60	17,47	17,99	18,30	17,24	18,30	17,67	17,68
Norway									15,17	8,91	16,16		18,10
Nigeria		8,89	11,64		11,88	12,50	13,45	12,34	13,08	13,70	15,49	15,64	17,33
Oman	6,79	7,83	8,75	8,48	8,38	9,42	9,87	8,43	9,83	9,20	13,90	12,62	14,33
Peru					12,57	12,41		14,45				17,96	16,90

Nước	Jan 2011	Feb 2011	Mar 2011	Apr 2011	May 2011	Jun 2011	Jul 2011	Aug 2011	Sep 2011	Oct 2011	Nov 2011	Dec 2011	Jan 2012
Nguồn nhập													
Qatar	12,78	13,26	14,12	12,65	14,93	15,37	17,40	16,84	16,94	16,70	16,89	16,52	17,19
Nga	10,07	9,79	10,38	11,32	10,86	13,65	14,92	14,64	14,86	14,52	12,43	14,41	13,36
Trinidad			10,93	8,78			9,04	8,82	8,42		16,69		
US	12,03	12,82	13,27		9,81		11,77	11,46		14,36		17,35	
Yemen						12,42			14,51		17,65		19,23
Trung bình	11,44	12,00	12,45	13,30	13,69	14,48	16,19	16,07	16,33	15,79	16,78	16,55	16,71
Trung Quốc													
Algeria													16,80
Australia	3,23	3,23	3,46	5,30	3,44	3,73	3,39	3,24	3,24	3,24	3,24	3,32	3,30
Ai Cập				14,58						19,18			
Equatorial Guinea												17,08	
Indonesia	4,03	4,17	4,26	4,20	4,32	4,02	4,01	4,03	4,02	3,89	3,99	3,97	4,27
Malaysia	6,41		9,15	6,63	6,88	10,06	9,73	7,46	11,82	8,59	8,39	7,85	7,80
Nigeria	6,44	10,33				16,08		15,28	15,37			17,48	
Peru		9,88					17,13						
Qatar	7,15	13,19	14,09	14,79	15,02	15,75		18,72	19,12	17,76	18,61	18,30	18,03
Nga			10,73				15,05		15,21		18,84		16,98
Trinidad		13,27		15,27	15,78	14,24		16,24				14,10	
US						10,62					16,84	16,67	
Yemen	6,98	10,28	14,50		11,42		12,64	10,30			16,57	10,05	18,58
Trung bình	5,92	7,53	8,27	8,62	8,52	8,14	8,32	9,52	10,66	7,97	10,47	11,65	11,57
Hàn Quốc													
Abu Dhabi													
Australia	9,69	9,80	9,86	11,23	12,71				13,78			13,49	13,56
Bỉ												17,99	
Brunei	12,04	12,41	12,92	13,63	14,31	15,15			17,83	17,90		17,44	
Ai Cập		12,07	11,17								13,54	12,94	15,06
Equatorial Guinea	11,88	11,97	12,01			12,57			13,40				
Indonesia	11,13	10,82	12,73	12,63	11,75	13,45	12,31	13,64	14,29	13,38	12,74	13,73	13,21
Malaysia	7,73	5,74	9,83	11,19	7,53	15,38	11,44	9,21	9,79	8,08	12,49	11,01	9,38
Nigeria	10,23	9,84	8,14				13,94	11,73		13,31	11,71	14,71	17,71
Norway									14,96	11,31	8,78	17,88	
Oman	12,74	11,93	13,16	15,06	15,21	16,15	17,24	18,47	19,14	18,71	18,60	18,77	17,92
Peru	9,81	10,18	9,97		11,11	12,26							
Qatar	12,53	12,19	12,72	14,37	15,31	16,06	17,08	18,19	18,35	18,40	18,66	18,42	17,94
Nga	6,11	6,54		4,28	10,16	12,86	9,88		3,91	7,31	8,88	6,22	3,90
Trinidad	8,55	10,84	10,59	10,80	10,84	10,14	12,64	12,60	11,90	12,01	12,45		11,96
US		9,48	7,69		12,44								17,68
Yemen	6,41	6,27	5,98		7,69	7,49	6,26	6,99	5,98	8,99	8,94	6,39	4,11
Trung bình	10,12	10,14	10,88	12,10	12,14	13,42	13,36	13,95	13,80	13,76	13,46	14,40	13,27

Nguồn: www.argusmedia.com

Bảng 5. Dự báo sản lượng condensat khu vực châu Á

Đơn vị: nghìn thùng/ngày

Nước	Năm								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Trung Cận Đông	2323	2566	2735	2925	3125	3313	3556	3774	3875
Iran	402	419	427	464	524	650	753	920	977
Iraq	89	119	145	170	204	208	220	227	252
Oman	4	4	13	17	21	28	30	29	35
Qatar	705	717	703	709	749	779	842	858	853
Saudi Arabia	675	805	938	1040	1090	1120	1170	1195	1210
UAE	448	502	509	525	537	528	541	545	548
Châu Á - TBD	1013	1078	1118	1117	1204	1253	1352	1368	1355
Australia	223	221	217	220	237	261	347	385	399
Bangladesh	2	2	2	3	5	5	5	5	4
Brunei	19	21	20	23	35	40	41	40	38
Trung Quốc	195	207	225	225	241	247	264	258	264
Ấn Độ	18	20	26	30	30	36	34	38	38
Indonesia	203	228	239	226	228	220	214	208	200
Malaysia	107	111	113	109	110	105	107	107	107
Myanmar	26	28	29	28	25	25	25	21	17
New Zealand	17	16	17	21	22	21	20	20	20
Pakistan	15	21	22	22	22	26	24	24	24
Papua New Guinea	2	2	3	7	29	43	49	48	48
Philippines	16	16	16	16	15	15	14	14	12
Thái Lan	129	133	138	138	138	131	129	121	112
Việt Nam	41	52	51	49	67	78	79	79	72
Toàn châu Á	3336	3644	3853	4042	4329	4566	4908	5142	5230

Nguồn: Al Troner, OGJ 6/2/2012

Bảng 6. Công suất các nhà máy tách condensat được xây dựng ở châu Á và châu Á - TBD

Đơn vị: nghìn thùng/ngày

	Năm 2010	Năm 2014	Năm 2016
Trung Đông	1135	1312	2143
Qatar	201	201	345
Iran	244	382	804
Iraq	-	39	39
Saudi Arabia	196	196	294
UAE	494	494	661
Châu Á - TBD	956	1207	1646
Ấn Độ	15	15	15
Australia	45	45	45
Trung Quốc	146	261	461
Indonesia	98	98	98
Nhật Bản	119	119	119
Malaysia	74	74	74
New Zealand	30	30	30
Papua New Guinea	3	11	11
Viễn Đông Nga	-	-	89
Singapore	69	69	174
Hàn Quốc	134	262	262
Đài Loan	69	69	69
Thái Lan	138	138	138
Việt Nam	16	16	16
Tổng châu Á và châu Á - TBD	2091	2519	3789

Nguồn: Condensat East of Suez 2011

Hà Phong

CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

Đề tài:

Đánh giá công tác chuyển nhượng, sáp nhập (M & A), tái cấu trúc doanh nghiệp thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sau cổ phần hoá và những bài học kinh nghiệm

Tái cấu trúc là nhu cầu phát triển tự thân của doanh nghiệp, đòi hỏi phải được thực hiện thường xuyên liên tục để thích ứng với sự biến đổi của môi trường bên trong và bên ngoài doanh nghiệp. Xuất phát từ những biến động mạnh của nền kinh tế, ảnh hưởng của các chính sách, các quy định về quản lý vốn đầu tư của Nhà nước và các vấn đề liên quan đến thí điểm hoạt động theo mô hình tập đoàn kinh doanh đa ngành, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (PVN) đã tiến hành sắp xếp, tái cấu trúc tổng thể thông qua các hoạt động M & A.

M & A được coi là một trong những công cụ rất tốt để tái cấu trúc, phát triển doanh nghiệp, song việc sử dụng M & A như thế nào để phát huy được hiệu quả, tối đa hóa giá trị cộng hưởng, đảm bảo hoạt động tái cấu trúc của PVN thành công cần phải được xem xét kỹ. Vì vậy, Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí, thuộc Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện đề tài “Đánh giá công tác chuyển nhượng, sáp nhập (M & A), tái cấu trúc doanh nghiệp thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sau cổ phần hoá và những bài học kinh nghiệm” theo Hợp đồng NCKH số 1272/HĐ- DKVN ký ngày 17/2/2011. Đề tài được thực hiện trong thời gian 8 tháng, thực hiện tổng kết, đánh giá hoạt động M & A trong giai đoạn 2006 - 2010. Trong đề tài này, nhóm tác giả đã tổng kết và đánh giá hoạt động M & A của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và 13 đơn vị thành viên đã cổ phần hóa trong giai đoạn 2006 - 2010 (gồm lĩnh vực chế biến và kinh doanh các sản phẩm khí, dịch vụ kỹ thuật dầu khí, xây lắp, dịch vụ thương mại

và tổng hợp, dịch vụ tài chính), với tổng số khoảng 100 giao dịch M & A.

Báo cáo phân tích gồm ba phần chính:

- Đánh giá thực trạng của PVN nói chung và các đơn vị đã cổ phần hóa, sự cần thiết phải tiến hành sắp xếp, tái cấu trúc và giới thiệu về M & A, việc sử dụng M & A trong tái cấu trúc doanh nghiệp.
- Đánh giá công tác tái cấu trúc các đơn vị thành viên của PVN sau cổ phần hóa, chọn một số giao dịch M & A điển hình để phân tích, đánh giá việc tái cấu trúc có đạt được mục tiêu đã đề ra hay không, tổng hợp tỷ lệ thành công/thất bại trong hoạt động M & A của PVN, chỉ ra nguyên nhân thành công/thất bại và rút ra bài học kinh nghiệm trong việc sử dụng M & A cho tái cấu trúc doanh nghiệp của PVN.
- Tổng hợp chung về tình hình PVN sau khi thực hiện sắp xếp, tái cấu trúc các đơn vị cổ phần hóa, chỉ ra những vấn đề tồn tại và đề xuất các giải pháp nhằm sử dụng M & A hiệu quả cho tái cấu trúc doanh nghiệp của PVN, đưa ra một số trường hợp cần tiếp tục tái cấu trúc.

Báo cáo nghiên cứu là tài liệu đầu tiên thực hiện tổng kết, đánh giá hiệu quả hoạt động M & A trong công tác tái cấu trúc, sắp xếp lại các doanh nghiệp thuộc PVN sau cổ phần hóa.

Phan Thị Mỹ Hạnh giới thiệu

THƯ MỜI VIẾT BÀI

Tạp chí Dầu khí là Tạp chí khoa học của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Tập đoàn). Qua 40 năm xây dựng và phát triển, Tạp chí Dầu khí đã khẳng định vai trò của ấn phẩm cấp quốc gia đầu tiên của Ngành Dầu khí Việt Nam, nơi công bố, trao đổi các công trình nghiên cứu khoa học, công nghệ trong nước; giới thiệu các thông tin, tiến bộ khoa học công nghệ dầu khí trong nước và quốc tế.

Tạp chí Dầu khí được phát hành định kỳ hàng tháng bằng tiếng Việt (10 số/năm) và tiếng Anh (2 số/năm) trên phạm vi toàn quốc. Đối tượng độc giả của Tạp chí Dầu khí là lãnh đạo Đảng, Nhà nước; các cơ quan quản lý, đơn vị nghiên cứu, đào tạo trong lĩnh vực dầu khí trong và ngoài nước; lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên; các nhà khoa học, cán bộ công nhân viên trong và ngoài Ngành, các nhà thầu dầu khí, các công ty liên doanh, các tổ chức quốc tế, các doanh nghiệp và nhà đầu tư nước ngoài...

Nội dung của Tạp chí Dầu khí bao trùm tất cả các lĩnh vực hoạt động của Tập đoàn, cụ thể là:

- Các định hướng phát triển của Tập đoàn;
- Các thành tựu nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ từ khâu đầu đến khâu cuối và các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý;
- Các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh;
- Các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới phục vụ cho hoạt động của Tập đoàn;
- Các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn;
- Giới thiệu các sản phẩm và các dịch vụ của Tập đoàn.

Song hành với sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí đã trở thành diễn đàn khoa học, công nghệ - kỹ thuật của Ngành Dầu khí Việt Nam nói riêng, đồng thời cũng là tiếng nói của các nhà khoa học, các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh dầu khí trong và ngoài nước.

Để Tạp chí Dầu khí đáp ứng nhu cầu thông tin của độc giả, Tạp chí Dầu khí rất mong nhận được sự cộng tác nhiệt tình của các nhà khoa học, cán bộ công nhân viên trong và ngoài Ngành. Mỗi tác giả, mỗi bài viết sẽ thiết thực góp phần đáng kể vào sự nghiệp xây dựng ngành khoa học dầu khí hiện đại, là cầu nối giữa Ngành Dầu khí Việt Nam với đôi tác, bạn bè quốc tế.

Trân trọng cảm ơn!

THỂ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ Tạp chí khoa học nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa mềm. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- Tên bài báo.
- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.
- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt, chữ thường viết nghiêng, khoảng 100 - 200 từ.
- Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định vẽ kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).
- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả, năm xuất bản. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Từ trang... đến trang... (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.

Lưu ý: Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một Ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết để cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn;

6. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo hay".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam

Số 173, Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

Tel: 84-04- 37727108 Fax: 84-4-37727107

E-mail: tapchidk@vpi.pvn.vn (hoặc tcdaukhi@gmail.com)