

Dầu Khí



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

■ SỐ 4 - 2012

ISSN-0866-854X

Khoan giếng ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ:

Nghiên cứu mặt cắt địa tầng trầm tích Paleogen

Xuất bản hàng tháng
Số 4 - 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 Đăng

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 Yến

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: Giếng khoan nghiên cứu địa chất ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ.

Ảnh: Hoàng Anh Tuấn



TIÊU ĐIỂM

QUÝ II/2012:

Petrovietnam đặt mục tiêu khai thác 6,17 triệu tấn quy dầu



Ưu tiên nguồn lực, đảm bảo sản lượng khai thác

T trong Quý II/2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục đẩy mạnh hoạt động "vuơng đồng", thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước, phấn đấu sẽ thực hiện thành công vượt mức kế hoạch sản lượng khai thác dầu thô đạt 3,86 triệu tấn, sản lượng khai thác khí đạt 2,31 tỷ m³ để hoàn thành kế hoạch đề ra cho lĩnh vực cốt lõi, Tập đoàn ưu tiên tập trung đặc biệt các nhà thầu đảm bảo kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí, phát triển mỏ và khai thác dầu khí Quý II/2012 theo đúng kế hoạch đề ra. Đồng thời, tập trung tình đạo, chỉ đạo tổ chức tốt các hoạt động khai thác dầu khí đảm bảo hoàn thành kế hoạch khai thác năm 2012. Trong đó, chú trọng việc phối hợp với các chuyên gia trong ngoài nước tìm ra những giải pháp phù hợp nghiên cứu để duy trì sản lượng nhanh ở một số giếng già sản xuất để đảm bảo tiến độ các mỏ mới ở trong và ngoài nước vào hoạt động.

Đặc biệt chất chú trọng của các đơn vị thành viên Tập đoàn trong lĩnh vực khai thác và dịch vụ dầu khí

đảm bảo tối thiểu chi phí và phát huy cao nhất các nguồn lực đầu tư, trung thành bị phục vụ kế hoạch khai thác dầu khí. Cùng với đó, công tác tái cấu trúc doanh nghiệp công nghiệp và quản lý trong trong Quý II Tập đoàn sẽ phối hợp chặt chẽ với các Bộ, ngành liên quan để giải trình và tiếp thu ý kiến góp ý hoàn thiện để an tài cấu trúc tổng thể Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015, hoàn thành tốt chức năng khai thác hiện phương án tái cấu trúc này sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh khác, Tập đoàn sản xuất 392 nghìn tấn phân đạm, 1,49 triệu tấn xăng dầu các loại và cung cấp cho các nhà máy lọc dầu Quốc gia 3,98 tỷ lít xăng. Sản lượng xuất bán dầu thô đạt 2,85 triệu tấn (trong đó, cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 1,4 triệu tấn), cung cấp cho các nhà máy lọc dầu nước 2,28 tỷ m³ khí khô. Với kế hoạch như trên, doanh thu toàn Tập đoàn trong Quý II/2012 ước đạt 18,6 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 34 nghìn tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, toàn Tập đoàn sẽ chú trọng thực hiện các giải pháp nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản

ĐỀ TÀI SỐ 43912 3

TIÊU ĐIỂM

BƯỚC PHÁT TRIỂN MỚI CỦA DỊCH VỤ DẦU KHÍ VIỆT NAM

Trước yêu cầu ngày càng cao về mức độ phức tạp và tính chuyên nghiệp trong dịch vụ kỹ thuật dầu khí, việc kiện toàn nhân lực khai thác dầu khí ngày càng khẩn trương. Đây là hình thức dịch vụ dầu khí tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh trên cơ sở nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo kỹ thuật - tiến độ, hạ giá thành sản phẩm. Điều này là nền tảng để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đổi mới, tìm kiếm phát triển bền vững và trở thành một trong những dịch vụ dầu khí năm 2011 và triển khai kế hoạch năm 2012.



Tập tục duy trì mức tăng trưởng cao

Trong năm 2011 - năm đầu tiên thực hiện kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt được kỳ tích về tổng doanh thu dịch vụ dầu khí (tính đầu tiên đạt trên 200 nghìn tỷ đồng), tập tục duy trì mức tăng trưởng cao tăng trưởng 33,8% so với năm 2010 và đạt mức cao hơn so với mục tiêu Chiến lược đề ra tỷ trọng doanh thu dịch vụ năm 2011 đạt 30,8% trên tổng doanh thu toàn Tập đoàn so với mục tiêu chiến lược đề ra trong giai đoạn 2011 - 2015 từ 25 - 30%. Hầu hết các đơn vị làm công tác dịch vụ dầu khí đã có những bước phát triển mạnh mẽ, hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu, lợi nhuận năm 2011 trước thời hạn 1 - 3 tháng và đạt mức tăng trưởng cao so với năm 2010.

Với việc tập trung đầu tư cơ sở vật chất kỹ thuật, trang thiết bị hiện đại, Tập đoàn đã xây dựng được hệ thống ngành lực cung cấp dịch vụ dầu khí bao gồm nhiều lĩnh vực có giá trị tại các tỉnh thành phố năm 2011 đạt gần 140 nghìn tỷ đồng (tương đương 6,7 tỷ USD). Trong đó, Tập đoàn hiện đang ký được và vận hành 20 căn cứ công nghệ công nghệ và sản xuất, 15 xưởng cơ khí, 8 gian khoan, 13 kho chứa xuất dầu, 22 tàu vận chuyển dầu thô và sản phẩm dầu, 12 tàu vận chuyển các loại khí. Hệ thống đường ống dịch vụ vận chuyển khí, 139 phương tiện chuyên dùng các loại, 43 kho chứa dầu thô mới và trong chuyển vận tổng sản phẩm 1,1 triệu m³, trên 3.000 cửa hàng trực thuộc và

của hàng ngàn lễ xăng dầu trên toàn quốc, 10 kho LPG với tổng sản phẩm trên 80 nghìn tấn, 12 kho đạm và tổng sản phẩm trên 215 nghìn tấn... Tính đến, năng lực của đội ngũ làm công tác dịch vụ trên 15.000 người. Được nâng cao, đầu tư nâng vận hành, đảm bảo và nỗ lực của Tập đoàn EPC các công trình dự án mà nước này phát triển chuyên gia, nhà thầu nước ngoài thực hiện, đặc biệt, Tập đoàn đã đầu tư và tự lực vận hành, khai thác tàu dầu chở dầu 20 - 30, giàn khoan tự nâng 80m nước, giàn khoan tiếp nhận và xử lý dầu thô (TAC).

Nhờ sự phát triển mạnh của lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Tập đoàn đã chủ động hơn trong việc thực hiện tiến độ các dự án đầu tư, góp phần làm tăng giá trị sản xuất công nghiệp và chủ động trong việc triển khai các hoạt động đảm bảo chủ quyền quốc gia trên biển. Đặc biệt, việc đầu tư và tự lực vận hành các tàu khảo sát địa chấn 20, 3D

ĐỀ TÀI SỐ 43912

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

- 12 ♦ **Khoan giếng ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ: Nghiên cứu mặt cắt địa tầng trầm tích Paleogen**
- 14 ♦ **Sự cần thiết phải thu hồi lại địa chấn 3D và xử lý tài liệu bằng công nghệ cao phù hợp với điều kiện địa chất đặc thù mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn tận thu mỏ**
- 28 ♦ **Nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan ức chế trương nở sét cao KLATROL**
- 35 ♦ **Đặc điểm và sự phân bố than, khí than hệ tầng Tiên Hưng miền vông Hà Nội**
- 42 ♦ **Nghiên cứu tổng hợp phụ gia chống ăn mòn kim loại cho nhiên liệu sinh học pha ethanol từ nguồn dầu thực vật phi thực phẩm**
- 55 ♦ **Nghiên cứu phương pháp xử lý thủy ngân trong khai thác khí**

NHIÊN LIỆU MỚI

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

TIN TỨC - SỰ KIỆN

- 63 ♦ **Nhiên liệu sinh học tại Việt Nam: Để phát triển nhanh, cần giải pháp đồng bộ**
- 73 ♦ **Các đề án xây dựng đường ống dẫn dầu khí trên thế giới giai đoạn 2011 - 2015**
- 75 ♦ **Đẩy nhanh mục tiêu có dòng dầu siêu sớm ở Venezuela**
- 76 ♦ **Bàn giao giàn khoan Tam Đảo 03 sớm hai tháng so với kế hoạch**
- 78 ♦ **Nhiều phát hiện dầu khí lớn ở châu Phi, Nam Á**
- 79 ♦ **Đầu tư cho năng lượng sạch toàn cầu đạt kỷ lục 263 tỷ USD**

QUÝ II/2012:

Petrovietnam đặt mục tiêu khai thác 6,17 triệu tấn quy dầu

Trong Quý II/2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh các giải pháp thực hành tiết kiệm, chống lãng phí, nâng cao hơn nữa hiệu quả sản xuất kinh doanh, thi đua “Về đích trước”. Đặc biệt, Tập đoàn đặt mục tiêu khai thác 6,17 triệu tấn quy dầu. Đồng thời, Tập đoàn khẩn trương tổ chức triển khai thực hiện phương án tái cấu trúc tổng thể Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015 ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.



TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trả lời câu hỏi của các nhà báo tại Hội báo Quý I/2012 của Tập đoàn. Ảnh: Ngọc Linh

Ưu tiên nguồn lực, đảm bảo sản lượng khai thác

Trong Quý II/2012, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục đẩy mạnh hoạt động “xương sống” - thăm dò, khai thác dầu khí - ở trong và ngoài nước, phần đầu tổ chức thực hiện hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng khai thác đạt 6,17 triệu tấn quy dầu. Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 3,86 triệu tấn, sản lượng khai thác khí đạt 2,31 tỷ m³. Để hoàn thành kế hoạch đặt ra cho lĩnh vực cốt lõi, Tập đoàn ưu tiên tập trung dồn sức các nhà thầu đảm bảo kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí, phát triển mỏ và khai thác dầu khí Quý II/2012 theo đúng kế hoạch đề ra. Đồng thời, tập trung lãnh đạo, chỉ đạo tổ chức tốt các hoạt động khai thác dầu khí đảm bảo hoàn thành kế hoạch khai thác năm 2012. Trong đó, chú trọng việc phối hợp với các chuyên gia trong, ngoài nước tìm ra những giải pháp phù hợp ngăn chặn đà suy giảm sản lượng nhanh ở một số giếng; giám sát để đảm bảo tiến độ đưa các mỏ mới ở trong và ngoài nước vào hoạt động.

Điều phối chặt chẽ hoạt động của các đơn vị thành viên Tập đoàn trong lĩnh vực khai thác và dịch vụ dầu khí

đảm bảo tiết kiệm chi phí và phát huy cao nhất các nguồn lực đầu tư, trang thiết bị phục vụ kế hoạch khai thác dầu khí. Cùng với đó, công tác tái cấu trúc doanh nghiệp cũng là nhiệm vụ quan trọng trong Quý II. Tập đoàn sẽ phối hợp chặt chẽ với các Bộ/Ngành liên quan để giải trình và tiếp thu ý kiến góp ý hoàn thiện Đề án tái cấu trúc tổng thể Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015; khẩn trương tổ chức triển khai thực hiện phương án tái cấu trúc ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh khác, Tập đoàn sản xuất 302 nghìn tấn phân đạm, 1,49 triệu tấn xăng dầu các loại và cung cấp cho lưới điện Quốc gia 3,98 tỷ kWh điện. Sản lượng xuất bán dầu thô đạt 3,85 triệu tấn (trong đó, cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 1,4 triệu tấn), cung cấp cho các hộ tiêu thụ trong nước 2,28 tỷ m³ khí khô... Với kế hoạch như trên, doanh thu toàn Tập đoàn trong Quý II/2012 ước đạt 168,6 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 34 nghìn tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, toàn Tập đoàn tổ chức thực hiện các giải pháp nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản

Bảng 1. Các chỉ tiêu kế hoạch chủ yếu của Tập đoàn Dầu khí trong Quý II/2012

STT	Danh mục	Đơn vị tính	Kế hoạch tháng 4/2012	Kế hoạch Quý II/2012
1	Khai thác dầu khí	Triệu tấn quy đổi	2,02	6,17
	Dầu thô	Triệu tấn	1,23	3,86
	Khí	Tỷ m ³	0,79	2,31
2	Sản xuất kinh doanh khác			
	Urea	Nghìn tấn	100,00	302,00
	Điện	Tỷ Kwh	1,39	3,98
	Xăng dầu các loại	Triệu tấn	496,00	1,49
3	Kinh doanh dầu khí			
	Xuất bán dầu thô	Triệu tấn	1,22	3,85
	Trong đó: Cấp NMLD Dung Quất	Triệu tấn	0,40	1,40
4	Khí khô	Tỷ m ³	0,76	2,28
	Doanh thu toàn Tập đoàn	1.000 tỷ đồng	53,70	168,60
	Ngoại tệ	Triệu USD	730,00	2.310,00
	Nội tệ	1.000 tỷ đồng	38,40	115,10
5	Nộp ngân sách toàn Tập đoàn	1.000 tỷ đồng	11,20	34,00

xuất kinh doanh. Trong lĩnh vực điện, Petrovietnam sẽ hợp tác chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) để vận hành, huy động tối ưu công suất các nhà máy điện, bảo đảm cung cấp điện cho lưới điện Quốc gia. Kiểm tra, giám sát chặt chẽ quá trình vận hành an toàn các hệ thống vận chuyển khí, các Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2, Điện Nhơn Trạch 1 & 2, Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Đôn đốc, giám sát chặt chẽ quá trình vận hành thử Nhà máy Đạm Cà Mau, Nhà máy xơ sợi tổng hợp Polyester Đình Vũ, Nhà máy sản xuất Bio-ethanol Dung Quất để sớm bàn giao và tổ chức khánh thành.

Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục phát triển thị trường tiêu thụ các sản phẩm mới (urea hạt đục, xơ sợi, nhiên liệu sinh học); tăng cường công tác kiểm tra, giám sát chặt chẽ các kênh phân phối, các đại lý, các điểm bán hàng đối với các sản phẩm thiết yếu của Tập đoàn. Đôn đốc các đơn vị thực hiện đẩy mạnh tiết kiệm, tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản phẩm

theo Nghị quyết số 1751/NQ-DKVN ngày 6/3/2012 của Tập đoàn phê duyệt mức tiết giảm chi phí quản lý, giảm giá thành sản phẩm năm 2012 của toàn Tập đoàn thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP của Chính phủ ngày 3/1/2012 về những giải pháp chủ yếu chỉ đạo điều hành thực hiện kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách Nhà nước năm 2012.

Bên cạnh đó, Tập đoàn thu xếp đủ vốn và tổ chức thực hiện đúng tiến độ các dự án đầu tư; chỉ đạo thực hiện tốt chủ trương “Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam” của Bộ Chính trị và Chỉ thị

số 494/CT-TTg ngày 20/4/2010 của Thủ tướng Chính phủ về sử dụng vật tư, hàng hóa sản xuất trong nước trong công tác đấu thầu các dự án đầu tư sử dụng vốn Nhà nước; tiếp tục đôn đốc thực hiện quyết liệt 3 giải pháp đột phá (về quản lý, khoa học công nghệ và phát triển nguồn nhân lực). Đẩy mạnh các phong trào thi đua, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật đi đôi với thực hành tiết kiệm, chống tham nhũng lãng phí; đảm bảo thu nhập cho CBCNV trong tất cả các đơn vị thành viên của Tập đoàn; tổ chức thực hiện tốt công tác an sinh xã hội; đẩy mạnh thực hiện học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh và tích cực tham gia bảo vệ chủ quyền Quốc gia trên biển.

Đảm bảo mức tăng trưởng cao so với cùng kỳ 2011

Tại buổi họp báo công bố kết quả sản xuất kinh doanh Quý I/2012, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Minh Hồng cho biết: Petrovietnam cơ



Một góc cảng Vietsovpetro. Ảnh: CTV

Bảng 2. Kết quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong Quý I/2012

STT	Danh mục	Đơn vị tính	Kết quả Quý I/2012	So với kế hoạch Quý I/2012 (%)	So với kế hoạch năm 2012 (%)
1	Khai thác dầu khí	Triệu tấn quy đổi	6,45	106,0	26,0
	Dầu thô	Triệu tấn	4,04	104,3	25,5
	Khí	Tỷ m ³	2,41	109,0	27,0
2	Sản xuất kinh doanh khác				
	Urea	Nghìn tấn	264,80	106,6	22,0
	Điện	Tỷ Kwh	3,94	98,5	28,5
	Sản phẩm từ NMLD Dung Quất	Triệu tấn	1,73	116,0	29,0
3	Kinh doanh dầu khí				
	Xuất bán dầu thô	Triệu tấn	4,03	104,4	25,5
	Khí khô	Tỷ m ³	2,35	106,7	27,0
4	Doanh thu toàn Tập đoàn	1.000 tỷ đồng	189,4	129,4	28,7
5	Nộp ngân sách toàn Tập đoàn	1.000 tỷ đồng	40,60	115,3	30,1

bản hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch đã đề ra, đạt mức tăng trưởng cao hơn so với cùng kỳ năm 2011. Cụ thể, tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 189,4 nghìn tỷ đồng, tăng 25,3% so với cùng kỳ năm 2011; nộp ngân sách Nhà nước đạt 40,6 nghìn tỷ đồng, tăng 24% so với cùng kỳ năm 2011. Tổng sản lượng khai thác dầu khí quy đổi đạt 6,45 triệu tấn, tăng 7,2% so với cùng kỳ năm 2011. Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 4,04 triệu tấn, tăng 9,5% so với cùng kỳ năm 2011, tập trung tại các mỏ: Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng... Sản lượng khai thác khí trong 3 tháng đầu năm đạt 2,41 tỷ m³, tăng 3,5% so với cùng kỳ năm 2011, tập trung tại mỏ Lan Tây.

Thực hiện Nghị quyết Trung ương 3 (Khoá XI) của Đảng 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, Tập đoàn đã thực hiện khẩn trương, nghiêm túc, hoàn chỉnh đề án tái cấu trúc Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015 trình

khai theo cam kết với tổng số tiền thực hiện công tác an sinh xã hội Quý I đạt trên 32 tỷ đồng. Công tác thực hành tiết kiệm, chống lãng phí được triển khai nghiêm túc triệt để, trong Quý I đã tiết giảm được khoảng 512 tỷ đồng.

Cũng trong Quý I/2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ban hành Chương trình hành động số 809/CTr-DKVN ngày 4/2/2012 thực hiện Nghị quyết số 01/NQ-CP ngày 3/1/2012 của Chính phủ về những giải pháp chủ yếu chỉ đạo điều hành thực hiện kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách Nhà nước năm 2012; tổ chức Hội nghị giao ước đẩy mạnh thực hành tiết kiệm, tiết giảm chi phí sản xuất kinh doanh theo Nghị quyết 01/NQ-CP của Chính phủ. Tập đoàn cũng quyết liệt chỉ đạo các đơn vị chủ động thực hiện các giải pháp đảm bảo sản xuất và tiến độ đầu tư các dự án, chuẩn bị để cung ứng đủ và kịp thời các sản phẩm chủ yếu: xăng dầu, LPG, điện...

Ngọc Linh



Tái cấu trúc, phát triển Tập đoàn bền vững

Ngày 13/4/2012, Tiểu ban Kinh tế & Quản lý Dầu khí (nhiệm kỳ 2011 - 2013) đã tổ chức kỳ họp thứ III dưới sự chủ trì của TS. Nguyễn Tiến Dũng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Trưởng Tiểu ban nhằm thảo luận các giải pháp triển khai Đề án tái cấu trúc Tập đoàn và phát triển một số đơn vị đào tạo, nghiên cứu khoa học.

Tại kỳ họp lần này, Tiểu ban Kinh tế & Quản lý Dầu khí đi sâu thảo luận vấn đề trọng tâm đó là các giải pháp để triển khai Đề án tái cấu trúc Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015 sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tiểu ban cho rằng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần có sự chuẩn bị kỹ hơn về các giải pháp liên quan đến việc thoái vốn và hỗ trợ tài chính cho các đơn vị trong quá trình thực hiện phương án tái cấu trúc. Cụ thể, việc thoái vốn phải đảm bảo đúng nguyên tắc của M&A, lưu ý định giá giá trị doanh nghiệp trong điều kiện thị trường chứng khoán diễn biến phức tạp. Với bất kỳ một thương vụ thoái vốn nào cũng đều phải lập Đề án cụ thể (FS). Bên cạnh đó, Tiểu ban kiến nghị Tập đoàn có cơ chế hỗ trợ tài chính cho các đơn vị đang khó khăn: chấp nhận cơ chế trả chậm có thời hạn cho các đơn vị đang khó khăn trong quá trình thoái vốn; cho phép việc thoái vốn của Tập đoàn và một số đơn vị có tình hình tài chính tốt được thực hiện chậm lại (1 - 2 năm) đồng thời xem xét tăng tỷ lệ nắm giữ cao hơn để tạo điều kiện tốt hơn về tài chính cho các đơn vị khắc phục khó khăn. Khi thị trường thuận lợi và đơn vị đã hoạt động tốt trở lại thì mới thực hiện thoái vốn. Đồng thời, cần phải có phương án cụ thể trong việc thoái vốn, tăng vốn tạm thời; mạnh dạn khoanh lỗ và các tồn tại cũ để xử lý riêng để đơn vị mới tái cấu trúc có điều kiện phát triển. Trong quá trình triển khai phương án tái cấu trúc cần linh hoạt, đặc biệt lưu ý năng lực của người đại diện/người đứng đầu - nhân tố quan trọng nhất trong quản lý vốn tại doanh nghiệp...

Tại Kỳ họp lần này, Tiểu ban cũng thảo luận giải pháp phát triển một số đơn vị đào tạo, nghiên cứu khoa học của Tập đoàn bao gồm Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU), Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI-EMC). Trong đó, Tiểu ban đề xuất Tập đoàn giao PVU phối hợp với VPI thực hiện đề tài nghiên cứu về định hướng phát triển của PVU nhằm phục vụ hiệu quả Chiến lược phát triển nguồn nhân lực của Tập đoàn, đào tạo các nội dung/chuyên ngành xuất phát từ thực tiễn sản



TS. Nguyễn Tiến Dũng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí, Trưởng Tiểu ban Kinh tế & Quản lý Dầu khí chủ trì kỳ họp. Ảnh: EMC

xuất và giải quyết được nhu cầu đào tạo thực tế của Tập đoàn. Về giải pháp thu hút nhân tài, Tiểu ban cho rằng cần tập trung vào xây dựng cơ chế, chính sách để thu hút được chuyên gia/cán bộ giỏi có kinh nghiệm và khả năng giảng dạy tốt, đặc biệt là cán bộ trong Ngành; cần có cơ chế phối hợp cụ thể giữa PVU và VPI trong việc sử dụng chung cơ sở vật chất, đào tạo, nghiên cứu thông qua các hợp đồng cụ thể... Tiểu ban cũng kiến nghị Tập đoàn tiếp tục xem xét Đề án Học viện Dầu khí Việt Nam trong lộ trình tái cấu trúc.

Để nâng cao năng lực nghiên cứu của VPI-EMC, Tiểu ban đề xuất Trung tâm cần chủ động củng cố năng lực nghiên cứu, nắm bắt nhu cầu nghiên cứu trong Ngành. VPI đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hỗ trợ công tác đào tạo nguồn nhân lực tại chỗ và bổ sung nguồn nhân lực đã có kinh nghiệm thực tế và có trình độ cao; giao cho VPI-EMC thẩm định về kinh tế các dự án đầu tư của Tập đoàn phù hợp với năng lực của Trung tâm. Cụ thể, Tiểu ban đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho VPI-EMC nghiên cứu giá thành và các giải pháp giảm giá thành cho các sản phẩm dầu khí (trước mắt là cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất); đánh giá hiệu quả đầu tư của các dự án thượng, trung và hạ nguồn; các vấn đề liên quan đến rủi ro trong ngành dầu khí; nghiên cứu và đề xuất các giải pháp tiêu thụ các sản phẩm mới (nhiên liệu sinh học, xơ sợi polyester...).

Theo kế hoạch, Kỳ họp thứ IV của Tiểu ban Kinh tế & Quản lý Dầu khí sẽ tập trung nghiên cứu các giải pháp đẩy mạnh đầu tư trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước của Tập đoàn, trong đó tập trung vào các giải pháp về kinh tế, quản lý để hỗ trợ và thúc đẩy hoạt động E&P; cũng như phương án đảm bảo nguồn nguyên liệu cho các nhà máy nhiên liệu sinh học.

Ngọc Linh

Tối ưu hóa vận hành các nhà máy ethanol

Tại Kỳ họp lần III, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung phân tích các khó khăn, tìm giải pháp cho vấn đề nguồn nguyên liệu, phương án tiêu thụ, cơ chế chính sách của Nhà nước, lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu sinh học. Đồng thời, các phương án kỹ thuật công nghệ tối ưu hóa vận hành nhằm giảm thiểu chi phí, giảm giá thành sản phẩm, bảo vệ môi trường; triển vọng sản xuất ethanol từ các nguồn nguyên liệu khác (rỉ đường, phế phẩm nông nghiệp, sinh khối tảo); cũng như chương trình nghiên cứu khoa học ngắn hạn/dài hạn để nâng cao hiệu quả hoạt động của các nhà máy... đã được các chuyên gia, nhà khoa học dành nhiều thời gian thảo luận.



Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí tập trung tìm giải pháp cho các nhà máy nhiên liệu sinh học. Ảnh: Châu Khiếu Minh

Ngày 10/4/2012, tại Tp. Vũng Tàu, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí thuộc Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Kỳ họp lần III với chủ đề “Giải pháp cho các nhà máy nhiên liệu sinh học” dưới sự chủ trì của TS. Nguyễn Anh Đức - Trưởng Tiểu ban, Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam. Từ việc đi sâu phân tích thực trạng, các khó khăn, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng cần triển khai đồng bộ các giải pháp ngắn hạn, trung hạn và dài hạn để phát triển nhiên liệu xanh một cách bền vững.

Về các giải pháp ngắn hạn, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề xuất Tập đoàn chủ động bắt buộc các đơn vị sử dụng xăng E5 cho các phương tiện công và có chính sách khuyến khích người lao động Tập đoàn sử dụng xăng E5 cho phương tiện cá nhân. Tập đoàn cần kiến nghị Chính phủ sớm ban hành “Lộ trình bắt buộc tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống” đi kèm với các chính sách khuyến khích, hỗ trợ cho việc sản xuất ethanol và nhiên liệu sinh học trong nước để phát triển thị trường nhiên liệu sinh học.

Đồng thời, Tập đoàn cần hỗ trợ về kỹ thuật và kinh tế cho các đơn vị kinh doanh xăng dầu trong Ngành để nhanh chóng phát triển hệ thống phân phối xăng pha ethanol nhằm đáp ứng các yêu cầu về mốc thời gian trong Dự thảo “Lộ trình bắt buộc tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống”. Tiểu ban Hóa - Chế biến

Dầu khí cũng nhấn mạnh sự cần thiết trong vấn đề thành lập bộ phận chuyên trách để tư vấn kịp thời và thống nhất cho lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về các lĩnh vực: đầu tư xây dựng, công nghệ sản xuất và kinh doanh phát triển nhiên liệu sinh học; đẩy mạnh công tác tuyên truyền, quảng bá về hiệu quả của việc sử dụng xăng E5 đến môi trường và sự phát triển bền vững đất nước.

Đối với các giải pháp trung và dài hạn, Tiểu ban đề xuất Tập đoàn chỉ đạo các đơn vị quản lý nhà máy sản xuất ethanol bổ sung/cải hoán công nghệ để có thể chế biến được nhiều loại nguyên liệu khác ngoài sắn lát như: sắn tươi, rỉ đường, phế phẩm nông nghiệp. Nên có một đơn vị làm đầu mối phát triển vùng nguyên liệu (hỗ trợ nông dân, cung cấp giống sắn cao sản...) và đảm bảo cung cấp nguyên liệu ổn định cho các nhà máy sản xuất ethanol của Tập đoàn. Đặc biệt, cần đầu tư nghiên cứu để tối ưu hóa vận hành, giảm thiểu chi phí vận hành nhằm hạ giá thành sản phẩm; nâng cao hiệu suất các công đoạn chế biến, giảm tiêu hao năng lượng, nước, hóa chất và chế phẩm sinh học trong tất cả các công đoạn chế biến, tái sinh nước thải triệt để kết hợp thu hồi biogas, thu hồi CO₂, tăng cường sản xuất các sản phẩm phụ với giá trị cao...

Tiểu ban cũng đề xuất Tập đoàn giao Viện Dầu khí Việt Nam phối hợp với các đơn vị nghiên cứu khoa học trong và ngoài nước thực hiện “chương trình nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động các nhà máy sản xuất ethanol” với định hướng: đa dạng hóa nguồn nguyên liệu cho các nhà máy sản xuất ethanol (rỉ đường, phế phẩm nông nghiệp như rơm rạ, bã mía); tăng hiệu suất quá trình lên men bằng cách sử dụng hóa phẩm, phương pháp và chủng loại nấm men tiên tiến; giảm chi phí sản xuất ethanol (tiết kiệm hơi nước, nước, enzyme, nấm men); đảm bảo chất lượng (chống nhiễm nước, tách lớp, ăn mòn) và giảm thiểu hao hụt trong quá trình sản xuất xăng pha ethanol; tận dụng các sản phẩm phụ từ quá trình sản xuất ethanol: CO₂ lỏng, rắn, phân vi sinh, thức ăn gia súc, chế phẩm sinh học...

Việt Hà

BƯỚC PHÁT TRIỂN MỚI

CỦA DỊCH VỤ DẦU KHÍ VIỆT NAM

Trước yêu cầu ngày càng cao về mức độ phức tạp và tính chuyên nghiệp trong dịch vụ kỹ thuật dầu khí, điều kiện tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí ngày càng khó khăn... đòi hỏi lĩnh vực dịch vụ dầu khí tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh trên cơ sở nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo kỹ thuật - tiến độ, hạ giá thành sản phẩm. Đó cũng là vấn đề Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đặt ra, tìm giải pháp thực hiện tại Hội nghị tổng kết công tác dịch vụ dầu khí năm 2011 và triển khai kế hoạch năm 2012.

Tiếp tục duy trì mức tăng trưởng cao

Trong năm 2011 - năm đầu tiên thực hiện Kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã đạt mức kỷ lục về tổng doanh thu dịch vụ dầu khí (lần đầu tiên đạt trên 200 nghìn tỷ đồng), tiếp tục duy trì mức tăng trưởng cao (tăng trưởng 23,8% so với năm 2010) và đạt mức cao hơn so với mục tiêu Chiến lược đề ra (tỷ trọng doanh thu dịch vụ năm 2011 đạt 30,8% trên tổng doanh thu toàn Tập đoàn so với mục tiêu chiến lược đề ra trong giai đoạn 2011 - 2015 là 25 - 30%). Hầu hết các đơn vị làm công tác dịch vụ dầu khí đã có những bước phát triển mạnh mẽ, hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu, lợi nhuận năm 2011 trước thời hạn 1 - 3 tháng và đạt mức tăng trưởng cao so với năm 2010.

Với việc tập trung đầu tư cơ sở vật chất kỹ thuật, trang thiết bị hiện đại, Tập đoàn đã xây dựng được hệ thống nguồn lực cung cấp dịch vụ dầu khí bao trùm nhiều lĩnh vực có giá trị tài sản tính đến hết năm 2011 đạt gần 140 nghìn tỷ đồng (tương đương 6,7 tỷ USD). Trong đó, Tập đoàn hiện đang xây dựng và vận hành 20 căn cứ cảng/kho cảng dịch vụ sản xuất, 15 xưởng cơ khí, 8 giàn khoan, 13 kho nổi/chứa xuất dầu, 22 tàu vận chuyển dầu thô và sản phẩm dầu, 52 tàu dịch vụ các loại, 3 hệ thống đường ống dịch vụ vận chuyển khí, 139 phương tiện chuyên dụng các loại, 43 kho xăng dầu đầu mối và trung chuyển với tổng sức chứa 1,1 triệu m³, trên 3.000 cửa hàng trực thuộc và



cửa hàng bán lẻ xăng dầu trên toàn quốc, 10 kho LPG với tổng sức chứa trên 80 nghìn tấn, 12 kho đạm với tổng sức chứa trên 215 nghìn tấn... Trình độ, năng lực của đội ngũ làm công tác dịch vụ (trên 35.000 người) được nâng cao, đủ khả năng vận hành, đảm nhận vai trò tổng thầu EPC các công trình dự án mà trước đây phải thuê chuyên gia, nhà thầu nước ngoài thực hiện. Đặc biệt, Tập đoàn đã đầu tư và tự tổ chức vận hành, khai thác tàu địa chấn 2D - 3D, giàn khoan tự nâng 90m nước, giàn khoan tiếp trợ nửa nổi nửa chìm (TAD)...

Nhờ sự phát triển mạnh của lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Tập đoàn đã chủ động hơn trong việc thực hiện tiến độ các dự án đầu tư, góp phần làm tăng giá trị sản xuất công nghiệp và chủ động trong việc triển khai các hoạt động đảm bảo chủ quyền quốc gia trên biển. Đặc biệt, việc đầu tư tự tổ chức vận hành các tàu khảo sát địa chấn 2D, 3D

trên thêm lực địa Việt Nam đã tạo giúp Tập đoàn chủ động trong việc thực hiện các nhiệm vụ được giao và góp phần vào việc khẳng định chủ quyền Quốc gia trên biển. Việc chống chèo một số loại hình dịch vụ trước đây đã được hạn chế; thương hiệu các đơn vị dịch vụ trong Ngành đã được khẳng định; năng lực, tính chuyên nghiệp và chất lượng dịch vụ được nâng cao, có khả năng cạnh tranh tốt hơn và thực hiện được các dự án phức tạp, đòi hỏi công nghệ cao.

Đến nay, các đơn vị của Tập đoàn đã làm chủ được một số lĩnh vực dịch vụ dầu khí kỹ thuật cao: dịch vụ vận hành các giàn khai thác dầu khí, khoan tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, khảo sát địa vật lý giếng khoan (Vietsovpetro); dịch vụ xây lắp các công trình biển, tàu dịch vụ, tàu bảo vệ, kho/bãi, khảo sát địa chấn 2D - 3D, bảo dưỡng công trình biển (PTSC); khoan và dịch vụ khoan (PV Drilling); dịch vụ khảo sát địa chấn, tàu dịch vụ, tàu bảo vệ, kho/bãi, bảo dưỡng công trình biển (PTSC); dịch vụ vận chuyển khí bằng đường ống, cung ứng khí dân dụng, LPG, CNG (PV Gas); dịch vụ bảo hiểm (PVI); dịch vụ giám định (PV EIC); dịch vụ phân tích, xử lý số liệu (VPI); dịch vụ cung cấp dung dịch khoan, hóa phẩm dầu khí (DMC)...

Trong đó, Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) hiện nay đã cơ bản khép kín chuỗi năng lực thực hiện hợp đồng thiết kế, thi công, mua sắm, chế tạo, lắp đặt (EPCI) các giàn khai thác, giàn đầu giếng, giàn công nghệ xử lý trung tâm cũng như các công trình dầu khí ngoài khơi khác, đủ năng lực cơ sở vật chất, con người và kinh nghiệm thực hiện các công trình siêu trường, siêu trọng, đòi hỏi cao về kỹ thuật, công nghệ. Điểm nổi bật là PTSC đang tự thực hiện khâu thiết kế chi tiết nhằm hoàn thiện dự án Hải Sư Đen và Thăng Long - Đông Đô. Đây là bước đột phá về năng lực của PTSC trong việc góp phần hoàn thiện chuỗi cung ứng EPCI, tạo sự chủ động, điều phối nhịp nhàng giữa các khâu, giảm tối đa thời gian, hạn chế rủi ro từ sự phân chia các gói thầu.

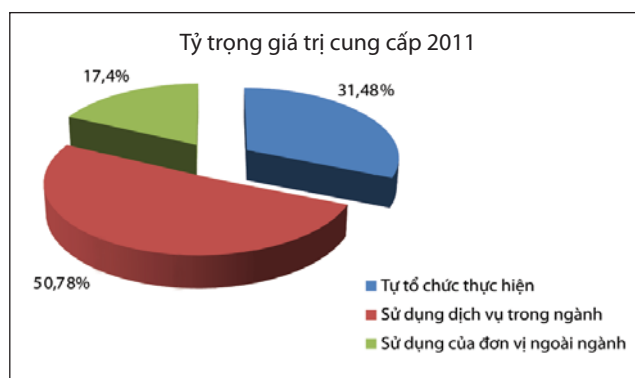
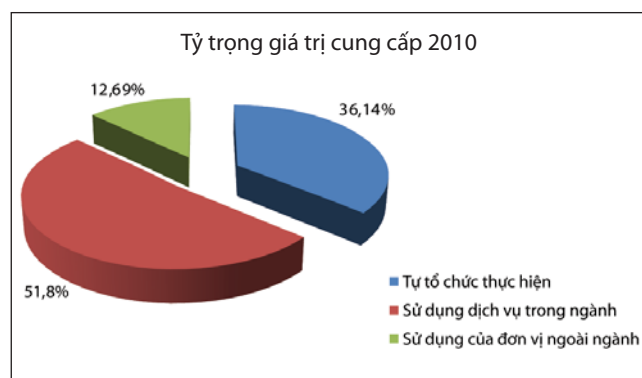
Giảm 2 tỷ USD thuê dịch vụ nước ngoài

Dịch vụ phải thuê nước ngoài thực hiện trong năm 2011 tại Tập đoàn giảm mạnh, khoảng 2 tỷ USD so với năm 2010, đã tác động tích cực đến việc giảm ngoại tệ chảy ngược ra nước ngoài, góp phần quan trọng vào việc thực hiện Nghị quyết 01/NQ-CP của Chính phủ về cân đối ngoại tệ và giảm nhập siêu cho đất nước. Cụ thể, với vai trò là nhà cung cấp dịch vụ, năm 2011 tỷ trọng sử dụng dịch vụ từ nước ngoài của Tập đoàn giảm 4,43 nghìn tỷ đồng (tương đương 200 triệu USD) so với năm 2010; với vai trò là đơn vị thuê dịch vụ, năm 2011 tỷ trọng sử dụng dịch vụ từ nước ngoài giảm 35,52 nghìn tỷ đồng (tương đương 1,74 tỷ USD) so với năm 2010.

Bên cạnh sự phối hợp, hỗ trợ giữa các đơn vị trong việc sử dụng và thực hiện dịch vụ của các đơn vị ở phạm vi trong nước, các đơn vị đã tích cực phối hợp triển khai công tác xuất khẩu dịch vụ ra nước ngoài. Trong đó, PVI Holdings triển khai hợp đồng tư vấn bảo hiểm cho Rusvietpetro tại Liên bang Nga, tham gia chuỗi cung cấp bảo hiểm toàn cầu cùng nhà đầu tư chiến lược Talanx (Đức); PTSC cung cấp tàu dịch vụ cho các nhà thầu dầu khí tại Nga, Ấn Độ, Nhật Bản, Trung Quốc, Malaysia...; PV Drilling triển khai dịch vụ khoan cho dự án thăm dò, khai thác tại Algeria, PV OIL đẩy mạnh kinh doanh xăng dầu tại Lào, Singapore...

Tại Hội nghị, Vietsovpetro khẳng định mục tiêu mở rộng công tác dịch vụ ra bên ngoài và coi vấn đề này là một trong năm nhiệm vụ chiến lược phát triển của Vietsovpetro. Trong đó, Vietsovpetro chú trọng các dịch vụ xây lắp công trình biển, phát triển mỏ, kết nối vận hành và bảo dưỡng cho các công trình dầu khí. Hiện nay, Vietsovpetro đang triển khai công tác để chuẩn bị đấu thầu cung cấp dịch vụ EPCI giàn khoan cho các dự án ở nước ngoài cho Ấn Độ và Turkmenistan. Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã có

Biểu đồ so sánh tỷ trọng cung cấp dịch vụ trong Ngành năm 2010 và 2011. Nguồn: PVN



Giá trị và tỷ trọng sử dụng dịch vụ trong Ngành giai đoạn 2011 - 2012. Nguồn: PVN

Chỉ tiêu	Năm 2010		Năm 2011	
	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)	Giá trị (nghìn tỷ đồng)	Tỷ trọng (%)
Tổng giá trị Hợp đồng thuê dịch vụ <i>Trong đó:</i>	218,79		304,50	
- Sử dụng dịch vụ trong Ngành	115,51	52,79	235,35	77,29
- Sử dụng đơn vị ngoài Ngành	103,28	47,21	69,15	22,71
+ Của đơn vị trong nước	11,17	5,11	13,56	4,45
+ Của đơn vị nước ngoài	92,11	42,10	55,59	18,26

những bước phát triển lớn mạnh trong việc vận hành và khai thác giàn khoan với việc sở hữu 5 giàn khoan và đóng vai trò là nhà điều hành 6 giàn khoan của các đối tác là nhà thầu khoan nổi tiếng trên thế giới: Transocean, Seadrill, Maerks Drilling, Vatage Drilling... Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) với vai trò là nhà điều hành đã từng bước hỗ trợ các đơn vị trong Ngành có thể tham gia đấu thầu và trúng thầu: PVEP Sông Hồng thu nổ địa chấn 2D trên đất liền tại lô Champasak và Saravan (Lào); PV Drilling khoan tại Algieria và đang tiến hành khoan phát triển mỏ tại Bir Seba; PTSC G&S thu nổ địa chấn 3D tại Myanmar, PVI Holdings cung cấp dịch vụ tái bảo hiểm cho dự án SK305 (Malaysia), 433a&416b (Algieria), Tanit (Tunisia)...

Tuy nhiên, tỷ trọng doanh thu từ hoạt động cung cấp dịch vụ ở nước ngoài còn thấp. Năm 2011, doanh thu từ hoạt động này chỉ đạt 4,5 nghìn tỷ đồng, chiếm 2% tổng doanh thu dịch vụ toàn Tập đoàn, chưa đạt được định hướng của Tập đoàn là tăng cường đầu tư phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài.

Nâng cao năng lực cạnh tranh

Hội nghị đã tập trung trí tuệ nhìn nhận những tồn tại, yếu kém cần khắc phục, từ đó xác định các mục tiêu và các giải pháp để thực hiện tốt các nhiệm vụ phát triển dịch vụ dầu khí trong năm 2012 và tạo đà phát triển cho các năm tiếp theo. Trong đó, phải kể đến trong nội bộ Tập đoàn còn hiện tượng chống chèo về chức năng, nhiệm vụ, ngành, nghề kinh doanh của một số đơn vị dẫn đến cạnh tranh nội bộ, gây khó khăn, lúng túng cho chủ đầu tư trong việc lựa chọn, giao thầu cho đơn vị trong Ngành; sự phối hợp mang tính tự giác trong hỗ trợ cùng phát triển giữa các đơn vị còn hạn chế; năng lực cạnh tranh của một số đơn vị chưa cao... Hệ thống định mức, đơn giá cho công tác dịch vụ còn thiếu, ảnh hưởng đến công tác đấu thầu cũng như

quản lý trong quá trình thực hiện dịch vụ. Kinh tế thế giới sẽ diễn biến phức tạp; yêu cầu về mức độ phức tạp và tính chuyên nghiệp trong dịch vụ kỹ thuật dầu khí ngày càng cao; điều kiện tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ngày càng khó khăn, phức tạp... đòi hỏi lĩnh vực dịch vụ dầu khí phải có bước phát triển mới.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định năm 2012 và các năm tiếp theo là năm: “nâng cao năng lực cạnh tranh trên cơ sở nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo kỹ thuật - tiến độ, hạ giá thành sản phẩm dịch vụ”. Mục tiêu đặt ra đó là phát huy sức mạnh tổng hợp của cả hệ thống chính trị trong toàn Tập đoàn để tiếp tục đẩy mạnh thực hiện chủ trương của Kết luận số 264-TB/TW ngày 31/7/2009 của Bộ Chính trị về tổ chức Cuộc vận động “Người Việt Nam ưu tiên dùng hàng Việt Nam”, Nghị quyết số 233/NQ-ĐU ngày 17/3/2009 của Ban chấp hành Đảng bộ Tập đoàn về “phát huy nội lực, tăng cường và ưu tiên sử dụng các dịch vụ của các đơn vị thành viên trong Tập đoàn”. Đồng thời, tập trung nâng cao năng lực cạnh tranh và chất lượng dịch vụ; phát triển đội ngũ làm dịch vụ đạt chuẩn quốc tế; tăng cường đầu tư phương tiện thiết bị; áp dụng công nghệ cao và hiện đại để giảm giá thành sản phẩm dịch vụ và đảm bảo tiến độ dự án. Phấn đấu đạt mục tiêu tăng trưởng dịch vụ dầu khí năm 2012 đạt cao hơn so với năm 2011, tạo tiền đề đến năm 2015 doanh thu dịch vụ đạt 30 - 35% tổng doanh thu của toàn Tập đoàn. Con số này cao hơn 5% so với mục tiêu Chiến lược đã được Bộ Chính trị kết luận và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Để thực hiện được mục tiêu này, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh việc tập trung thực hiện đúng nội dung, lộ trình tái cấu trúc các đơn vị dịch vụ theo đề án tái cấu trúc doanh nghiệp của Tập đoàn ngay sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tái cấu trúc để tiếp tục

phát triển Tập đoàn và các đơn vị trong Tập đoàn mạnh hơn, hoạt động hiệu quả, chuyên nghiệp và phát triển bền vững; giảm thiểu tiến tới loại bỏ cạnh tranh nội bộ, trùng lặp chức năng nhiệm vụ và ngành nghề kinh doanh giữa các đơn vị trong Tập đoàn; thu gọn đầu mối quản lý để giảm chi phí, nâng cao hiệu quả đầu tư và hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Các đơn vị dịch vụ tiếp tục đẩy mạnh đầu tư, quy hoạch cơ sở vật chất, thiết bị chuyên dụng, con người để nâng cao chất lượng dịch vụ nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh của các đơn vị trong Tập đoàn. Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị cung cấp dịch vụ, căn cứ vào loại hình dịch vụ, chức năng nhiệm vụ của đơn vị, xây dựng kế hoạch với các giải pháp nhằm thực hiện bằng được mục tiêu nâng cao năng lực cạnh tranh, trên cơ sở nâng cao chất lượng dịch vụ, đảm bảo tiến độ các dự án và hạ giá thành sản phẩm dịch vụ, bao gồm các nội dung: xác định loại hình dịch vụ, kế hoạch đầu tư phương tiện chuyên dụng, kế hoạch đào tạo và xây dựng đội ngũ chuyên gia chất lượng cao...; rà soát lại các quy định về cung cấp dịch vụ của Tập đoàn, mở rộng hợp tác để hỗ trợ các doanh nghiệp trong nước cùng phát triển, gắn kết chặt chẽ giữa các đơn vị trong Tập đoàn và trong nước trong việc cùng tạo ra hệ thống sản phẩm dịch vụ/hàng hóa chung. Loại bỏ hẳn việc nhận thầu rồi giao lại cho doanh nghiệp khác thực hiện. Kiên quyết không sử dụng dịch vụ nước ngoài đối với các dịch vụ mà các đơn vị

trong Tập đoàn, trong nước thực hiện được. Tiếp tục đẩy mạnh phát triển dịch vụ dầu khí ra nước ngoài, trước mắt là tập trung thực hiện dịch vụ đi liền với các dự án của Tập đoàn và các đơn vị thành viên của Tập đoàn đầu tư ở nước ngoài.

Các đơn vị sử dụng dịch vụ chủ động cung cấp thông tin nhu cầu sử dụng dịch vụ cho các đơn vị cung cấp dịch vụ trong Tập đoàn; trước khi đấu thầu phải tổ chức khảo sát để có phương án phù hợp giao cho đơn vị có chức năng trong Tập đoàn thực hiện theo thứ tự ưu tiên được quy định tại Nghị quyết 233. Các đơn vị có năng lực dịch vụ lớn trong Tập đoàn như PTSC, PV Drilling, Vietsovpetro, PVC... chủ động chủ trì phối hợp với các đơn vị dịch vụ khác trong Tập đoàn xây dựng phương án sử dụng hiệu quả các cơ sở vật chất sẵn có của từng đơn vị, hợp tác cung cấp, sử dụng dịch vụ trọn gói, nhằm tránh đầu tư chồng chéo, lãng phí và nâng cao hiệu quả đầu tư, dịch vụ trong nội bộ Tập đoàn. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng yêu cầu người đại diện của Tập đoàn tại đơn vị thành viên, trong các công ty điều hành chung, các nhà thầu dầu khí, các liên doanh với nước ngoài có trách nhiệm giới thiệu, tổ chức và tạo điều kiện để các đơn vị thành viên của Tập đoàn tham gia thực hiện các dịch vụ cho các dự án. Văn phòng đại diện của Tập đoàn tại các khu vực, các đơn vị có dự án đầu tư ở nước ngoài có trách nhiệm hỗ trợ các đơn vị dịch vụ xúc tiến dịch vụ của các đơn vị hoặc tổ hợp các đơn vị trong Tập đoàn ra nước ngoài.

Ngọc Linh



Kho cảng PV Gas. Ảnh: CTV

Khoan giếng ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ:

Nghiên cứu mặt cắt địa tầng trầm tích Paleogen

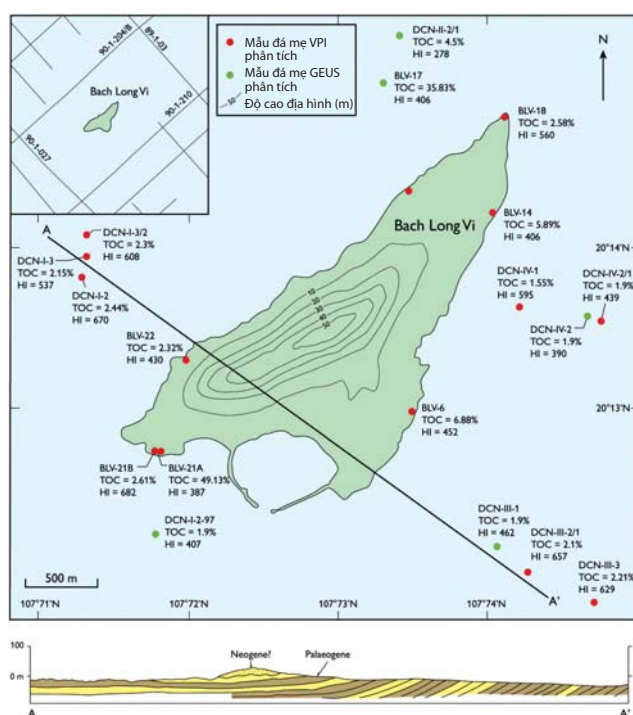
Vào 7h15' ngày 15/4/2012, giếng khoan nghiên cứu địa chất ENRECA-3 nằm ở phía Đông Nam của đảo Bạch Long Vĩ bắt đầu mở lỗ, dự kiến khoan đến độ sâu 500m. Các nhà khoa học của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Trung tâm Nghiên cứu và Chuyển giao Công nghệ Địa chất và Khoáng sản - Tổng cục Địa chất và Khoáng sản (CEGEMITE) sẽ đo địa vật lý, lấy mẫu toàn bộ giếng và mô tả mẫu chi tiết nhằm nghiên cứu mặt cắt địa tầng trầm tích Paleogen phục vụ cho công tác nghiên cứu tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Sông Hồng và khu vực lân cận.

Lấy mẫu lõi toàn bộ giếng khoan tới độ sâu 500m

Trong khuôn khổ Dự án “Nghiên cứu khoa học và đào tạo về mô hình hóa các bể trầm tích ở Việt Nam. Pha III: Phần phía Bắc bể Sông Hồng và miền vông Hà Nội” (Dự án ENRECA Pha III - Dự án được tài trợ bởi Quỹ Hỗ trợ phát triển Đan Mạch DANIDA) và được sự hỗ trợ bổ sung kinh phí của Petrovietnam, hợp đồng khoan giếng khoan nghiên cứu địa chất ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ đã được ký ngày 29/3/2012 giữa VPI - đơn vị chủ trì dự án, Cục Địa chất Đan Mạch và Grinlen (GEUS), CEGEMITE. Chương trình khoan và phân tích mẫu cũng là một trong các hoạt động nghiên cứu chính của Dự án hợp tác nghiên cứu phi lợi nhuận giữa VPI, GEUS, các trường đại học của Việt Nam và Đan Mạch.

Đến nay, các hoạt động nghiên cứu, khảo sát địa chất thực địa, xác định vị trí giếng khoan, đo vẽ vị trí thi công giếng khoan... đã được khẩn trương triển khai thực hiện. Sau 5 ngày lắp đặt thiết bị và hoàn thiện công tác giải phóng mặt bằng, vào 7h15' ngày 15/4/2012 giếng khoan ENRECA-3 bắt đầu mở lỗ để khoan đến độ sâu 500m, lấy toàn bộ mẫu lõi ở đới cấu trúc nghịch đảo đồng trầm tích trên đảo Bạch Long Vĩ - nơi có khả năng gặp tập đá mẹ sinh dầu. Kết quả nghiên cứu 500m mẫu lõi sẽ cung cấp tài liệu và thông tin cần thiết để xây dựng mô hình phát triển trầm tích đồng tách giãn trong khu vực và bản chất của đá mẹ trong khu vực.

TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, Giám đốc Dự án ENRECA phía Việt Nam cho biết: Với vị trí giếng khoan ENRECA-3 nằm ở phía Đông Nam của đảo Bạch Long Vĩ, có thể tin rằng đây là vị trí tốt nhất đảm bảo thu nhận đủ thông tin về địa tầng trầm tích Paleogen phục vụ cho công tác nghiên cứu tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Sông Hồng và khu vực lân cận. Với đá mẹ đã gặp ở các giếng khoan ngoài khơi cho phép dự đoán giếng khoan này sẽ cắt qua được tầng đá mẹ chính. Theo kế



Bản đồ đảo Bạch Long Vĩ với các vị trí lấy mẫu đá mẹ màu đỏ và xanh; ở góc trái là vị trí các tuyến địa chấn gần nhất. Mặt cắt được vẽ lại theo minh giải của Viện Dầu khí Việt Nam

hoạch, giếng khoan ENRECA-3 sẽ kết thúc vào giữa tháng 6/2012.

Mặt cắt đồng trầm tích Paleogen

Theo các chuyên gia địa chất, đảo Bạch Long Vĩ là “cửa sổ” thuận lợi nhất để có thể nhìn vào mặt cắt đồng trầm tích Paleogen ở bể Sông Hồng. Trầm tích Paleogen được chứng minh là có liên quan tới các phát hiện dầu khí ở các khu vực lân cận. Đảo Bạch Long Vĩ nằm trên nóc của địa hào trầm tích nghịch đảo Paleogen - địa hào liên kết bể Beibuwan với bể trầm tích Sông Hồng và tiếp nữa là liên kết trực tiếp với hệ thống trầm tích tách giãn khu vực dọc rìa Đông Bắc bể Sông Hồng. Hệ thống tách giãn trong khu



Lắp đặt thiết bị trên công trường khoan giếng ENRECA-3. Ảnh: Hoàng Tuấn

vực có liên quan với quá trình trượt bằng ngang dọc Đới trượt Sông Hồng. Môi trường trầm tích Paleogen nhìn chung không phải là môi trường biển, mà là môi trường lục địa. Điều này dẫn đến các thành tạo trầm tích cửa sông, châu thổ và quan trọng là trầm tích vụn đầm hồ. Sét đầm hồ và than xuất hiện ở các vết lộ trên đảo Bạch Long Vĩ và ở những nơi khác trong môi trường synrift có tiềm năng về đá mẹ tốt. Các đá mẹ tương tự cũng đã được kiểm tra ở các lô thăm dò lân cận.

Trước đây, công tác thăm dò địa chấn 2D ở bể Sông Hồng bắt đầu trong những năm cuối 1970. Sau đó, nhiều phát hiện dầu khí đã được xác định nhưng rất ít phát hiện có triển vọng thương mại. Petronas nhà điều hành Lô 102 và 106 đã thành công trong việc thử vỉa dầu ở tầng móng trong khu vực nằm ngay phía Tây đảo Bạch Long Vĩ. Điều đó khẳng định có tồn tại hệ thống dầu khí trong khu vực phần Bắc bể trầm tích Sông Hồng. Phân tích các mẫu dầu khí (dầu, condensate, khí) cho thấy đá mẹ của các phát hiện này đều có nguồn gốc đầm hồ và than, tương đồng với các đá lộ ra trên đảo Bạch Long Vĩ. Hơn nữa, về mặt địa chất, khu vực đảo Bạch Long Vĩ còn ít được quan tâm tìm kiếm thăm dò, triển khai một giếng khoan lấy mẫu toàn bộ trên đảo là cần thiết để có những hiểu biết mới về lịch sử phát triển và mặt cắt địa tầng đồng trầm tích trong khu vực.

Ngoài việc đo địa vật lý giếng khoan, các mẫu lấy được từ giếng khoan được đánh giá qua một chương trình phân tích chi tiết tại các phòng thí nghiệm của VPI và GEUS bao gồm: mô tả thạch học trầm tích, xác định tuổi địa tầng, phân tích địa hóa, phân tích khoáng vật sét, phân tích thạch học cát và xác định độ rỗng, độ thấm. Ngoài ra, nghiên cứu chuyên sâu AFTA (Apatite Fission Track Analysis) dự kiến cũng sẽ được triển khai để định lượng hóa quá trình nghịch đảo kiến tạo và bóc mòn cũng như quá trình nâng lên của toàn khu vực. Có thể nói, giếng khoan nghiên cứu địa chất ENRECA-3 sẽ tạo ra cơ sở tài liệu có ý nghĩa về lát cắt trầm tích đồng trầm tích tách giãn trong bể Sông Hồng.

Thế Hùng - Việt Hà

PGS. TS. Nguyễn Trọng Tín - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam:

Đảo Bạch Long Vĩ nằm ở Đông Bắc Vịnh Bắc bộ, cách Hòn Dấu - Hải Phòng 110 km, là phần lộ ra của địa hào Paleogen liên kết với hệ thống trầm tích đồng tách giãn có tiềm năng sinh dầu khí cao ở các lô thăm dò lân cận. Quá trình nghịch đảo kiến tạo diễn ra từ Oligocen dẫn đến việc nâng lên và lộ ra bề mặt trầm tích synrift. Các đá trầm tích đầm hồ và than Paleogen lộ ra trên đảo là những đá mẹ chính trong khu vực. Dự án ENRECA khoan giếng thẳng đứng, lấy mẫu toàn bộ với chiều sâu 500m nhằm phân tích thành phần và quá trình thành tạo địa tầng trầm tích đồng tách giãn trong khu vực. Giếng khoan sử dụng các phương pháp khoan tiêu chuẩn, dung dịch khoan nước. Giếng khoan có thiết kế sử dụng hệ thống chống nổ khí (BOP) nhằm làm giảm rủi ro do các bẫy dầu khí gây ra.

Giếng khoan sẽ đo carota, lấy mẫu lõi toàn bộ giếng và mô tả mẫu chi tiết. Mẫu được xác định tuổi bằng sinh địa tầng với khoảng lấy mẫu trung bình 10 - 20m/mẫu. Ngoài ra, một chương trình phân tích mẫu chi tiết cũng sẽ được thực hiện bao gồm các phân tích Vitrinite, hàm lượng vật chất hữu cơ của đá mẹ, phân tích dấu vết sinh học và các phân tích chuyên sâu khác. Trong đó, Viện Dầu khí Việt Nam sẽ đảm nhận 70% khối lượng công việc, phần còn lại do đối tác Đan Mạch triển khai.

Dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí ở Việt Nam”

Được sự đồng ý của Thủ tướng Chính phủ tại công văn số 891/CP-QHQT (ngày 29/9/2000), số 290/TTg-QHQT (ngày 17/2/2006), số 2191/TTg-QHQT (23/11/2011), Tổng công ty Dầu khí Việt Nam/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp nhận dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí ở Việt Nam” thuộc chương trình “Nâng cao năng lực nghiên cứu” (ENRECA) với sự tài trợ của Cơ quan Phát triển Quốc tế Đan Mạch (Danida). Tập đoàn đã giao cho Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) hợp tác với Cục Địa chất Đan Mạch và Grinlen (GEUS), Đại học Tổng hợp Copenhagen (KU), Đại học Mỏ - Địa chất (HUMG), Đại học Khoa học Tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội (HUS) thực hiện dự án này. Đây là dự án hợp tác nghiên cứu với mục tiêu nâng cao năng lực nghiên cứu trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí đặc biệt là phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích cho các viện nghiên cứu và trường đại học Việt Nam. Đến nay, Dự án đã hoàn thành hai giai đoạn: Pha I - nghiên cứu bể trầm tích Phú Khánh (2001 - 2004), Pha II - nghiên cứu bể trầm tích Mã Lai - Thổ Chu (2005 - 2009) và đang triển khai Pha III - nghiên cứu phía Bắc bể Sông Hồng và miền Vông Hà Nội.



Sự cần thiết phải thu nổ lại địa chấn 3D và xử lý tài liệu bằng công nghệ cao phù hợp với điều kiện địa chất đặc thù mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn tận thăm dò

KS. Nguyễn Đình Hợi

Tóm tắt

Cấu tạo Bạch Hổ do Công ty Dầu khí Mobil (Hoa Kỳ) phát hiện bằng tài liệu địa chấn 2D và giếng khoan sâu tìm kiếm đầu tiên (Wildcat) BH-1X phát hiện dầu khí từ tầng sản phẩm Miocen hạ vào năm 1974. Từ những năm 80 của thế kỷ trước đến nay, Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) đã phát hiện thêm các đối tượng mới quan trọng như móng chứa dầu mỏ Bạch Hổ và đang tiếp tục thực hiện tìm kiếm thăm dò và khai thác mỏ này. Sự kiện quan trọng nhất là đã phát hiện và khai thác dầu khí trong đá móng granite nứt nẻ trước Đệ tam; các tầng sản phẩm được xác định nằm trong đá móng nứt nẻ và đá trầm tích ở các tuổi khác nhau, ở các độ sâu khác nhau. Sau một thời gian dài khai thác dầu khí với khối lượng lớn thì sản lượng khai thác tại mỏ hiện nay đã qua đỉnh điểm và đang ở giai đoạn suy giảm, hơn nữa việc bơm một khối lượng nước tương tự vào vỉa làm bức tranh phân bố dầu - nước tại mỏ Bạch Hổ thay đổi mạnh.

Hiện nay, Vietsovpetro vẫn đang sử dụng tài liệu địa chấn 3D thu nổ từ năm 1992 (khi mỏ mới được đưa vào khai thác) để điều chỉnh mạng lưới các giếng khoan phát triển mỏ nên việc liên kết tài liệu giếng khoan với tài liệu địa chấn rất khó khăn. Sự kiện giếng khoan BH-19 và các giếng khoan khác cho thấy tính phức tạp của mỏ đồng thời cũng chỉ ra tiềm năng dầu khí còn ẩn chứa ở những vị trí khác nhau và độ sâu khác nhau cần được làm sáng tỏ. Do đó tài liệu địa chấn 3D hiện đang dùng không đáp ứng được yêu cầu nghiên cứu và sản xuất, cần phải có tài liệu giàu thông tin và độ chính xác cao mang tính đột phá và phù hợp với cấu trúc địa chất phức tạp của mỏ Bạch Hổ.

Công nghệ thu nổ và xử lý địa chấn hiện đại giúp các nhà địa chất tháo gỡ những khó khăn gặp phải khi dùng các tài liệu theo công nghệ truyền thống, trong đó tài liệu nền tảng quan trọng để nghiên cứu địa chất cho phát triển lại mỏ là tài liệu địa chấn 3D công nghệ cao; thu nổ địa chấn 3D nhiều góc phương vị hay góc phương vị rộng; xử lý bất đẳng hướng nghiên cứu nứt nẻ và xử lý tập trung đa điểm cho những vùng địa chất phức tạp, đối tượng nghiên cứu nằm ở sâu là những công nghệ mới khi công nghệ thông tin phát triển mạnh những năm gần đây và đã được áp dụng trong sản xuất.

Nội dung bài báo nêu lên sự cần thiết phải thu nổ lại địa chấn 3D và xử lý tài liệu bằng công nghệ cao, đáp ứng công tác thăm dò và khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn hiện nay.

1. Mở đầu

Mỏ Bạch Hổ nằm ở bồn trũng Cửu Long thuộc khối nâng Trung tâm có tiềm năng dầu khí cao, có vị trí thuận lợi cho công tác thăm dò, khai thác dầu khí. Mỏ cách Tp. Vũng Tàu 125km về hướng Đông - Nam, cách bờ nơi gần nhất 70km, độ sâu nước biển 50m (Hình 1). Đây là loại mỏ có tầng chứa đặc biệt khác với các mỏ thông thường - móng granite nứt nẻ trước Đệ tam chứa dầu ở độ sâu từ 3.000m trở xuống. Tuy diện tích mỏ không rộng, nhưng chiều dày tầng sản phẩm chứa khối lượng dầu lớn và thuộc loại mỏ lớn trên thế giới. Dầu thô Bạch Hổ ít lưu huỳnh, tỷ trọng nhẹ, là loại dầu tốt, có giá trị thương mại cao. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất mới bàn giao đi vào sản xuất thương mại cuối năm 2010 được thiết kế trên cơ sở chất lượng dầu thô Bạch Hổ. Vì vậy, nguồn đầu vào này cần được cung cấp đầy đủ và lâu dài kể cả khi Nhà máy mở rộng công suất.

Sản lượng khai thác dầu khí tại mỏ Bạch Hổ đã đạt đến đỉnh điểm (13,5 triệu tấn) vào các năm 2002, 2003 và hiện nay đang khai thác ở giai đoạn cuối, sản lượng khai thác dầu giảm dần, ở mức 6 triệu tấn trong năm 2010. Nhiều giếng khai thác đã và đang ngập nước hoặc ngưng làm việc. Mặc dù vậy, vấn đề thu hồi lại địa chấn 3D, 4D trên toàn mỏ Bạch Hổ chưa được chú ý để phục vụ cho công tác quản lý và tái phát triển mỏ nhằm khai thác tối đa lượng dầu còn lại, kéo dài đời mỏ, nâng cao hiệu quả khai thác mỏ.

2. Tình trạng mỏ Bạch Hổ

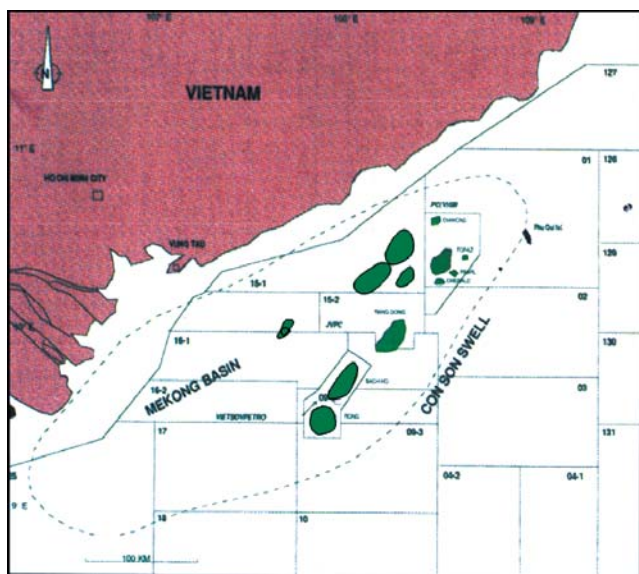
Trên mỏ Bạch Hổ hiện đang có đầy đủ hệ thống khai thác bao gồm: các giếng khai thác, các giếng bơm ép duy trì áp suất vỉa từ các giàn cố định MSP và các giàn nhẹ BK, hệ thống đường ống vận chuyển dầu khí, cáp điện ngầm, hệ thống xử lý sơ bộ dầu khai thác trên giàn công nghệ, hệ thống lưu trữ dầu và xuất dầu thương phẩm FSO...

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu thuộc loại lớn. Các đối tượng khai thác bao gồm tầng móng nứt nẻ, trầm tích Oligocen, Miocen. Các giếng khai thác ở tầng móng giảm lưu lượng và ngập nước nhanh. Các đối tượng trầm tích chủ yếu là các thân cát có chiều dày không ổn định và dạng thấu kính khó xác định. Sản lượng khai thác dầu ở các đối tượng trầm tích nằm ở các độ sâu và tuổi khác nhau, chiếm tỷ lệ nhỏ so với sản lượng thu được ở tầng đá móng nứt nẻ. Do hệ thống đứt gãy có biên độ lớn theo các hướng khác nhau chia thành các khối biệt lập và độ sâu chứa dầu

cũng khác nhau nên chế độ khai thác và bơm ép gặp khó khăn. Việc xác định các thấu kính cát chứa dầu trong trầm tích Miocen, Oligocen và các vùng nứt nẻ chứa dầu trong móng để đưa giếng khoan vào đúng vị trí là một thách thức. Điều kỳ lạ của tầng chứa móng nứt nẻ khi phát hiện dầu là không có nước đáy. Do đã khai thác được gần 200 triệu tấn dầu, một khối lượng lớn khí đồng hành và tương tự một khối lượng lớn nước biển được bơm vào mỏ nên tình trạng phân bố dầu khí và nước trong lòng đất đã thay đổi đáng kể mà không thể xác định được bằng tài liệu địa chấn 3D thu hồi năm 1992 hiện đang sử dụng.

Việc bơm ép khối lượng lớn nước biển vào vỉa để duy trì áp suất nếu đúng vị trí, đúng độ sâu và đúng chế độ là một thành công lớn, khai thác được tối ưu lượng dầu khí của mỏ. Tài liệu địa chấn 3D thu hồi lần đầu (năm 1992) còn nghèo thông tin nứt nẻ và tài liệu giếng khoan có độ sâu hạn chế, thiếu tài liệu địa chấn 4D phản ánh trung thực tình trạng vỉa dầu, nhất là khi đã có sự thay đổi mạnh phân bố dầu - nước như hiện nay. Nếu việc bố trí các giếng khoan khai thác và bơm ép chưa hợp lý thì có một lượng dầu bị bỏ quên nằm lại trong vỉa. Phần dầu khí tích tụ cao trong phạm vi mỏ đã giảm đi đáng kể sau nhiều năm khai thác đã làm thay đổi tính chất vỉa, tính chất vật lý và do đó thông tin địa chấn cũng thay đổi. Tần số, biên độ phản xạ, tính liên tục trục đồng pha trên bề mặt phản xạ sẽ không còn như tài liệu cũ, dẫn đến khó khăn khi liên kết tài liệu địa chấn với tài liệu địa vật lý giếng khoan của các giếng khoan sau này.

Tại giếng BH-19, dầu được phát hiện ở độ sâu 4.331 - 4.861m TVDSS, tức là thấp hơn độ sâu trước đây đã xác định ở khu vực vòm Trung tâm mỏ Bạch Hổ. Các giếng khoan khác cũng có những sự kiện riêng nói lên sự phong phú của tầng chứa mỏ Bạch Hổ, cần làm sáng tỏ thêm các vị trí chứa dầu còn chưa được phát hiện. Đến nay, chưa thu hồi lại địa chấn (4D) bằng công nghệ mới nhất để có tài liệu chất lượng cao cung cấp thông tin tầng chứa và phân bố dầu - nước cần thiết cho nghiên cứu và điều chỉnh mạng lưới các giếng khoan khai thác và bơm ép. Việc khai thác tài liệu địa chấn chủ yếu vẫn chỉ là vẽ bản đồ các tầng ranh giới chuẩn các đơn vị địa tầng SH-3, 5, 7, 8, 10 và móng, chưa khai thác hết các thông tin địa chấn về biên độ, tần số, tốc độ cho nghiên cứu chi tiết địa tầng, thạch học, độ rỗng, độ bão hòa, hệ số Poisson... đối với các tầng chứa trong trầm tích và móng nứt nẻ cho nghiên cứu địa chất trong điều hành khai thác và quản lý mỏ.



Hình 1. Bản đồ vị trí khu vực mỏ Bạch Hổ [9]

Có một khó khăn tồn tại trong nghiên cứu địa chất mỏ Bạch Hổ liên quan đến liên kết số liệu địa chấn với số liệu giếng khoan. Ở phần trung tâm mỏ, nơi có mật độ giếng khoan cao, thu nhận được nhiều tài liệu giếng khoan để nghiên cứu. Ưu điểm của tài liệu giếng khoan là có độ phân giải thẳng đứng cao, chính xác, nhưng chỉ có giá trị trong lòng giếng khoan và vùng xung quanh gần thân giếng khoan. Ra xa khỏi giếng khoan và sâu hơn đáy giếng khoan khó liên kết các giếng khoan khác với nhau vì tướng địa chất thay đổi hoặc bị đứt gãy chẵn. Do không có kết hợp nghịch đảo địa chấn bằng tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao (Hình 11) nên việc liên kết trở nên khó khăn, đó cũng là lý do tại sao không vẽ được bản đồ đỉnh và đáy vỉa tầng sản phẩm. Hơn nữa, tài liệu địa vật lý giếng khoan chỉ đo trong thân giếng khoan ở những khoảng có các tầng sản phẩm, không liên tục cho cả mặt cắt địa chất khiến cho việc nghiên cứu toàn mỏ không thuận lợi. Mặt khác tài liệu sonic chỉ được hiệu chỉnh chính xác ở những giếng khoan có đo địa chấn thẳng đứng trong giếng khoan VSP, còn đa phần không có hiệu chỉnh. Những giếng khoan khô, không đúng độ sâu thiết kế, khai thác ngập nước, không tiếp nhận nước bơm vào, những giàn khai thác không đúng vị trí; chỉ có số ít giếng có sản phẩm cao... là những vấn đề cần được giải quyết. Do sử dụng tài liệu thu nổ địa chấn 3D công nghệ cũ trong quản lý mỏ nên công tác cải thiện thu hồi dầu kém hiệu quả. Hệ thống giàn khai thác trong đó có các giếng khoan khai thác và bơm ép không ở vị trí tối ưu trong không gian ba chiều. Điều này nói lên tính đa dạng, phức tạp của mỏ và là thách thức cho công tác nghiên cứu địa chất trong điều hành khai thác mỏ.

Hiện nay, phần triển vọng dầu khí còn lại xác định trên cơ sở tài liệu địa chấn thông thường là cực kỳ khó khăn. Mặc dù đã có nhiều giếng khoan, nhiều thông tin địa chất bổ sung để chính xác hóa nhưng tài liệu địa chấn vẫn là tài liệu liên kết cần thiết để sử dụng cho nghiên cứu trong quá trình phát triển mỏ. Không thể giải quyết việc nghiên cứu chi tiết và chính xác cao về địa tầng, thạch học, độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa... cho các tầng sâu trong đó có móng nứt nẻ nếu không có tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao kết hợp với tài liệu giếng khoan.

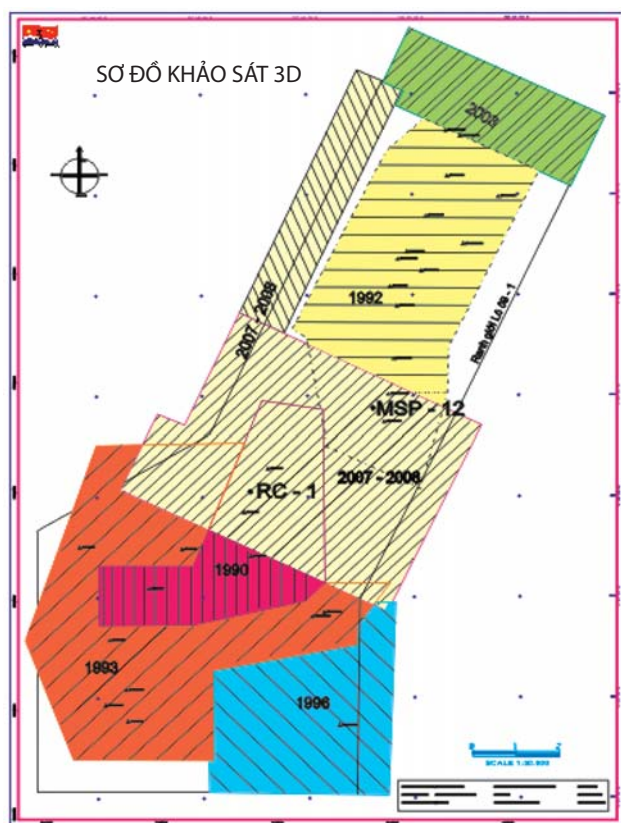
3. Tình trạng tài liệu địa chấn mỏ Bạch Hổ

Cấu tạo Bạch Hổ được phát hiện bằng tài liệu địa chấn 2D do Công ty Địa vật lý GSI thu nổ năm 1974 ở mạng lưới 4 x 4km. Sau ngày miền Nam hoàn toàn giải phóng, năm 1978, Tổng cục Dầu khí Việt Nam quyết định tiến hành khảo sát 731km tuyến địa vật lý mạng lưới 2D chi tiết 1 x 1km ở Bạch Hổ trong khuôn khổ hợp đồng thu nổ địa vật lý với Công ty Địa vật lý GECO, Na-uy. Năm 1985, Vietsovpetro đã khảo sát 552km tuyến địa chấn 2D đan dày xen kẽ với mạng lưới trước đây do GECO thực hiện để tạo ra mạng lưới 2D chi tiết hơn 0,5 x 0,5km với mục đích thu nhận được tài liệu minh giải thuận lợi hơn (Hình 3). Nhưng do công tác đảm bảo hàng hải và định vị hạn chế nên không đạt được khoảng cách đồng đều giữa các tuyến thu nổ. Cũng chính những tài liệu địa chấn 2D này đã được xử lý giả 3D bằng phần mềm của Công ty SIMON HORIZONT thực hiện ở London, Vương quốc Anh năm 1991.

Thực tế trong quá trình sử dụng, tài liệu địa chấn 2D chỉ đủ để giải quyết các vấn đề tìm kiếm các mỏ lớn có cấu trúc địa chất đơn giản và các đối tượng dầu khí ở độ sâu không lớn. Tài liệu địa chấn 2D không lý giải được hiện tượng giếng khoan sai độ sâu hay giếng khoan khô. Đối với mỏ có cấu trúc địa chất phức tạp, tài liệu địa chấn 2D không cho phép bố trí các giàn cố định, những giếng khoan thăm định, khai thác và bơm ép ở vị trí tối ưu. Giếng khoan BH-4 khoan hết chiều sâu thiết kế không gặp móng, tiếp tục khoan sâu hơn ở khả năng tối đa và phải dừng lại trước khi đến bề mặt móng. Giếng khoan BH-9 và một số giếng khác cũng không khoan đến móng; hiện tượng chân đế giàn cố định đã đánh chìm để xây dựng phải dừng lâu chờ cơ hội, những giếng khoan không đúng vị trí thiết kế... là một minh chứng. Những năm cuối thập niên 80 của thế kỷ trước, Vietsovpetro đã lên kế hoạch khảo sát địa chấn 3D trên mỏ Bạch Hổ nhưng không thực hiện được do chưa có khả năng kỹ thuật. Năm 1990, Vietsovpetro thực hiện

khảo sát địa chấn 3D lần đầu tiên ở Việt Nam thông qua hợp đồng với Công ty Địa vật lý GECO. Kết quả khảo sát chứng minh tính ưu việt của công nghệ mới 3D, đặc biệt làm rõ hình ảnh cấu trúc địa chất trước đây còn tranh cãi và nhờ đó lý giải những nghi ngờ về vị trí các giếng đã khoan. Tuy nhiên việc phê duyệt khảo sát địa chấn 3D ở mỏ Bạch Hổ bị chậm trễ do nhiều nguyên nhân chủ quan, khách quan. Đến năm 1992, khi đã khai thác được 10 triệu tấn dầu thô, địa chấn 3D trên một khối lượng khiêm tốn 242km² không phủ hết toàn bộ mỏ Bạch Hổ mới được phép thi công.

Năm 2003, Vietsovpetro đã thực hiện thu nổ địa chấn 3D ở phần diện tích còn lại phía Bắc mỏ Bạch Hổ thuộc khu vực hoạt động của Xí nghiệp để nối với giếng khoan BH-10 nằm trong phần thu nổ năm 1992. Các năm 2007 - 2008, Vietsovpetro tiếp tục tiến hành khảo sát địa chấn 3D phần còn lại ở phía Tây - Bắc nơi tiếp giáp với giếng khoan BH-11 và phần Tây - Nam mỏ Bạch Hổ tiếp giáp với mỏ Rồng, trong đó có gối đầu với phần khảo sát năm 1992 ở khu vực giếng BH-17 nơi đã đặt chân đế giàn cố định MSP-12. Nhưng do không có kỹ thuật undershooting nên không thu được hết số liệu ở khu vực này. Việc thu nổ địa chấn 3D bổ sung theo công nghệ cũ



Hình 2. Sơ đồ các khu vực khảo sát địa chấn 3D ở khu vực mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

không đáp ứng được việc nâng cao chất lượng tài liệu cho công tác nghiên cứu nứt nẻ và môi trường bất đẳng hướng cho toàn mỏ.

Toàn bộ diện tích khảo sát địa chấn 3D ở các năm khác nhau trên mỏ Bạch Hổ không phủ kín hết diện tích cần thiết của mỏ (Hình 2). Mặc dù vậy, những thông tin địa chấn 3D của phần còn bỏ trống trước đây đã làm sáng tỏ thêm bẫy chứa dầu và được khẳng định bằng khoan sâu.

Phương pháp thăm dò địa chấn cung cấp nhiều thông tin địa chất và đặc biệt hình ảnh cấu trúc địa chất mà các phương pháp khác không có được. Chính vì vậy mà tài liệu địa chấn được sử dụng như là tài liệu cơ sở cùng với các tài liệu giếng khoan khác trong quá trình tìm kiếm, thăm dò và khai thác mỏ. Phương pháp địa chấn có nhiều tiến bộ vượt bậc về kỹ thuật và công nghệ gắn liền với các lĩnh vực khoa học kỹ thuật khác giúp cho công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác nâng cao hiệu quả, rút ngắn thời gian và giảm chi phí. Từ phương pháp phản xạ thông thường phát triển ra phương pháp điểm sâu chung làm tăng tỷ số sóng có ích trên sóng nhiễu, đặc biệt làm suy giảm sóng lặp lại nhiều lần - một loại sóng nhiễu đặc trưng địa chấn biển, số mạch địa chấn trong cáp thu tăng dần từ 12, 24, 48... lên đến hàng nghìn mạch cho phép tăng năng suất thu nổ, tăng nguồn thông tin và tăng độ phân giải tài liệu. Nguồn nổ và cáp địa chấn biển cũng có nhiều cải tiến chống nhiễu, tăng cường độ tín hiệu thu. Cùng với kỹ thuật và công nghệ địa chấn, công tác định vị luôn song hành với khảo sát địa chấn cũng có nhiều tiến bộ. Từ định vị sóng vô tuyến như SYLEDIS, ARGO... đến định vị vệ tinh toàn cầu GPS được cải chính tín hiệu làm tăng độ chính xác định vị điểm thu tương ứng với độ chính xác và độ phân giải cao của các đối tượng nghiên cứu. Công nghệ thu nổ không ngừng phát triển nhằm khắc phục những hạn chế trước đây không thể thực hiện được và tăng độ chính xác của tài liệu, làm giàu thông tin địa chất như ghi sóng phản xạ chuyển đổi PS có thành phần sóng ngang S với chi phí thấp để nghiên cứu nứt nẻ và tăng độ sâu nghiên cứu. Công nghệ thu nổ nhiều hướng hoặc góc phương vị rộng có giá trị cao đối với các cấu trúc phức tạp và có độ bất đẳng hướng cao như mỏ Bạch Hổ.

Trong xử lý cũng có phần mềm diệt nhiễu áp dụng rộng rãi làm tăng chất lượng tài liệu như dịch chuyển thời gian 2D, dịch chuyển thời gian 3D, dịch chuyển thời gian hai lần và một lần sau cộng, dịch chuyển thời gian trước cộng, dịch chuyển sâu sau và trước cộng, dịch chuyển bất đẳng hướng, xử lý tập trung đa điểm. Các chương trình lọc

nhiều sóng lặp lại nhiều lần cần thiết cho địa chấn biển cũng không ngừng phát triển.

Công nghệ xử lý tập trung đa điểm không truyền thống có tác dụng nâng cao chất lượng tài liệu đặc biệt cho những vùng có địa chất phức tạp và đối tượng nghiên cứu ở độ sâu lớn mà địa chấn thông thường không giải quyết được.

Cho đến nay, khi đã khai thác được gần 200 triệu tấn dầu thô mà tài liệu địa chấn 3D thu nổ theo công nghệ của những năm trước vẫn còn đang sử dụng để phát triển và khai thác mỏ Bạch Hổ. Chính điều này dẫn đến những khó khăn trong quá trình thăm dò và khai thác.

4. Tài liệu địa chấn 3D năm 1992

Năm 1992, Công ty GECO đã huy động tàu địa chấn thu nổ GECO KAPPA và tàu nổ RED GOLD để thực hiện khảo sát địa chấn 3D trên mỏ Bạch Hổ theo hợp đồng ký kết với Vietsovpetro.

Thông số thu nổ cơ bản như sau:

- Diện tích khảo sát 3D đủ bọt: 242 km².
- Số cấp thu: 2.
- Độ dài mỗi cấp thu: 3.000m.



Hình 3. Mặt cắt địa chấn 2D [9]

- Số mạch địa chấn trong một cấp thu: 240.
- Khoảng cách giữa tâm các nhóm máy thu: 12,5m.
- Khoảng cách giữa các tuyến điểm giữa chung CMP: 50m.
- Bội phủ: 60.
- Nguồn nổ: nguồn đơn, súng hơi.
- Khoảng cách giữa hai điểm nổ: 25m.
- Thu nổ theo hướng Đông Nam - Tây Bắc.
- Định vị: SYLEDIS và GPS.

Công tác thu nổ được tiến hành trong tình trạng mỏ có nhiều chương ngại vật như các giàn MSP, BK, các tàu chứa dầu, các tàu xây dựng, dịch vụ, hệ thống các đường ống dẫn dầu khí ngầm và cáp điện ngầm. Để khắc phục tình trạng này cũng như bảo đảm an toàn các công trình biển và thu đầy đủ thông tin địa chấn, Công ty GECO đã áp dụng thu nổ hai tàu và theo kỹ thuật undershooting.

Hệ thống định vị SYLEDIS làm việc không ổn định, dễ bị ảnh hưởng bởi thời tiết và vào ban đêm, có tầm với hạn chế, độ chính xác không cao. Tại thời điểm này Hệ thống định vị vệ tinh toàn cầu GPS của Mỹ chưa hoàn chỉnh chỉ dùng làm hệ thống thứ cấp khi khảo sát địa vật lý do độ chính xác không cao và chưa được Chính phủ Mỹ cho phép sử dụng trong dân sự. Hệ thống la bàn đặt dọc theo cấp thu, hệ thống siêu âm và quang học (LASER) ở đầu, cuối cấp và nguồn nổ, hệ thống RGPS đặt ở phao cuối cấp thu để định vị vị trí nguồn nổ và điểm thu.

Tài liệu thực địa 3D này được xử lý dịch chuyển thời gian sau cộng ở trung tâm xử lý nhà thầu GECO tại Kuala Lumpur (Malaysia) dưới sự giám sát của các chuyên gia Vietsovpetro và Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. Tài liệu này không đảm bảo chất lượng để nghiên cứu chi tiết (Hình 4). Việc xử lý lại tài liệu địa chấn 3D này trở thành một yêu cầu để nghiên cứu địa chất mỏ. Vấn đề này không dễ dàng được chấp nhận ngay do có nhiều ý kiến khác nhau.

Do nhu cầu nghiên cứu mỏ, Vietsovpetro đã thực hiện xử lý lại tài liệu địa chấn thu nổ năm 1992 bằng dịch chuyển chiều sâu sau cộng tập trung vào tầng móng vào năm 1995 ở Trung tâm xử lý nhà thầu phụ GOLDEN GEOPHYSICAL tại Texas (Hoa Kỳ) để phục vụ cho công tác mô phỏng của nhà thầu chính SSI, dưới sự giám sát chặt chẽ của đại diện Vietsovpetro, sau đó đã tiến hành xử lý dịch chuyển chiều sâu trước khi cộng PrSDM. Công nghệ mới xử lý dịch

chuyển chiều sâu cho kết quả tốt đánh dấu cột mốc quan trọng trong nghiên cứu mỏ Bạch Hổ (Hình 5).

Kết quả xử lý lại tài liệu địa chấn 3D bằng dịch chuyển chiều sâu mở ra hướng đi mới cho những nhà nghiên cứu tầng chứa móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ. Tài liệu này cung cấp các thông tin địa chất mới bằng hình ảnh cấu trúc rõ ràng và lý giải được hiện tượng các giếng khoan khô hay khoan không đúng chiều sâu thiết kế và làm thay đổi quan niệm và tư duy địa chất, bình đồ cấu tạo bề mặt tầng móng thay đổi chi tiết đáng kể (Hình 6, 7, 8, 9). Những khái niệm và thuật ngữ “tầng không phân dị”, “tầng phong hóa”, “móng tươi”... nay được nhìn nhận đầy đủ hơn. Vấn đề đứt gãy nghịch gây tranh cãi trên các tài liệu trước đây cũng được làm sáng tỏ (Hình 5).

Từ đây, việc khai thác thông tin địa chấn trong móng mỏ Bạch Hổ để khẳng định có sự tồn tại tầng chứa trong móng đã được triển khai mà trước đây không được đề cập đến. Ngoại trừ trường hợp báo cáo của Viện Dầu khí Việt Nam mà tác giả là TSKH. Trương Minh và KS. Hà Quốc Quân đã mạnh dạn sử dụng thông tin địa chấn 2D dưới móng để đánh giá trữ lượng một cách lạc quan, đưa trữ lượng tiềm năng dầu khí của mỏ lên đến tỷ tấn nhưng không được chú ý đến.

Việc phát hiện dầu trong móng là may mắn và rất tình cờ. Những giếng khoan thăm dò trước đây do nhà thầu khoan thiết kế, thi công xây dựng giếng khoan, thử vỉa và viết báo cáo tổng kết khoan (trong thiết kế giếng khoan đều có yêu cầu khoan xuyên vào trong móng đủ sâu, lấy mẫu để chứng minh đã đi qua hết lát cắt trầm tích). Mặt khác, nhà thầu thường thiết kế và khoan sâu hơn trong móng. Vì vậy, ở giếng khoan BH-1 khi khoan vào móng phải dừng lại theo chiều sâu thiết kế, mặc dù có biểu hiện mất dung dịch và tốc độ khoan nhanh còn có khả năng khoan sâu hơn. Khi giếng khoan Bạch Hổ BH-6 khoan trong móng sâu hơn thiết kế thấy dầu cũng không được xác nhận mà cho rằng dầu thu được từ tầng Oligocen. Chỉ sau này khi tài liệu địa chấn 3D dịch chuyển chiều sâu có chất lượng tốt và kết quả nghiên cứu các mẫu lõi, mẫu dầu ở các giếng khác mới có đủ cơ sở kết luận chính xác về dòng dầu trong móng nứt nẻ được phát hiện đầu tiên ở mỏ Bạch Hổ chính tại giếng khoan BH-6.

Những hạn chế mang tính lịch sử của lần thu nổ địa chấn 3D đầu tiên năm 1992 là:

- Diện tích mạng lưới 3D nhỏ không phủ trùm hết toàn bộ diện tích mỏ, còn bỏ trống những diện tích không có thông tin.

- Tuyến địa chấn ngắn và chiều dài cáp chưa đủ dài, không phù hợp với chiều sâu nghiên cứu, hạn chế thu sóng trao đổi PS dẫn đến hạn chế thu nhận thông tin bất đẳng hướng cho đối tượng dầu khí ở các độ sâu khác nhau, đặc biệt là trong móng nứt nẻ. Mặc dù độ dài ghi là 5sec., nhưng từ độ sâu tầng chứa móng nứt nẻ trở xuống tồn tại sóng dọc P và yếu dẫn trên nền phong nhiễu, sóng chuyển đổi PS để nghiên cứu nứt nẻ không thu được đầy đủ.

- Khoảng cách giữa các tuyến CMP thưa không có khả năng tăng độ phân giải cao hơn.

- Thu nổ theo một hướng Đông Nam - Tây Bắc và ngược lại, chỉ là 2D đơn dày, độ phân giải thấp và nhiễu mạnh, không cho hình ảnh cấu trúc hoàn thiện.

- Bội phủ 60 không đủ lớn để loại trừ sóng lặp lại.

- Độ chính xác và ổn định của hệ thống định vị bị hạn chế.

- Xử lý chưa có các công nghệ như ngày nay.

Vì vậy, tài liệu địa chấn 3D thu nhận theo công nghệ cũ trước đây không phản ánh được mối quan hệ biên độ và thông tin bất đẳng hướng của tầng chứa. Sử dụng sóng dọc P không phân biệt được các lý do gây ra dị thường biên độ, trong khi đó sóng ngang S hay sóng chuyển đổi PS có tác dụng tốt cho việc nghiên cứu này. Tài liệu địa chấn không có sóng ngang S hay sóng chuyển đổi PS trở nên không nhạy cảm và không thích hợp cho việc áp dụng các kỹ thuật và công nghệ mới để nghiên cứu nứt nẻ, bất đẳng hướng. Việc minh giải, phân tích và nghiên cứu như nghịch đảo địa chấn nhằm nhận biết ranh giới các tầng sản phẩm, sự thay đổi tướng (Hình 11), biên độ thay đổi theo khoảng cách thu nổ AVO, trở kháng âm học AI, trở kháng đàn hồi EI, hệ số Poisson, tính chất tầng chứa... cần có tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao. Một số công trình nghiên cứu đã sử dụng tài liệu địa chấn 3D thông thường hạn chế về chất lượng làm đầu vào cho các kỹ thuật, công nghệ như nghịch đảo địa chấn, AVO không có kết quả tốt.

5. Lý do phải thực hiện thu nổ 3D và xử lý tài liệu bằng công nghệ cao

Hình ảnh địa chấn chính xác cao mang tính quyết định đến khả năng thành công của việc xác định vị trí giếng khoan và vị trí giàn khai thác MSP trong phạm vi mỏ. Dựa trên kỹ thuật và công nghệ địa chấn truyền thống, những hình ảnh địa chấn thường dựa trên những

giả định sai về cấu trúc địa chất dưới sâu. Nghiên cứu mỏ có cấu trúc phức tạp trong đó có tầng chứa đá móng nứt nẻ như mỏ Bạch Hổ đòi hỏi một cách tiếp cận kỹ thuật riêng mang tính đặc trưng. Trong phương pháp thăm dò địa chấn, việc thu nổ sóng chuyển đổi PS và xử lý bằng những công nghệ mới nhất sẽ thu được các thông tin bổ ích cho đặc thù của mỏ này.

Đối với mỏ Bạch Hổ, cần phải tiến hành thu nổ lại địa chấn 3D với những lý do sau đây:

- Sản lượng dầu khí ở các mỏ lớn ngày càng cạn kiệt, giá dầu thô tăng cao trong khi nhu cầu sử dụng năng lượng hóa thạch ngày càng nhiều hơn. Vì vậy cần phải nghiên cứu khai thác tận thu nguồn tài nguyên dầu khí, đóng góp vào sự phát triển kinh tế đất nước.

- Việc tìm kiếm, phát hiện thêm mỏ mới ngày càng khó khăn và chi phí khai thác ngày càng cao nên cần phải áp dụng công nghệ mới để phát hiện và gia tăng trữ lượng từ các mỏ nhỏ ở độ sâu lớn, ở dạng phi cấu tạo hoặc ở vùng biển nước sâu xa bờ và các mỏ đang khai thác đã giảm sản lượng.

- Mỏ Bạch Hổ nằm trong bồn trũng Cửu Long, nơi giàu tiềm năng dầu khí và có vị trí rất thuận lợi cho thăm dò và khai thác.

- Mỏ Bạch Hổ có địa chất phức tạp, độ bất đồng nhất cao, các thân cát chứa dầu trong trầm tích khó phát hiện, các đối tượng chứa dầu nằm ở độ sâu lớn, nhiều đứt gãy có biên độ và hướng đổ khác nhau, đặc biệt tầng móng nứt nẻ chứa dầu nằm ở độ sâu lớn cần có những biện pháp kỹ thuật và công nghệ hiện đại, phù hợp.

- Sản lượng khai thác tại mỏ đang suy giảm, cần hoàn thiện và nâng cao thu hồi dầu trên cơ sở tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao kết hợp với các loại tài liệu giếng khoan khác.

- Cần sử dụng và khai thác tối đa cơ sở vật chất kỹ thuật hiện có trên mỏ Bạch Hổ như các giàn khai thác cố định MSP và BK, hệ thống đường ống dẫn dầu khí và cáp điện ngầm, giàn công nghệ xử lý dầu thô, bến nổi tàng trữ và xuất dầu...

- Cần cung cấp đủ và lâu dài dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

- Tài liệu thu nổ địa chấn 3D năm 1992 mặc dù chỉ là 2D đan dày nhưng đã cung cấp kịp thời nhiều thông tin quý giá cho thăm dò, khai thác và làm thay đổi tư duy địa chất, giải quyết kịp thời vấn đề sản xuất trong thời gian

qua. Tuy nhiên, công tác thu nổ địa chấn 3D năm 1992 vẫn có những hạn chế về tư duy và công nghệ. Đây chính là lý do để có biện pháp làm tăng chất lượng tài liệu địa chấn 3D bằng thu nổ lại công nghệ cao.

- Hiện nay, trên cơ sở tài liệu địa chấn 3D cũ vẫn chưa vẽ được bản đồ đỉnh, đáy và bản đồ chiều dày tầng sản phẩm trong trầm tích, bản đồ phân bố nứt nẻ tin cậy cao, hay bản đồ phân bố dầu trong đá móng.

- Tài liệu địa chấn cũ phản ánh tình trạng địa chất tại thời điểm khi thu nổ, hiện nay chỉ còn là hình ảnh ảo. Bức tranh địa chất đã thay đổi nhiều khi mỏ đã bước vào giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác và ngập nước mạnh do đã lấy đi một khối lượng lớn dầu thô, khí đồng hành và bơm vào mỏ một khối lượng nước biển tương tự.

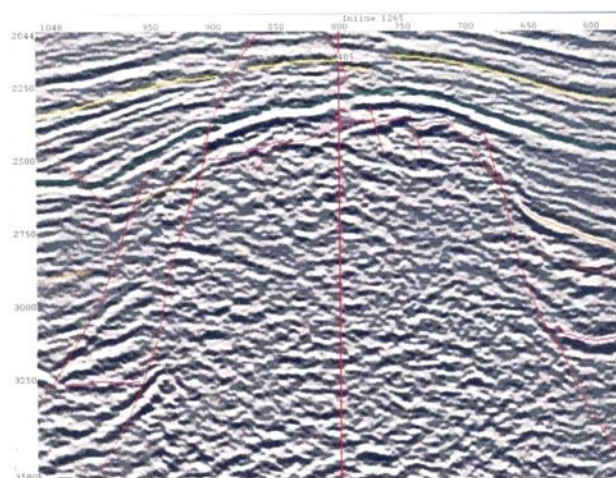
- Giếng khoan BH-19 và các giếng khoan khác cho thấy khả năng dầu khí tiềm ẩn ở nhiều vị trí và độ sâu khác nhau chưa được xác định và cần giải quyết vấn đề nghiên cứu mỏ triệt để hơn.

- Công nghệ thu nổ nhiều hướng khác nhau hay góc phương vị rộng - địa chấn 3D thực thụ - cho phép thu các thông tin địa chấn có độ phân giải cao ở những vùng có cấu trúc phức tạp mà trước đây không thể có được.

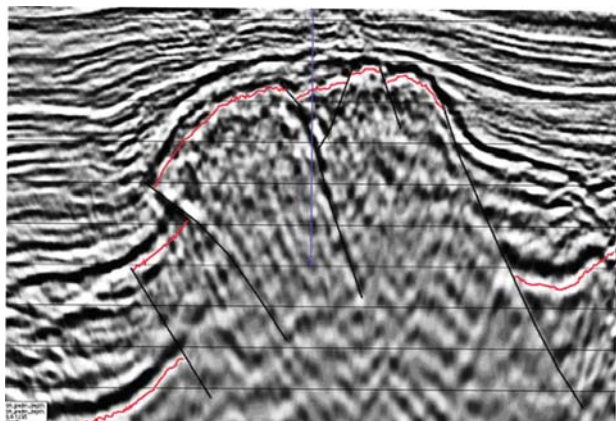
- Ngày nay công nghệ thu nổ và kỹ thuật trong thăm dò địa chấn có nhiều tiến bộ cần được cập nhật và áp dụng trong tìm kiếm thăm dò dầu khí.

- Công tác hàng hải và định vị có độ chính xác và ổn định cao hơn trước.

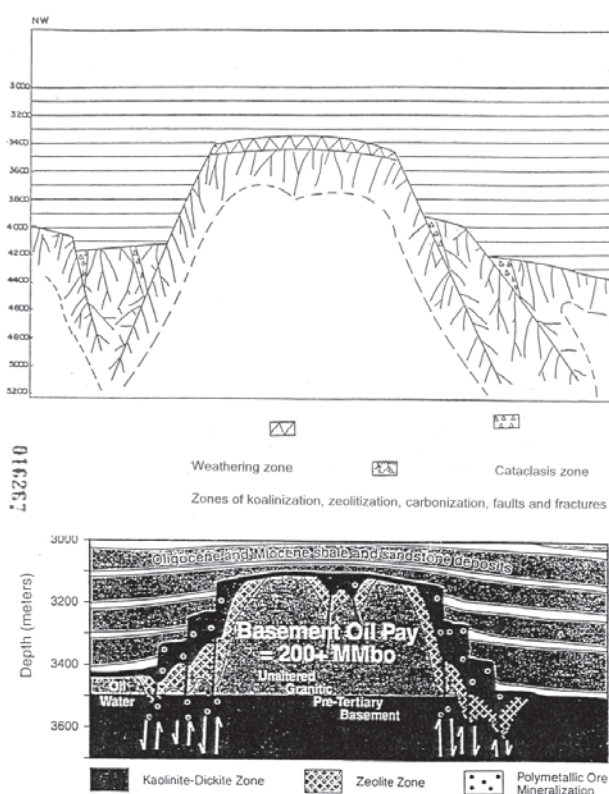
- Xử lý địa chấn bất đẳng hướng và xử lý công nghệ mới tập trung đa điểm cho phép làm tăng chất lượng tài



Hình 4. Một cắt địa chấn 3D (trùng với tuyến 2D Hình 3) xử lý theo PSTM năm 1992 tại Malaysia [9]



Hình 5. Một cắt địa chấn 3D xử lý theo PrSDM (trùng với tuyến ở Hình 3 và 4) [9]



Hình 6. Các mô hình địa chất xây dựng trên cơ sở tài liệu địa chấn xử lý thông thường và tài liệu địa chất [9]

liệu địa chấn, nâng cao độ chính xác cấu trúc địa chất, đặc biệt cho những vùng địa chất phức tạp và có độ sâu lớn mà trước đây cho là vùng mù khó khăn cho công tác minh giải (Hình 16).

- Áp dụng công nghệ thu nổ 3D thực thụ và xử lý bằng công nghệ cao sẽ thu nhận được tài liệu địa chấn chất lượng thông tin cao, tạo ra khối số liệu thông tin gốc (master data) chứa đựng chi tiết các thông số là số liệu đầu vào tin cậy cho các nghiên cứu tiếp theo như biên độ

thay đổi theo khoảng cách AVO, biên độ thay đổi theo góc phương vị AVAZ, nghịch đảo địa chấn Inversion, trở kháng âm học AI, trở kháng đàn hồi EI, hệ số Poisson... cho đặc trưng tầng chứa.

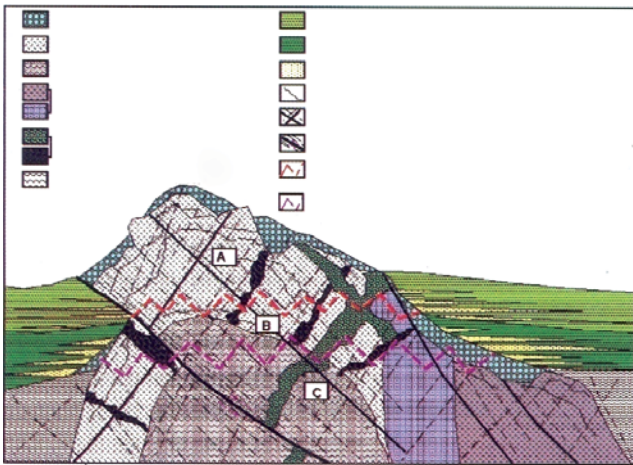
- Tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao có độ phân giải ngang 12,5m bổ sung cho tài liệu địa vật lý giếng khoan có độ phân giải ngang hạn chế sẽ là số liệu đầu vào quan trọng mang tính quyết định đến kết quả chạy hệ thống thần kinh nhân tạo trong mô hình địa chất. Cho dù tài liệu địa vật lý giếng khoan có độ phân giải thẳng đứng cao nhưng nếu bỏ qua tài liệu địa chấn 3D chất lượng cao thì sản phẩm của loại hình nghiên cứu này sẽ giảm giá trị dẫn đến những quyết định kém hiệu quả do những hạn chế của loại tài liệu này. Trong mạng lưới nứt nẻ không liên tục DFN hướng nứt nẻ và phân bố chiều dài nứt nẻ lấy từ số liệu địa chấn 3D chất lượng cao. Mạng lưới DFN này không thể thiết lập hệ thống nứt nẻ cách xa thân giếng khoan về chiều ngang và chiều sâu dưới đáy giếng khoan khi thiếu vắng số liệu địa chấn 3D chất lượng cao.

- Mô hình địa chất được xây dựng và khống chế bằng số liệu địa chấn 3D chất lượng cao trong đó có các thuộc tính địa chấn được sử dụng như là đầu vào tin cậy cho quá trình làm mô hình nứt nẻ. Mô hình nứt nẻ cuối cùng sẽ là đầu vào cho mô phỏng tầng chứa.

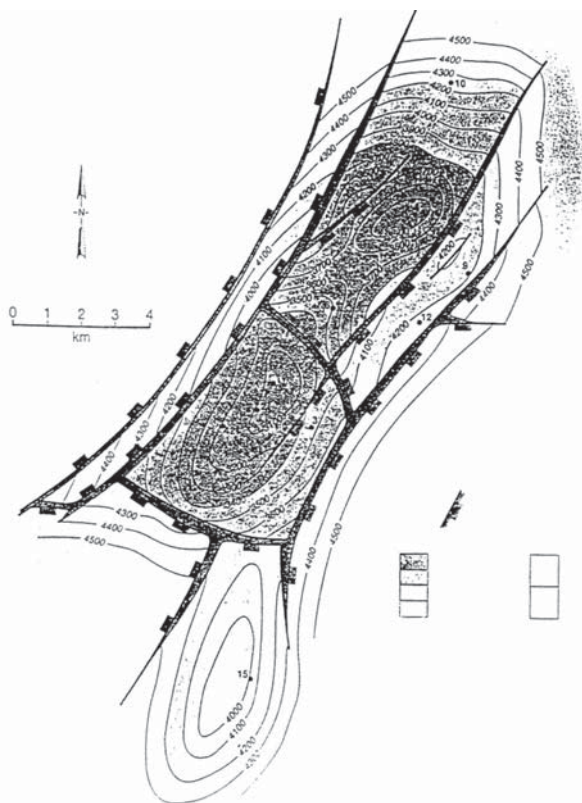
Thực hiện thu nổ địa chấn 3D và xử lý lại bằng công nghệ cao sẽ là khâu đột phá để tháo gỡ những khó khăn khai thác mỏ đang gặp phải và hoàn thành các nhiệm vụ về thăm dò và khai thác dầu khí đang đặt ra.

6. Thu nổ công nghệ cao nhiều góc phương vị hay góc phương vị rộng

Tìm kiếm, thăm dò dầu khí là một ngành khoa học dự báo, khả năng thành công phụ thuộc nhiều vào số lượng thông tin và chất lượng thông tin. Trong nhiều năm qua, lĩnh vực địa chấn xuất hiện nhiều công nghệ mang tính đột phá phục vụ cho nghiên cứu địa chất dầu khí đã được áp dụng cho sản xuất. Đó là thu nổ nhiều góc phương vị hay góc phương vị rộng để tăng cường thông tin địa chất (Hình 14); xử lý bất đẳng hướng phục vụ cho nghiên cứu những đối tượng chứa dầu có mức độ bất đẳng hướng góc phương vị cao, trong đó có móng nứt nẻ; xử lý tập trung đa điểm có hiệu quả cao đối với những vùng địa chất phức tạp mà địa chấn thông thường chỉ ghi được những thông tin nghèo nàn, độ tin tưởng không cao trên nền nhiễu mạnh (Hình 16).

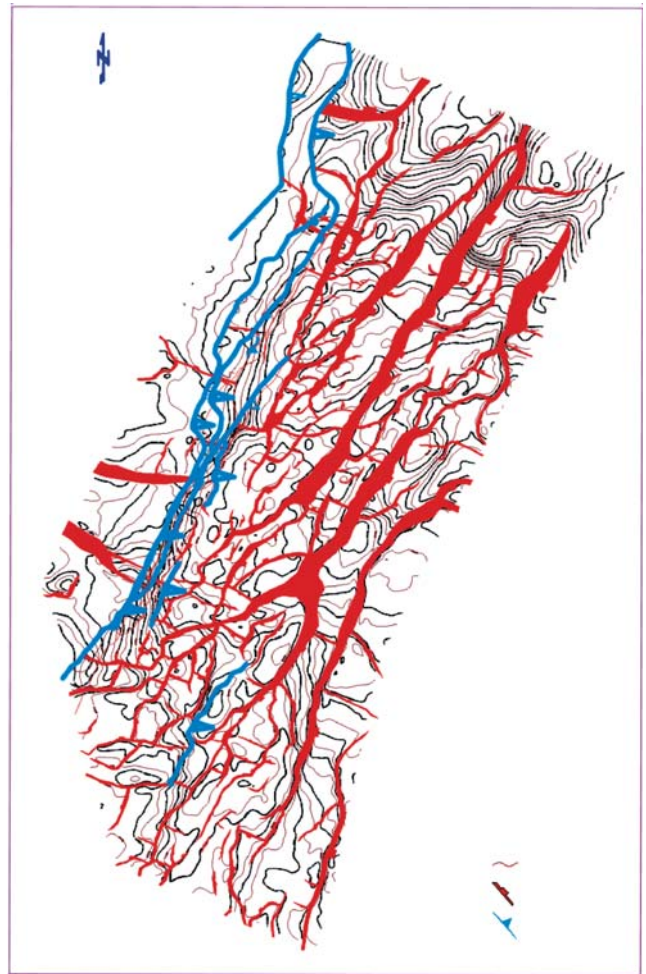


Hình 7. Mô hình địa chất xây dựng trên cơ sở tài liệu địa chấn 3D xử lý theo PrSDM, số liệu mẫu lõi và tài liệu địa vật lý giếng khoan (theo Trịnh Xuân Cường) [9]



Hình 8. Bản đồ cấu trúc bề mặt tầng móng dựa trên tài liệu địa chấn 2D thông thường [9]

Kỹ thuật khảo sát địa chấn 3D trên mỏ Bạch Hổ trước đây cần được thay thế bằng những công nghệ kỹ thuật hiện đại hơn. Số liệu địa chấn cũ trở nên không còn phù hợp, thông tin địa chất các giếng khoan không đủ để liên kết nếu không có số liệu địa chấn giàu thông tin và độ chính xác cao làm cơ sở. Mạng lưới địa chấn 3D trước đây chỉ phủ trên một phạm vi hạn hẹp trên phần đỉnh mỏ mà

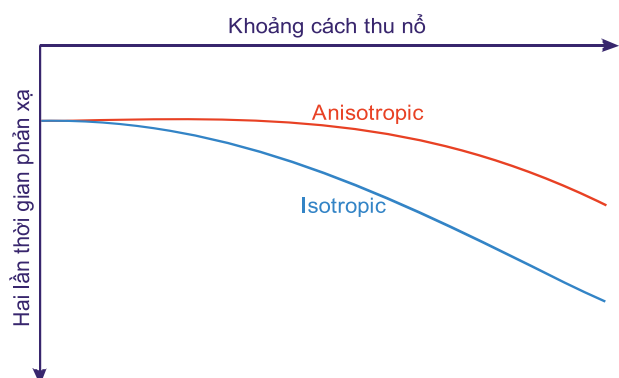


Hình 9. Bản đồ cấu trúc bề mặt tầng móng dựa trên tài liệu địa chấn 3D xử lý theo PrSDM [9]

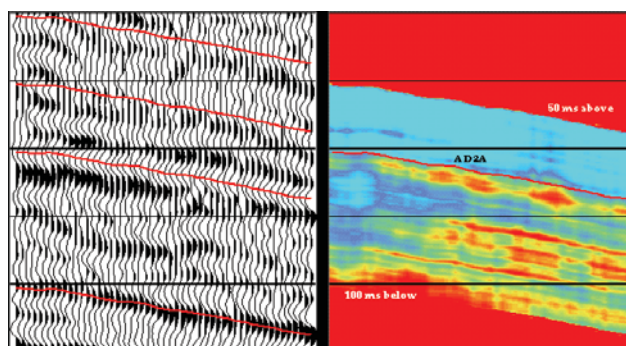
đối tượng khai thác dầu lại ở độ sâu lớn hơn đáy các giếng đã khoan và trải rộng hơn dự tính ban đầu. Tầng móng nứt nẻ là môi trường bất đẳng hướng đặc trưng truyền sóng địa chấn ngang S và sóng chuyển đổi PS mà đến nay chưa áp dụng kỹ thuật công nghệ phù hợp. Khai thác các thông tin về mật độ nứt nẻ, hướng nứt nẻ và phân bố nứt nẻ đòi hỏi phải có thông tin về sóng ngang S hay sóng trao đổi PS.

Hướng nứt nẻ có thể được suy luận từ việc phân tích tốc độ sóng ngang S hoặc sóng chuyển đổi PS nếu tuyến thu nổ có các góc phương vị khác nhau. Cho nên thu nổ địa chấn 3D nhiều góc phương vị là một trong những vấn đề cần quan tâm để có khả năng thu thập nhiều thông tin về nứt nẻ.

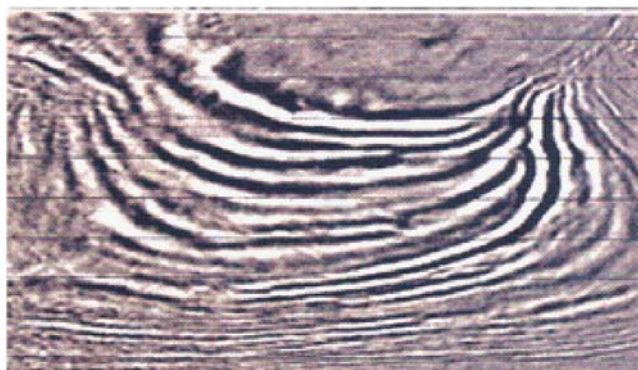
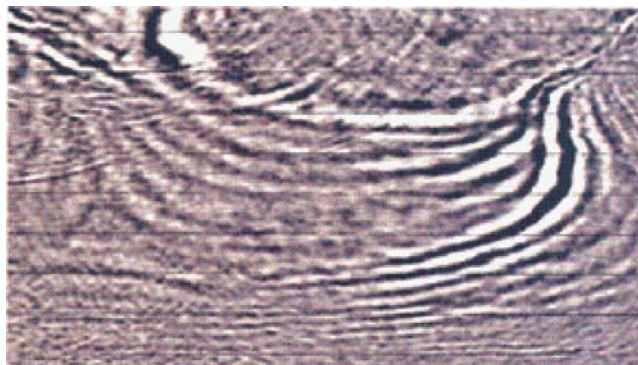
Do sóng ngang S không lan truyền trong nước biển nên sử dụng máy thu geophones khó thi công, giá thành cao, thay vào đó việc thu sóng trao đổi PS bằng sử dụng cáp thu địa chấn nổi thông thường chứa máy thu hydrophones (Hình 13) có khoảng cách thu nổ (offset) lớn



Hình 10. Sự khác biệt phụ thuộc vào khoảng cách thu nổ và thời gian phản xạ giữa đường cong bất đẳng hướng Anisotropy (đỏ) và đường cong đẳng hướng Isotropy (xanh)



Hình 11. Mặt cắt địa chấn (trái) và mặt cắt nghịch đảo địa chấn (phải) [7]. Đây là sự chuyển đổi từ mặt cắt địa chấn sang mặt cắt địa chấn để nghiên cứu tương địa chất, hình dạng vỉa sản phẩm...



Hình 12. So sánh mặt cắt địa chấn 3D thông thường (trên) với mặt cắt địa chấn góc phương vị rộng (dưới) [12]

theo nhiều góc phương vị khác nhau hay góc phương vị rộng sẽ giảm đáng kể chi phí thu nổ và xử lý.

Áp dụng công nghệ thu nổ mới có khoảng cách máy thu - nguồn nổ lớn và góc phương vị rộng hay nhiều góc phương vị để thu tín hiệu sóng trao đổi PS chứa các thông tin về hướng, mật độ và cường độ nứt nẻ là biện pháp kỹ thuật đúng và cần thiết để nghiên cứu tầng chứa móng.

Công nghệ mới hiện nay cho phép thực hiện 3D hoàn thiện và đúng nghĩa của nó thay thế địa chấn 3D đơn giản trước đây. Việc thu nổ các hướng khác nhau hoặc góc phương vị rộng sẽ cho hình ảnh cấu trúc đầy đủ, nhiều thông tin (Hình 12), trong đó có thông tin bất đẳng hướng. Thuật ngữ "góc phương vị rộng hay nhiều góc phương vị" trở nên sôi động trong hoạt động địa vật lý trên thế giới trong những năm gần đây. Đây là công nghệ mới được phát triển nhờ định vị có độ chính xác cao và tính đồng bộ cao giữa các tàu thu nổ địa chấn. Thi công thu nổ địa chấn 3D trên mỏ đang khai thác là công việc không mấy dễ dàng, đòi hỏi tổ chức tốt và kết hợp đồng bộ giữa các hoạt động trên mỏ. Địa chấn 3D công nghệ cao cả về thu nổ và xử lý cho phép tăng thông tin và khả năng loại trừ sóng lặp lại cao làm tăng chất lượng hình ảnh bề mặt ranh giới phản xạ tốt hơn, tăng độ phân giải, đặc biệt ở khu vực xung quanh đứt gãy và tăng tính liên tục trực đồng pha, kết quả nghiên cứu sẽ có độ chính xác cao.

Chất lượng tài liệu địa chấn quyết định đến chất lượng kết quả các phương pháp kỹ thuật nghiên cứu địa chất như nghịch đảo địa chấn inversion (Hình 11), biên độ thay đổi theo khoảng cách AVO hay góc phương vị AVAZ... ảnh hưởng đến nghiên cứu đặc tính tầng chứa như độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa, bản đồ tầng chứa, bản đồ phân bố nứt nẻ, dầu khí...

Cho đến nay vẫn chưa vẽ được bản đồ tin cậy bề mặt và đáy tầng sản phẩm hoặc chiều dày tầng sản phẩm. Điều này thể hiện độ chính xác trữ lượng vì diện tích và thể tích là hai trong số các thông số tính trữ lượng ảnh hưởng mạnh đến kết quả tính toán. Một khi con số trữ lượng có sai số lớn sẽ ảnh hưởng đến việc xây dựng và thực hiện các kế hoạch tiếp theo.

Bằng công nghệ mới có thể xác định được thêm các đối tượng còn ẩn chứa, cải thiện được hệ số thu hồi dầu, giảm bớt đáng kể phần dầu bỏ sót, tìm các vị trí mới thích hợp cho các giếng khoan hoặc giàn khai thác mới trong kế hoạch tái phát triển mỏ, làm tăng thêm hệ số khai thác và tăng hiệu quả thăm dò khai thác.

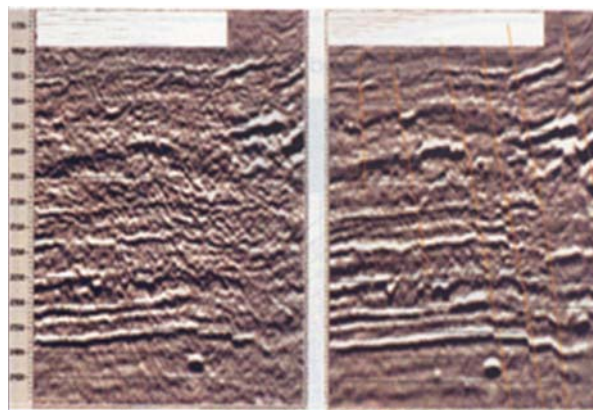
Địa chấn 3D nhiều góc phương vị hay góc phương vị rộng có độ dài cáp thu lớn và các tuyến điểm sâu chung đủ dài hợp lý, có diện tích thu nổ đủ rộng phủ kín toàn bộ diện tích mỏ sẽ cung cấp đầy đủ thông tin chất lượng cao cần thiết để nghiên cứu mỏ. Vì vậy, việc thu nổ lại địa chấn 3D trên mỏ Bạch Hổ và xử lý bằng công nghệ cao cho môi trường bất đẳng hướng của tầng chứa móng granite nứt nẻ sẽ là bước tiến quan trọng trong nghiên cứu mỏ để giải quyết những khó khăn và yêu cầu sản xuất.

Những yếu tố để tăng chất lượng tài liệu địa chấn khi thu nổ lại là:

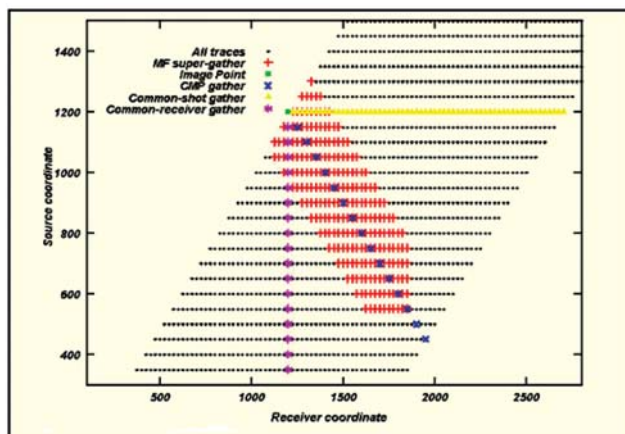
- Tính đồng bộ giữa các tàu nổ và tàu ghi rất cao trong vùng mỏ đang khai thác cho phép thực hiện nhiều góc phương vị để tăng độ phân giải và hình ảnh lát cắt địa chấn.
- Khả năng sử dụng nhiều tàu thu nổ để tăng năng suất, giảm thời gian thi công ngoài thực địa và tránh các chướng ngại vật.
- Tùy theo tình trạng cấu trúc địa chất và các chướng ngại vật tồn tại trên mỏ có thể xác định các góc phương vị tối ưu, khoảng cách thu - nổ và kỹ thuật thu nổ thích hợp để đảm bảo thu đầy đủ thông tin và an toàn cho các công trình dầu khí và tàu địa chấn.
- Sử dụng nguồn nổ đủ mạnh để cung cấp năng lượng cho các mạch xa, có sự đồng bộ cao giữa các súng hơi và phổ tần số nguồn nổ thích hợp.
- Cáp thu địa chấn giảm nhiễu để thu được thông tin địa chấn tốt hơn, khử nhiễu tốt hơn và tăng hệ số sóng có ích trên sóng nhiễu.
- Diện tích 3D đủ bội phủ kín toàn bộ mỏ Bạch Hổ ước chừng ít nhất gấp ba lần diện tích đủ bội thu nổ năm 1992 sẽ cho mỏ Bạch Hổ một khối số liệu hoàn hảo.
- Tăng chiều dài cáp thu thích hợp với độ sâu nghiên cứu để tăng khả năng thu sóng PS và tăng thông tin bất đẳng hướng phục vụ cho công tác nghiên cứu tầng chứa.
- Chọn độ sâu cáp thu và độ sâu nguồn nổ thích hợp với dải tần yêu cầu ghi.
- Có bội phủ cao khi xử lý để loại trừ sóng lặp lại và các loại nhiễu khác làm tăng tín hiệu sóng địa chấn.
- Công tác hàng hải và định vị có độ chính xác và ổn định cao hơn nhiều so với trước đây nhờ hệ thống định vị GPS ổn định dùng trong mục đích dân sự được cải chính tín hiệu vệ tinh tại khu vực khảo sát và hệ thống siêu âm,



Hình 13. Minh họa sử dụng hai tàu thu nổ để tăng khoảng cách thu nổ nhằm thu nhận sóng chuyển đổi PS [12]



Hình 14. So sánh mặt cắt địa chấn một góc phương vị (trái) với mặt cắt địa chấn sáu góc phương vị (phải) [12]



Hình 15. Sơ đồ cộng tập trung đa điểm. Chất lượng tài liệu cộng tập trung đa điểm tốt hơn nhờ có số lượng lớn các mạch cộng lại với nhau, khả năng khử các loại nhiễu cao, trong đó có sóng lặp lại nhiều lần [12]

la bàn hoàn thiện lắp đặt trên các cáp thu địa chấn và trên các tàu thu nổ...

- Có nhiều thiết bị kiểm tra để tăng khả năng chất lượng thu nổ.

7. Xử lý bất đẳng hướng và tập trung đa điểm

Xử lý bất đẳng hướng tốc độ và xử lý tập trung đa điểm làm thay đổi chất lượng tài liệu xử lý mang tính đột phá cho công tác thăm dò khai thác dầu khí, đặc biệt cho các mỏ có tầng chứa nứt nẻ hoặc có cấu trúc địa chất phức tạp xuất hiện những năm gần đây.

Phương pháp xử lý truyền thống mà hiện nay vẫn còn đang áp dụng dựa trên giả định các tầng phản xạ nằm ngang hoặc có góc nghiêng nhỏ, môi trường truyền sóng đơn giản không phù hợp với thực trạng địa chất phức tạp của nhiều vùng nghiên cứu.

Phần lớn các bước xử lý tài liệu địa chấn truyền thống như hiệu chỉnh động NMO có tốc độ không phù hợp, hiệu chỉnh độ nghiêng DMO, phân tích tốc độ V_{RMS} , dịch chuyển bằng các thuật toán khác nhau như Kirchhoff, turning wave Kirchhoff, curved-ray Kirchhoff... là những kỹ thuật, công nghệ được áp dụng rộng rãi nhưng chỉ trên cơ sở mô hình truyền sóng đơn giản của môi trường đẳng hướng.

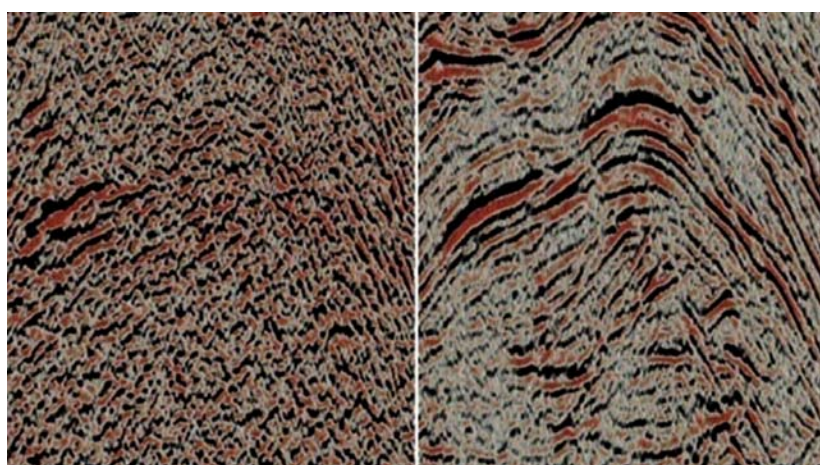
Mạch địa chấn cộng chỉ sử dụng các mạch địa chấn có cùng một điểm sâu chung CMP và sử dụng phương trình hiệu chỉnh động NMO hyperbolic cho sự khác biệt thời gian, có khoảng cách thu - nổ khác nhau được cộng lại với nhau. Phương trình hiệu chỉnh động học hyperbolic NMO rất hạn chế, chỉ đúng cho các mặt phản xạ phẳng hoặc có góc nghiêng nhỏ dưới 15° với tốc độ không đổi theo một mô hình định sẵn và cũng chỉ có tác dụng ở khoảng cách gần đối với cáp địa chấn ngắn, ít mạch. Các

thông số mật độ ρ và góc nghiêng α trong công thức không được tính đến. Các mạch địa chấn xa ở phần cuối cáp thu địa chấn thường bị cắt nhiều để làm sạch nhưng lại mất tín hiệu thu được ở các mạch xa và thông tin bất đẳng hướng quan trọng bị loại bỏ ngay từ những bước xử lý đầu trong chuỗi các bước xử lý. Những yếu điểm này làm cho kết quả thu nổ và xử lý tài liệu có chất lượng kém, không phản ánh đúng thực trạng địa chất, đặc biệt ở các vùng có cấu trúc địa chất phức tạp, các mặt phản xạ có độ nghiêng lớn, gồ ghề, nhiều đứt gãy và các đới nứt nẻ, hệ số tín hiệu có ích trên nhiễu kém đi. Điều này dẫn đến những sai lầm cho việc quyết định đặt vị trí giếng khoan hay vị trí giàn cố định khai thác MSP, BK trong đó có giàn BK-9 mỏ Bạch Hổ.

Sự hiện diện bất đẳng hướng địa chấn có thể ở các mức độ khác nhau. Bất đẳng hướng góc phương vị được phát hiện trong địa chấn thăm dò ở giữa những năm 80 của thế kỷ trước và sau đó được Hội Địa vật lý thăm dò SEG công bố. Từ đó bất đẳng hướng địa chấn phát triển mạnh mẽ và được chấp nhận trong công nghiệp dầu khí.

Hiện nay, xu hướng chính sử dụng tài liệu địa chấn 3D tập trung vào tính bất đẳng hướng góc phương vị. Xử lý bất đẳng hướng khắc phục được hiện tượng trên, duy trì được thông tin ở các mạch xa và trực đồng pha được nắn trung thực hơn (Hình 10).

Ảnh hưởng bất đẳng hướng đến thời gian truyền sóng dọc P thường rất nhỏ và khó nhận biết, nhưng đối với sóng ngang S hay sóng chuyển đổi PS thì có khác biệt lớn. Đây chính là cơ sở sử dụng sóng ngang S hay sóng chuyển đổi PS để nghiên cứu cường độ nứt nẻ, mật độ nứt nẻ và hướng nứt nẻ. Các thông số bất đẳng hướng δ , η và ξ liên quan đến độ dài cáp thu địa chấn và tốc độ truyền sóng các hướng khác nhau. Tốc độ xử lý không chỉ còn miêu tả bằng tốc độ hiệu chỉnh động học tại thời gian T_0 trong môi trường đẳng hướng mà còn có thêm hai thông số η và ξ cho môi trường bất đẳng hướng nữa để tính thời gian truyền sóng cho các mạch địa chấn xa trên cáp thu địa chấn có chiều dài lớn và sự khác biệt giữa tốc độ thẳng đứng và tốc độ ngang đối với bề mặt các tầng nghiên cứu (Hình 10). Hiệu chỉnh động học bậc cao được tính đến cho cáp thu địa chấn dài có khoảng cách thu nổ lớn



Xử lý truyền thống

Xử lý tập trung đa điểm

Hình 16. So sánh mặt cắt địa chấn xử lý truyền thống (trái) với mặt cắt địa chấn xử lý tập trung đa điểm (phải) [12]

nhưng lại tạo ra nhiều gây khó khăn khi minh giải. Cách tiếp cận này thích hợp cho các mỏ có tầng chứa nứt nẻ và các tầng chứa ở độ sâu lớn như mỏ Bạch Hổ.

Trong những năm gần đây, nhờ tính năng linh động và sức mạnh ưu việt của hệ thống Cluster và các thuật toán tinh tế cho phép phương pháp xử lý mới tập trung đa điểm được sử dụng mang tính thương mại. Đây là một trong những công cụ hữu hiệu và mạnh nhất chưa từng có trong nghiên cứu địa chất. Phương pháp xử lý công nghệ mới tập trung đa điểm dựa trên phép cộng các mạch nhiễu thông số, có bội phủ cao (Hình 15, 16), có các hiệu chỉnh phù hợp và tốc độ chính xác cho kết quả mỹ mãn, khắc phục được các nhược điểm của phương pháp xử lý truyền thống.

Các mạch địa chấn xa ở cấp thu địa chấn dài nhiều mạch tới 10.000m có thời gian $t = \sqrt{t^2_0 + x^2/V^2_{RMS}}$ ở các mặt ranh giới phản xạ có độ nghiêng lớn hay gồ ghề và tốc độ trong môi trường bất đẳng hướng mạnh sẽ không còn chính xác dẫn đến sai lệch lớn làm cho chất lượng hình ảnh nghèo nàn và méo mó. Phương trình NMO truyền thống này không thỏa mãn được một trong số các điều kiện để phù hợp với môi trường địa chất đa dạng. Xử lý công nghệ mới phi truyền thống dựa trên nguyên tắc tập trung đa điểm cho môi trường địa chất phức tạp thay thế cả hai hiệu chỉnh động NMO và hiệu chỉnh độ nghiêng DMO truyền thống bằng sử dụng nhiều thông số hiệu chỉnh sẽ tạo ra các mặt phản xạ chính xác và độ sâu trung thực, mặt cắt địa chấn sạch các loại nhiễu kể cả sóng lặp lại do có số lần cộng tăng đáng kể và có bức tranh cấu trúc địa chất chính xác và rõ ràng (Hình 16). Xử lý tập trung đa điểm không có tác dụng đối với những cấu trúc địa chất đơn giản như ở vùng nền platform khi các tầng phản xạ thoải thoải có biên độ nhỏ, ít đứt gãy. Ở những vùng địa chất phức tạp đứt gãy biên độ lớn, độ cong uốn nếp lớn, tương thay đổi mạnh... sẽ có tác dụng tốt, không có hiện tượng bẫy địa chấn (pitfall) làm sai lệch.

Sự khác nhau giữa xử lý truyền thống và xử lý công nghệ mới là hyperbolic và non-hyperbolic, là mô hình cấu trúc giản đơn và phức tạp, là môi trường đẳng hướng và bất đẳng hướng. Cốt lõi của phương pháp mới là công thức tính dựa trên cơ sở lý thuyết tia sóng (ray pass theory). Đây là khác biệt lớn trong xử lý tài liệu địa chấn trên thế giới ở những năm gần đây.

Mục đích của phương pháp địa chấn thực hiện bằng các cách khác nhau và các miền khác nhau nhằm đạt được hình ảnh chính xác cả về địa mạo và độ sâu

bề mặt phản xạ các tầng địa chất. Dịch chuyển chiều sâu như là yêu cầu bắt buộc đối với các vùng có cấu tạo địa chất phức tạp vì có được tính hiệu chỉnh động thời gian truyền sóng non-hyperbolic khác biệt với cách tính truyền thống trước đây. Việc hiệu chỉnh động không chỉ phụ thuộc vào tốc độ truyền sóng mà còn phụ thuộc vào ba thông số mặt sóng wavefront. Hình ảnh thời gian dùng để thiết lập mô hình tốc độ cho dịch chuyển chiều sâu. Công nghệ xử lý mới đa bội phủ làm sạch nhiễu là một tiến bộ làm tăng đáng kể chất lượng tài liệu dịch chuyển thời gian và sau đó là tăng độ chính xác chiều sâu cho đối tượng nghiên cứu để phù hợp với thực tế tự nhiên. Như vậy giải quyết được những rủi ro khi khoan.

Cho đến nay vẫn còn có những giếng khoan xuyên ra ngoài vòng khép kín tiềm năng hay cách xa độ sâu của đối tượng, vị trí xây dựng giàn khai thác không tối ưu dẫn đến chi phí tốn kém, giếng khoan có sản lượng kém hay khô như đã từng xảy ra.

Sau một thời gian dài khai thác, mỏ Bạch Hổ đã có sự thay đổi phân bố dầu khí và nước trong hệ thống các tầng chứa, các đối tượng khác tiềm ẩn chưa được phát hiện. Do đó, việc tái phát triển mỏ để mang lại lợi ích tối đa là việc hoàn toàn có thể làm và cần thiết cho một đời mỏ. Việc điều chỉnh phát triển lại mỏ dựa trên kết quả hoàn thiện hệ số thu hồi dầu IOR để khai thác được tối đa lượng dầu khí nằm trong mỏ và kéo dài thời gian khai thác mỏ.

Vi vậy, việc thu nổ lại địa chấn 3D và xử lý bằng công nghệ cao cho môi trường bất đẳng hướng mạnh của tầng chứa móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ là một tiếp cận phù hợp và là một khâu đột phá trong nghiên cứu mỏ Bạch Hổ.

8. Kết luận

- Mỏ Bạch Hổ nằm ở vị trí thuận lợi trong bốn trũng Cửu Long - nơi giàu tiềm năng dầu khí, có thân dầu trong móng nứt nẻ nằm ở độ sâu lớn. Mặc dù đã khai thác gần 200 triệu tấn dầu thô nhưng mỏ Bạch Hổ vẫn còn ẩn chứa một khối lượng dầu khí cần làm sáng tỏ.

- Đến nay mạng lưới địa chấn 3D chưa phủ kín diện tích mỏ Bạch Hổ. Việc thay thế số liệu địa chấn 3D cũ bằng thu nổ lại và xử lý công nghệ cao trở thành một yêu cầu cấp bách để nghiên cứu mỏ hoàn chỉnh.

- Hoàn thiện và nâng cao hệ số thu hồi dầu để khai thác tối đa lượng dầu khí nằm trong lòng đất, kéo dài đời

mỏ, cung cấp lâu dài dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ hạn chế việc nhập khẩu nguồn dầu thay thế.

- Ngày nay, đã xuất hiện những kỹ thuật và công nghệ mới trong lĩnh vực nghiên cứu địa chất nhờ vào những tiến bộ của công nghệ thông tin, cập nhật và ứng dụng các thành tựu kỹ thuật công nghệ mới trong sản xuất sẽ làm tăng đáng kể hiệu quả nghiên cứu địa chất và khai thác mỏ.

- Thu nổ và xử lý địa chấn 3D công nghệ cao sẽ là một công cụ mạnh cho phép ra các quyết định khách quan và chính xác có tác dụng làm giảm các chi phí tài chính, rút ngắn thời gian sản xuất và tăng hiệu quả thăm dò khai thác, bảo vệ tài nguyên trong lòng đất.

- Xây dựng kế hoạch và thực hiện địa chấn 3D công nghệ cao trong thu nổ và xử lý đòi hỏi trí tuệ, năng lực, tinh thần dám làm, dám chịu trách nhiệm của những người làm công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí.

- Tài liệu địa chấn 3D phong phú thông tin và có độ chính xác cao thu nhận được bằng kỹ thuật và công nghệ mới sẽ mở ra khả năng làm sáng tỏ và chính xác các tầng chứa dầu khí ở mỏ Bạch Hổ, giúp nhà điều hành làm chủ được tình huống, tăng khả năng thành công trong công tác khoan.

Tài liệu tham khảo

1. Gurvich I.I., 1971. *Phương pháp thăm dò địa chấn*. Nhà xuất bản Nedr, Moscow.

2. Hoàng Văn Quý và nnk, 2008. *Tình trạng khai thác mỏ Bạch Hổ và Rồng. Các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu EOR*. Tạp chí Dầu khí số 9, p. 35 - 44.

3. *Hội nghị Thăm dò Khai thác Dầu khí 2010*. Tạp chí Dầu khí số 3/2010, p. 21 - 26.

4. *Hội nghị chuyên đề "Nâng cao hệ số thu hồi dầu - 2010"*. Tạp chí Dầu khí số 5/2010, p. 26 - 29.

5. Mai Thanh Tân, 2002. *Đổi mới công nghệ địa chấn trong thăm dò dầu khí ở Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí số 7, p. 14 - 21.

6. Nguyễn Đình Hợi, 2007. *Giải pháp bất đẳng hướng cho nghiên cứu nứt nẻ*. Tạp chí Dầu khí số 8, p. 24 - 29.

7. Nguyễn Đình Hợi, 5/2005. *Nghịch đảo địa chấn - inversion*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học Kỹ thuật Địa vật lý Việt Nam lần thứ 4, p. 435 - 444.

8. Nguyễn Đình Hợi, 2007. *Những điều cần biết về giếng khoan BH-6*. Bản tin Vietsovpetro số 31 quý IV/2006, số Tết Đình Hợi.

9. Nguyễn Đình Hợi, 2006. *Seismic data for fractured basement: A case study of the White Tiger and Dragon fields*, Selected papers of the International Conference "Basement resevoir". Sceince and Technics Publishing House, p. 106 - 115.

10. Nguyễn Đình Hợi, 2008. *Vai trò của số liệu địa chấn đối với công cụ thông minh nhân tạo trong mô tả đặc trưng tầng chứa nứt nẻ*. Tạp chí Dầu khí số 7, p. 27 - 35.

11. Phùng Đình Thực và nnk, 2010. *Phát hiện và khai thác có hiệu quả thân dầu trong đá móng granite trước Đệ tam mỏ Bạch Hổ - những thành tựu khoa học và kinh tế xã hội*. Tạp chí Dầu khí số 9, p. 20 - 27.

12. Một số thông tin của các công ty địa vật lý và dầu khí trên thế giới.



Giàn khoan mỏ Bạch Hổ. Ảnh: CTV

Nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan ức chế trương nở sét cao KLATROL

KS. Phạm Đăng Sơn, ThS. Nguyễn Mạnh Hùng, TS. Thái Hồng Chương

Công ty TNHH MTV Dung dịch khoan & Dịch vụ giếng khoan

TS. Phạm Xuân Toàn

Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã nghiên cứu và phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước mới có nhiều tính năng ưu việt, có khả năng ức chế trương nở sét cao, thân thiện môi trường. Nội dung bài báo bao gồm các kết quả nghiên cứu về thành phần, khoảng biến thiên nồng độ cũng như tính chất lưu biến, khả năng ức chế sét của hệ dung dịch KLATROL, có so sánh với các hệ ức chế hiện đang sử dụng rộng rãi tại Việt Nam; đánh giá tính ưu việt của hệ KLATROL qua phương pháp thu hồi mùn khoan, khả năng tải mùn khoan.

1. Mở đầu

Sự phát triển của công nghệ khoan, khai thác luôn kéo theo sự phát triển không ngừng của các hệ dung dịch khoan nhằm rút ngắn thời gian thi công, ổn định thành giếng khoan và đảm bảo an toàn vỉa sản phẩm. Các hệ dung dịch khoan có thể được chia ra làm 3 loại chính: dung dịch khoan gốc nước, dung dịch gốc dầu/gốc tổng hợp và dung dịch khoan dạng bột/khí. Dung dịch khoan gốc dầu/gốc tổng hợp có tính ức chế trương nở sét tốt nhất, nhưng giá thành cao và thường gây ảnh hưởng tiêu cực tới môi trường nên ứng dụng bị hạn chế, đặc biệt ở những nước có yêu cầu khắt khe về môi trường hoặc không có phương tiện thu hồi mùn khoan. Hệ dung dịch dạng bột/khí rất hiếm khi được triển khai vì khó khăn trong việc xử lý; công nghệ pha trộn khí vào dung dịch khoan và thiết bị bơm dung dịch khí phức tạp, giá thành cao. Dung dịch khoan gốc nước luôn là ưu tiên hàng đầu khi tiến hành khoan thăm dò, thẩm lượng và khai thác dầu khí. Các công ty dung dịch khoan hiện đang tập trung nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước có tính ức chế cao, bền nhiệt, dễ pha chế và thân thiện với môi trường để từng bước đưa tính ức chế sét của hệ gốc nước tiệm cận với tính năng ức chế sét của các hệ gốc dầu [1, 2, 3, 4, 7, 8, 9].

Nhóm tác giả đã nghiên cứu xây dựng được một số hệ dung dịch khoan có tính ức chế tốt sử dụng để khoan qua những địa tầng có thành phần sét hoạt tính

cao như Miocen hạ và Oligocen thượng. Bài báo này giới thiệu một số kết quả nghiên cứu hệ dung dịch ức chế sét KLATROL, hệ dung dịch ức chế sét được phát triển bởi Công ty TNHH MTV Dung dịch khoan và Dịch vụ giếng khoan (DMC-WS).

2. Các hệ dung dịch ức chế hiện đang được sử dụng tại Việt Nam

Tại Việt Nam, hiện nay đa số các nhà thầu trong và ngoài nước tập trung vào một số hệ dung dịch gốc nước có tính ức chế sét như sau:

+ Hệ KCl/Polymer (DMC/MI/Vietsovpetro): Hệ có tính ức chế sét trung bình, dùng để khoan chủ yếu phân đoạn Miocen thượng và trung nơi có các lớp sét mỏng, hoạt tính. Dung dịch KCl/Polymer có giá thành thấp, khả năng chịu nhiệt kém, nên chỉ áp dụng cho những vùng địa chất nông và ít phức tạp [1, 2].

+ Hệ FCL-AKK (Vietsovpetro): Được sử dụng rộng rãi tại các giếng khoan của Vietsovpetro, có khả năng chịu nhiệt tốt, độ tải mùn khoan cao, dễ thi công. Tuy nhiên hệ có pha rắn cao; khó khống chế về tính lưu biến, dễ tăng ECD, tổn thất thủy lực lớn chưa thân thiện với môi trường vì có chứa Chrom trong hợp chất Ferro-Chrom Lignosulfonate (FCL). Bên cạnh đó, tính ức chế của hệ này cũng không cao vì hệ không chứa những chất ức chế có hoạt tính cao mà chỉ chứa tác nhân ức chế là các cation K^+ , Al^{3+} có từ phenol nhôm kali và KOH [1, 2, 13, 14].

+ Hệ KCl-PHPA-Glycol (MI Swaco) là hệ được sử dụng rất phổ biến không chỉ ở Việt Nam mà còn ở nhiều nước trên thế giới. Hệ có tính ức chế tương đối tốt nhờ sự kết hợp 3 nhân tố ức chế chính: KCl, PHPA (Partially Hydrolized Polyacrylamide) và Polyalkylene Glycol. Tuy nhiên, hệ KCl-PHPA-Glycol có nhược điểm là dễ gây bít sãng rung dẫn đến trào dung dịch do PHPA bám vào mặt sãng. Bên cạnh đó, mức độ chịu nhiệt và độ thải nước ở nhiệt độ cao của hệ cũng bị hạn chế, đòi hỏi bổ sung thêm một số chất giảm độ thải nước và ức chế sét ở nhiệt độ cao [4].

+ Hệ Glydril (MI Swaco) là hệ dung dịch tiên tiến phát triển từ hệ dung dịch KCl-PHPA-Glycol, thay thế PHPA bằng hóa phẩm Idcap D có khả năng ức chế tốt mà không làm bít nhét sãng rung và không gây bước nhảy đột biến về tính lưu biến. Hơn nữa, hóa phẩm Idcap D cũng ít bị ảnh hưởng bởi nhiễm bẩn canxi như PHPA (PHPA có xu hướng bị kết tủa khi nồng độ canxi cao quá 800mg/l), nâng cao hiệu quả của dung dịch khi khoan qua những tầng chứa khoáng canxi cao vốn rất phổ biến ở Việt Nam. Tuy nhiên, dung dịch Glydril có giá thành tương đối cao và nguồn cung bị hạn chế do đây là hệ dung dịch bản quyền của MI Swaco [4].

+ Hệ Ultradril (MI Swaco): Hệ dung dịch này được sử dụng thành công tại Việt Nam cũng như một số quốc gia khác trên thế giới. Nó là sự tổng hợp ưu thế của chất ức chế sét dạng polyamine (Ultrahib), chất bao bọc (Ultracap), chất ức chế hấp phụ trao đổi ion (KCl) và chất làm giảm sự bám dính của mùn khoan vào cần khoan (Ultrafree). Do hoạt tính ức chế rất mạnh của Ultrahib kết hợp với KCl và Ultracap, các vỉa sét dày, hoạt tính cao thường được khoan qua dễ dàng với rất ít sự cố xảy ra trong quá trình khoan hoặc kéo thả, đặc biệt khi khoan liên thông qua các địa tầng có áp suất vỉa khác nhau. Tuy nhiên, nhược điểm của hệ Ultradril là có giá thành cao và chỉ được cung cấp độc quyền bởi MI Swaco [4].

3. Giới thiệu hệ dung dịch khoan KLATROL

Để tạo ra hệ dung dịch khoan gốc nước có các chỉ tiêu ưu việt đáp ứng yêu cầu khoan lại không phụ thuộc vào các nhà cung cấp độc quyền, nhóm tác giả đã nghiên cứu, phát triển hệ dung dịch KLATROL.

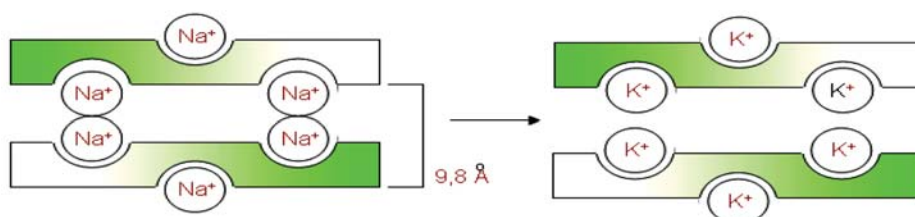
3.1. Thành phần cấu tử và chức năng các hóa phẩm trong hệ KLATROL

- DV-HIVIS D: Chất tạo độ nhớt, tạo cấu trúc.
- DV-CAP LV: Ức chế sét theo cơ chế màng bao bọc.
- KCl: Ức chế sét theo cơ chế hấp phụ trao đổi ion.
- DV-KLATROL: Ức chế sét theo cơ chế nén chặt phiến sét.
- DV-PAC LV: Giảm độ thải nước.
- DV-FLO HT: Giảm độ thải nước ở nhiệt độ cao.
- DV-CARB F (CaCO_3 F): Chống mất dung dịch, gia cố vỏ bùn.
- DV-KLASEAL: Ổn định sét ở nhiệt độ cao.
- DV-CIDE/Biosafe: Chất diệt khuẩn.
- Soda Ash: Khử độ cứng.
- Barite: Chất tăng tỷ trọng.

3.2. Cơ chế ức chế của các cấu tử ức chế trong hệ KLATROL [4, 10, 11]

Đối với hệ dung dịch KLATROL, khả năng ức chế được thể hiện chủ yếu bởi 4 hóa phẩm:

- **Muối KCl:** Khi hòa tan vào nước, muối KCl có thể phân ly hoàn toàn vì đây là một loại muối điện ly mạnh. Ion K^+ có kích thước nhỏ hơn (2,66Å), có thể xâm nhập vào rất khít các lớp phiến sét. Vì sự hấp phụ và thay thế ion Na^+ của K^+ là vĩnh viễn (ion K^+ không bị thay thế bởi các ion khác), do đó khoảng không gian nội tại giữa các phiến sét bị thu hẹp lại, làm các phần tử nước rất khó có thể xâm nhập sâu vào trong khe giữa các phiến sét này, do đó hạn chế sự trương nở của phiến sét. Bên cạnh đó, khi các tâm hoạt động tích điện âm trên bề mặt các phiến sét được trung hòa bởi các ion K^+ , chúng không còn khả năng tương tác với các phân tử nước được nữa, do đó độ dày vỏ bọc hydrat của các phiến sét giảm đi, dẫn đến việc các phiến sét khó trương hơn. Ngoài ra, ion Cl^- có



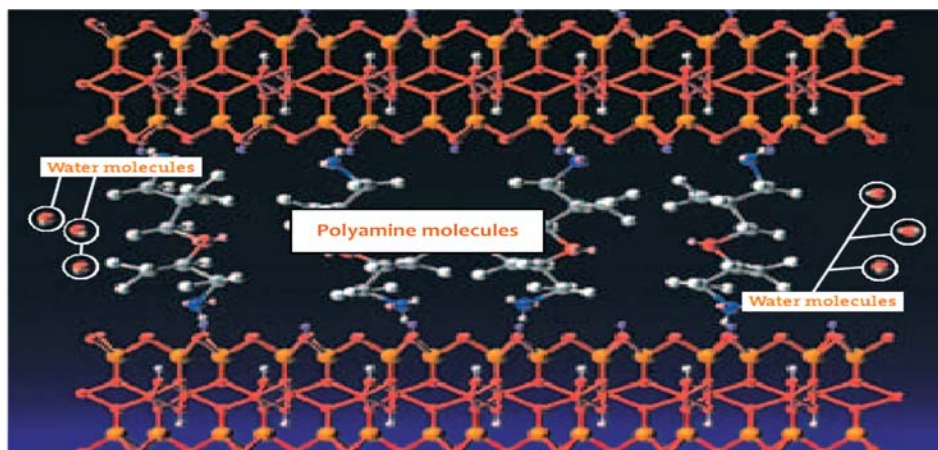
Hình 1. Cơ chế hấp phụ thay thế ion của cation K^+

ái lực mạnh đối với các phân tử nước cũng làm giảm tỷ lệ nước tự do trong dung dịch, do đó làm giảm mức độ xâm nhập vào các kẽ sét của các phân tử nước tự do, hạn chế quá trình trương nở của sét.

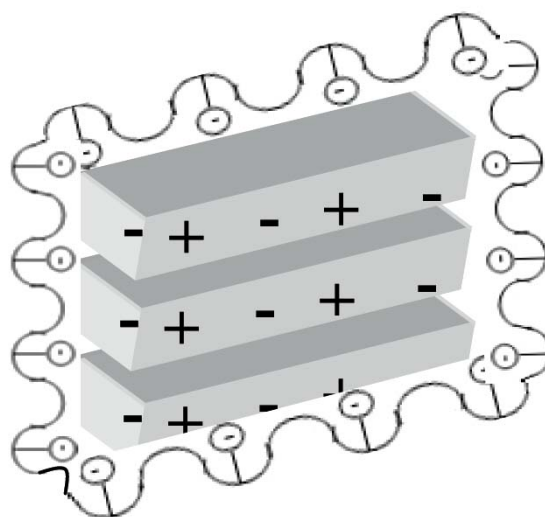
- *DV-KLATROL* là hỗn hợp của các polyamine và muối amine hữu cơ bậc 4 tan hoàn toàn trong nước, ức chế sét trên cơ sở gia cố liên kết phiến sét. Do ái lực của gốc amine (tâm điện dương) với các tâm hoạt động mang điện âm của các phiến sét rất lớn, các gốc polyamine hoặc muối amin này nhanh chóng hấp phụ lên bề mặt của các phiến sét và trung hòa các tâm tích điện. Bên cạnh đó, do phân tử chứa nhiều gốc amine, chúng đóng vai trò như một cation đa hóa trị, liên kết chặt và gia cố bề mặt các phiến sét lại với nhau. Do vậy, ngay cả khi các phân tử nước xâm nhập và hydrat hóa các tâm điện tích giữa các bề mặt phiến sét, chúng cũng không thể làm gia tăng khoảng cách giữa các phiến sét, từ đó hạn chế khả năng phân tán của các hạt sét.

- *DV-CAP LV* là hỗn hợp của các co-polymer polyacrylamide mạch ngắn ức chế sét theo cơ chế bao bọc. Khác với các polyacrylamide có mạch dài mang điện tích âm, *DV-CAP LV* là các cationic polymer (polymer dương) với các tâm điện tích dương chiếm ưu thế. Do vậy, chúng dễ dàng hấp phụ rất chắc chắn lên bề mặt của các phiến sét, đồng thời hấp phụ cả lên cạnh của các phiến sét, nơi có cả tâm điện tích dương và âm, che phủ hoàn toàn cụm phiến sét và ngăn không cho nước xâm nhập vào cụm phiến sét qua các kẽ phiến sét. Liên kết và khả năng che phủ của polymer dương này tốt hơn rất nhiều đối với các polymer âm, do vậy ngăn cản tốt hơn sự xâm nhập của nước tự do vào các phiến sét. Bên cạnh đó, vì khối lượng phân tử thấp và độ dài mạch ngắn, *DV-CAP LV* sẽ không tạo sự gia tăng đột ngột về độ nhớt, không bít nhét các khe hở của sàng rung. Do đó, sẽ loại bỏ hiện tượng trào sàng rung hoặc các sự cố khác gây ra bởi độ nhớt quá cao của dung dịch.

- *DV-KLASEAL* là chất ổn định sét rất hiệu quả ở nhiệt độ cao. Khả năng bền nhiệt của *DV-KLASEAL* xuất phát từ



Hình 2. Cơ chế ức chế sét của Polyamine



Hình 3. Cơ chế bao bọc sét của DV-CAP LV

mạng lưới mạng cacbon hữu cơ rất chắc chắn, được xử lý hóa học để có thể tan tốt trong môi trường nước. Ở mức độ vi mô, *DV-KLASEAL* làm ổn định sét bằng cơ chế bao bọc mùn khoan và thành hệ, trung hòa các tâm hoạt tính của sét (đặc biệt các tâm điện tích dương ở cạnh phiến sét), hạn chế khả năng xâm nhập của nước vào cấu trúc nội tại của các phiến sét.

4. Biến thiên nồng độ và tính chất của hệ KLATROL

Thành phần và khoảng biến thiên nồng độ, tính chất lưu biến của hệ KLATROL được mô tả ở Bảng 1.

5. So sánh tính chất lưu biến, độ thải nước và khả năng ức chế sét của dung dịch KLATROL với các dung dịch khác ở các điều kiện nhiệt độ khác nhau [3, 4, 5, 6, 7, 11]

Có 4 hệ dung dịch được khảo sát so sánh là: KLATROL (DMC-WS); CFL-AKK-KCI-PAG (cùng phát triển bởi nhóm

Bảng 1. Thành phần, khoảng biến thiên nồng độ và tính chất lưu biến của hệ KLATROL

TT	Hóa chất	Khối lượng/1l nước	Thời gian trộn (phút)	Độ nhớt phễu, giây (25°C)	PV (cP)	YP (lb/100 ft ²)	10'' Gel (lb/100 ft ²)	10' Gel (lb/100 ft ²)	6RPM	API Fluid Loss (ml/30min)	pH	DV- KLATROL (%v/v)	KCl (%w/w)
1	Nước biển/nước KT	Đủ 1l		45-72	ALAP	25-35	7-15	10-30	8-15	<6	9-10	1,5-3	6-8
2	Na ₂ CO ₃	0,5 - 1g	1										
3	KCl	80 - 100g	3										
4	DV- KLATROL	2,5% - 3% (v/v)	3									LGS (% v/v)	MBT (ppb)
5	DV- PAC LV	7g - 10g	3										
6	DV- FLO HT	3 - 6g	3									<6	<25
7	DV- CAP LV	7 - 12g	3										
8	DV- HIVIS D	2 - 4,5g	5										
9	DV- KLASEAL	3 - 10g	3										
10	DV-CIDE /Biosafe	0,5 - 1g	1										
11	DV- CARB F	10 - 20g	3										
12	Barite	Theo yêu cầu	30										

DV-FLO HT chỉ được đưa vào hệ dung dịch khi nhiệt độ đáy giếng cao trên 120°C. Độ thải nước của dung dịch có thể điều chỉnh <4 khi tăng nồng độ DV-PAC LV

tác giả DMC-WS và VSP); KCl/Glydril MC/Idcap D và Ultradril (MI Swaco). Thành phần, nồng độ của các hệ được trình bày trong Bảng 2. Các dung dịch khoan được chuẩn bị bằng mẫu nước biển lấy từ khu vực mỏ Rồng (giàn West Prospero khoan cho Vietsovpetro). Tiến hành đo lưu biến dung dịch ở điều kiện 25°C. Đo mức độ trương nở sét trên thiết bị Swell Metter ở điều kiện 25°C trong 16 giờ. Một nửa dung dịch đã chuẩn bị được nung quay trong Rolling Oven 16 giờ ở nhiệt độ 120°C, sau đó cũng được kiểm tra tính chất lưu biến và mức độ trương nở sét.

Mẫu sét API Calibration Bentonite (sét hoạt hóa) được nén ở 6.000psi (408at) tương đương với mức độ nén của mẫu đất đá ở độ sâu 3.500m với cột áp suất thủy tĩnh của dung dịch là 1,2 (SG). Đây là độ sâu của tầng Oligocen thượng có chứa rất nhiều sét hoạt tính và thường xuyên gặp ở thềm lục địa Việt Nam. API Calibration Bentonite

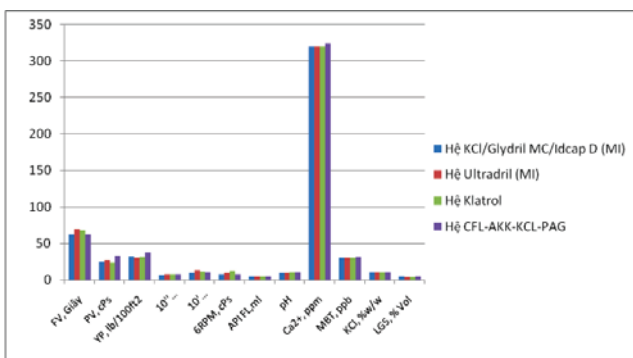
(sét hoạt hóa) là loại sét Natri Montmorillonite có khả năng trương nở rất mạnh, do đó sẽ phản ánh khách quan khả năng ức chế của hệ dung dịch nghiên cứu. Thời gian tiếp xúc của mẫu lõi sét trong dung dịch khoan là 16 tiếng, đo tại nhiệt độ thường (25°C) cũng như nhiệt độ cao (120°C).

Các kết quả về tính chất lưu biến của các hệ dung dịch trên trước và sau khi nung 16 giờ ở 120°C được trình bày trên các Hình 4 và 5, kết quả ức chế sét mô tả trên các Hình 6 và 7.

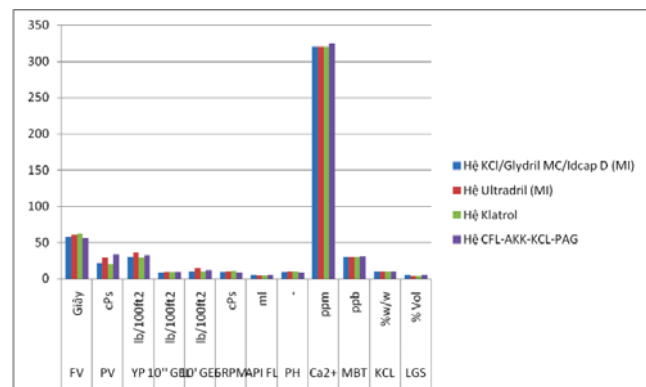
Qua các Hình 4 và 5 có thể thấy hệ dung dịch KLATROL cũng như các hệ khác có tính chất lưu biến ổn định trước và sau khi gia nhiệt và có các giới hạn lưu biến trong phạm vi cho phép. Kết quả đo trương nở trước và sau khi nung (Hình 6 và 7) cho thấy trước khi nung, Ultradril cho kết quả tốt nhất, trương nở sét chỉ khoảng 10%, sau đó đến hệ KLATROL (13%), hệ KCl/Glydril MC/Idcap D (14%) và

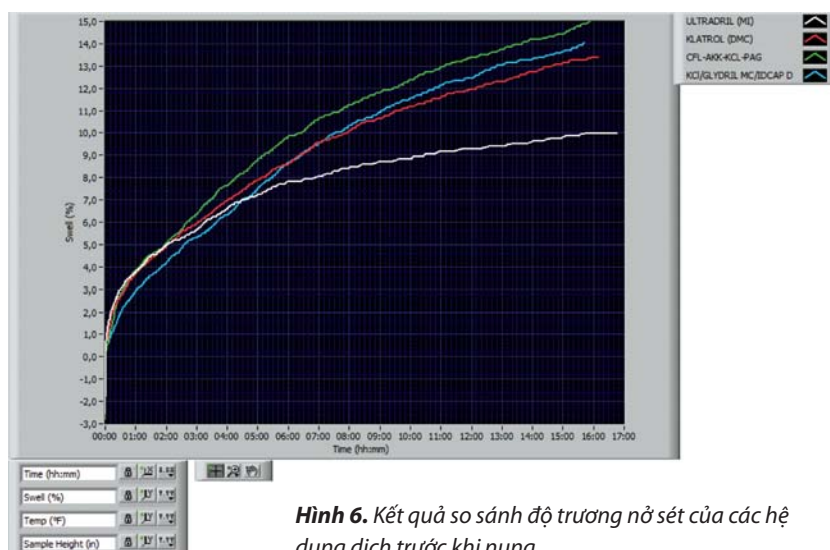
Bảng 2. Thành phần, nồng độ các hệ dung dịch khảo sát so sánh

Hệ KCl/Glydril MC/Idcap D		Hệ Ultradril	
Thành phần	Nồng độ	Thành phần	Nồng độ
Nước biển	Đủ 1l	Nước biển	Đủ 1l
Barite	100kg/m ³	Barite	100kg/m ³
Biosafe	3,0kg/m ³	Biosafe	3,0kg/m ³
Caustic soda	3,0kg/m ³	Soda ash	0,8kg/m ³
Soda ash	0,8kg/m ³	Duovis/Duovis plus	4,0kg/m ³
Duovis	3,0kg/m ³	KCl	100kg/m ³
Idcap D	10kg/m ³	MI PAC UL	10kg/m ³
Glydril MC	45kg/m ³	Ultrahib	35kg/m ³
KCl	100kg/m ³	Ultrafree	10kg/m ³
MI PAC UL	10kg/m ³	Ultracap	10kg/m ³
CaCO ₃ F	40kg/m ³	CaCO ₃ F	40kg/m ³
Hệ KLATROL		Hệ CFL-AKK-KCL-PAG	
Thành phần	Nồng độ	Thành phần	Nồng độ
Nước biển	Đủ 1l	Nước biển	Đủ 1l
Na ₂ CO ₃	0,5kg/m ³	Na ₂ CO ₃	0,8kg/m ³
KCl	100kg/m ³	KCl	100kg/m ³
DV-KLATROL	3% thể tích	DV-PAC LV	20kg/m ³
DV-PAC LV	7kg/m ³	DV-HIVIS	3,0kg/m ³
DV-CAP LV	10,5kg/m ³	PAG	45kg/m ³
DV-HIVIS D	3,5kg/m ³	CFL	40kg/m ³
CaCO ₃ F	20kg/m ³	KOH	15kg/m ³
DV-KLASEAL	10kg/m ³	AKK	7kg/m ³
DV-CIDE	0,5kg/m ³	Biosafe	3kg/m ³
Barite	100kg/m ³	Barite	100kg/m ³

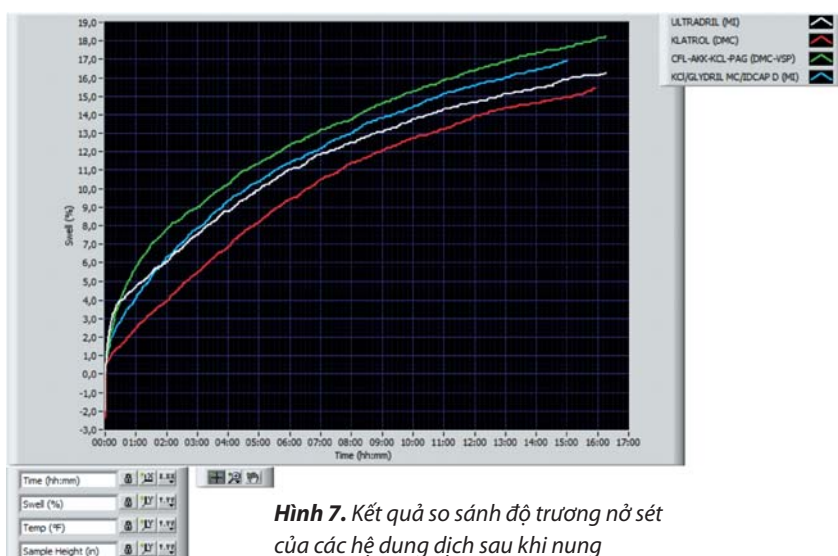
**Hình 4.** So sánh tính chất lưu biến các hệ dung dịch trước khi nung hệ CFL-AKK-KCI-PAG (15%). Tuy nhiên, tất cả các mẫu đều cho mức độ ức chế trương nở sét rất tốt (trương nở sét dưới 20%).

Sau khi nung ở nhiệt độ cao, tất cả các hệ dung dịch đều cho kết quả trương nở sét dưới 20%. Hệ KLATROL cho

**Hình 5.** So sánh tính chất lưu biến các hệ dung dịch sau khi nung kết quả tốt nhất (15,4%) rồi đến hệ Ultradril (16,2%); hệ KCl/Glydril MC/Idcap D (16,9%) và hệ CFL-AKK-KCI-PAG (18,2%). Mặt khác, hệ dung dịch KLATROL tương đối bền nhiệt, sự thay đổi về trương nở sét trước và sau khi nung thấp nhất trong số các hệ được khảo sát (từ 13 - 15,4%).



Hình 6. Kết quả so sánh độ trương nở sét của các hệ dung dịch trước khi nung



Hình 7. Kết quả so sánh độ trương nở sét của các hệ dung dịch sau khi nung

Bảng 3. Kết quả thí nghiệm thu hồi mùn khoan

	Dung dịch KLATROL	Dung dịch Ultradril
Phần trăm mùn khoan được thu hồi trong điều kiện thí nghiệm	82,01%	81,55%



Hình 8. Mẫu mùn khoan thu hồi của dung dịch KLATROL



Hình 9. Mẫu mùn khoan thu hồi của dung dịch Ultradril

6. Đánh giá khả năng ức chế sét của hệ KLATROL bằng phương pháp thu hồi mùn khoan [11]

Để đánh giá khả năng ức chế của sét bằng phương pháp thu hồi mùn khoan, API Evaluation Clay (sét sơ khai) được sử dụng để nén viên mẫu. Đây là loại sét sơ khai chưa được xử lý, có tính chất gần với sét thường gặp trong quá trình khoan. Sét được nén với áp suất 6.000psi và được đập nhỏ thành các hạt nhỏ với kích thước giới hạn là lọt qua sàng 5 mesh và nằm trên sàng 20 mesh (gần tương đồng với kích thước của mùn khoan). Sau đó, cân 10g và cho vào 200ml hệ dung dịch thử nghiệm (thí nghiệm trên hệ ức chế ưu việt Ultradril của MI Swaco và hệ KLATROL của DMC-WS với thành phần và nồng độ được trình bày trong Bảng 3) và nung trong lò nung quay với nhiệt độ 120°C trong vòng 16 giờ. Sau đó, các hạt sét được thu hồi lại bằng sàng 20 mesh, đem phơi khô đến khối lượng không đổi và so sánh với khối lượng ban đầu. Kết quả thu hồi mùn khoan của hai dung dịch trên được trình bày trong Bảng 3, Hình 8 và 9 cho thấy khả năng ức chế của hệ KLATROL khá tốt và cho hệ số thu hồi mùn khoan cao.

7. Đánh giá khả năng tải mùn khoan của hệ KLATROL

Một trong những tiêu chí để đánh giá tính năng của hệ dung dịch là thử nghiệm khả năng tải mùn khoan của

Bảng 4. Thông số dung dịch KLATROL sau khi nhiễm bẩn mùn khoan

TT	Thông số	Đơn vị	Hệ KLATROL (trước nung)	Hệ KLATROL (sau nung)
1	Tỷ trọng	sg	1,27	1,27
2	Độ nhớt phổ	giây	73	68
3	pH		10,0	9,7
4	Chỉ số 600		103	110
	Chỉ số 300		70	75
	Chỉ số 200		56	60
	Chỉ số 100		38	42
	Chỉ số 6		10	13
	Chỉ số 3		8	10
5	PV	cP	33	35
6	YP	lb/100ft ²	37	40
7	Gel 10"/10'	lb/100ft ²	9/14	13/16
8	Độ thải nước API	ml	3	3,2

hệ. Yêu cầu đối với khả năng tải mùn khoan của hệ là ứng suất cắt động (YP) của hệ không vượt 42lb/100ft² khi làm nhiễm bẩn hệ với 10ppb (28kg/m³) sét sơ khai - mức nhiễm bẩn cao của dung dịch. Thí nghiệm mô phỏng nhiễm bẩn 10ppb API Evaluation Clay (sét sơ khai) của hệ KLATROL (có thành phần nêu trong Bảng 2) cho kết quả như Bảng 4.

Kết quả ở Bảng 4 cho thấy khả năng tải mùn khoan của hệ dung dịch KLATROL hoàn toàn đáp ứng yêu cầu đặt ra. Hệ dung dịch có tính lưu biến tương đối tốt ngay cả khi nhiễm bẩn chất rắn khoan với nồng độ khá lớn. Điều này sẽ hạn chế quá trình pha loãng và làm mới hệ dung dịch khoan, nhờ đó sẽ tăng hiệu quả kinh tế trong quá trình thi công khoan.

8. Kết luận

Hệ dung dịch khoan gốc nước KLATROL do DMC-WS nghiên cứu phát triển có nhiều tính năng ưu việt, đặc biệt là khả năng ức chế trương nở sét cao, bền nhiệt và thân thiện với môi trường, đáp ứng yêu cầu tăng cường năng lực khoa học công nghệ, tự chủ về hệ dung dịch, hóa chất và kỹ thuật trong cung cấp dịch vụ dung dịch khoan.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả xin chân thành cảm ơn Viện Công nghệ khoan đã có những giúp đỡ, tư vấn quý báu trong quá trình nghiên cứu xây dựng hệ dung dịch khoan KLATROL; cảm ơn Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí, Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng (Liên doanh Việt - Nga) đã hỗ trợ đánh giá các tính chất của các hệ dung dịch khoan trình bày trong bài viết này.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Hồng Lĩnh, Ngô Văn Tự, 1995. *Nghiên cứu áp dụng hệ dung dịch khoan ức chế mới tại Liên doanh Việt - Nga*. Tạp chí Dầu khí số 2. p. 10 - 16.
2. Ngô Văn Tự, 1995. *Nghiên cứu hệ dung dịch khoan ức chế mới trên cơ sở chất phụ gia KR - 22 để thi công các giếng khoan dầu khí tại mỏ Bạch Hổ và Rồng*. Hà Nội.
3. *Do well drilling fluids manual*, 1999.
4. *Drilling fluids handbook*. MI Swaco, 2006.
5. *Drilling fluids manual*. Amoco Production Company.
6. *Drilling fluids product data manual*. Dowell Drilling Fluids, 2005.
7. *Fluids Fact. Engineering handbook*. Baker Hughes INTEQ.
8. King et al., 1993. *Method of aerating drilling fluid*. US Patent.
9. *KMC Oiltools Drilling fluids operation manual*, Ver. 2.0. Scomi Oiltools, 2008.
10. Smith et al., 1997. *Method of treating shale and clay in hydrocarbon formation drilling*. US Patent.
11. *Specification for drilling fluid materials*, 13A, 1993.
12. US Patent No. 5607902: *Method of treating shale and clay in hydrocarbon formation drilling*.
13. *Иструкция по технологии приготовления и обработки буровых растворов с применением морской воды при бурении скважин на месторождениях СП "Вьетсовнептро"* - ВСП, 2005.
14. *Руководящий нормативный документ: Регламент буровых растворов при проводке скважин на месторождениях СП Вьетсовнептро РД СП 86-07* - ВСП, 2007.

Đặc điểm và sự phân bố than, khí than hệ tầng Tiên Hưng miền vông Hà Nội

ThS. Bùi Trí Tâm, TS. Vũ Trụ
ThS. Trần Văn Nhuận, TS. Nguyễn Trung Chí
Viện Dầu khí Việt Nam
PGS. TS. Nguyễn Quang Luật
Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Phát triển nguồn năng lượng mới trước nguy cơ các mỏ dầu khí cạn kiệt là vấn đề rất quan trọng cho sự phát triển chung của đất nước. Khí than (Coal Bed Methane - CBM) khu vực miền vông Hà Nội đã được đặc biệt chú ý trong công tác tìm kiếm thăm dò. Một số phát hiện khí quan trọng đã góp phần phát triển và ổn định nền công nghiệp địa phương. Tuy nhiên, tiềm năng khí của khu vực này vẫn còn là một ẩn số lớn, cần phải đầu tư nghiên cứu, đưa các ứng dụng khoa học công nghệ hiện đại để khai thác, sử dụng, tàng trữ nguồn tài nguyên quý giá này.

Mở đầu

Khí than là khí được sinh ra trong quá trình than hóa, quá trình biến đổi nguồn thực vật bị chôn vùi trong thời gian dài dưới sự phát triển của các hoạt động địa chất dẫn đến chuyển thành than với mức độ biến chất khác nhau. Quá trình này đã sản sinh ra khí với hàm lượng metan (CH_4) chiếm tới 96% phần khí còn lại chủ yếu là etan, propan, butan, pentan, nitơ, dioxide cacbon, cũng có khi có một lượng nhỏ lưu huỳnh, khối lượng khí phụ thuộc nguồn gốc vật chất hữu cơ tạo than, mức độ biến chất... Với đặc tính đặc biệt của than nên phần lớn khí được lưu giữ ngay chính trong bản thân các vỉa than, tập than. Như vậy, than cũng là đá chứa, đá sinh ra chính nguồn khí metan.

Than chỉ được trầm đọng trong những điều kiện địa chất, môi trường nhất định, môi trường ấy là môi trường hình thành than và được gọi là mire/"đầm lầy hay bãi lầy". "Bãi lầy" ấy có thể liên thông với biển thì môi trường ấy được gọi là paralic, ngược lại thì được gọi là môi trường limnic. "Đầm lầy" paralic là những vùng thấp, trũng liên tục, lâu dài như các đầm phá hay các lòng hay trũng sông nhánh gần kề cận, tiếp giáp biển, nơi mà các mảnh vụn thực vật cận và biển có thể cùng được trầm đọng. "Đầm lầy" limnic là những vùng trong đất liền, lục địa thấp, trũng như các hồ hay các đoạn lòng sông bị bỏ dòng (ví dụ: hồ móng ngựa) mà các vật liệu thực vật thuần lục địa có thể được lắng đọng.

Trong môi trường hình thành than, thành phần hóa học nước và loại thực vật sẽ luôn là ưu thế quyết

định cho loại than sẽ được thành tạo và khả năng sinh hydrocarbon... Trong một "đầm lầy tạo than" có thể có hai kiểu than được trầm đọng: than humic và than sapropelic. Than humic là các tích tụ của các mảnh hữu cơ hỗn tạp được trầm đọng, trong môi trường ít nhiều có hạn chế oxy. Chúng là kiểu than phổ biến và thường là hỗn hợp của vật chất hữu cơ từ cành cây, lá. Ví dụ, than humic là tích tụ từ các cành cây gãy, lá rụng, cỏ sống ở dưới nước và quanh hồ. Than sapropelic được tái lắng đọng có sự sàng lọc, tuyển chọn của việc tích tụ các mảnh hữu cơ ở nơi có chế độ động thủy văn phù hợp. Ví dụ có thể là một phần của đầm lầy nơi mà chỉ nhận được các lá nhỏ, phấn hoa (có thể do gió thổi tới) đặc biệt giàu "nhựa", một thành phần dễ dàng chuyển hóa thành hydrocarbon lỏng.

1. Trạng thái tồn tại khí metan trong than

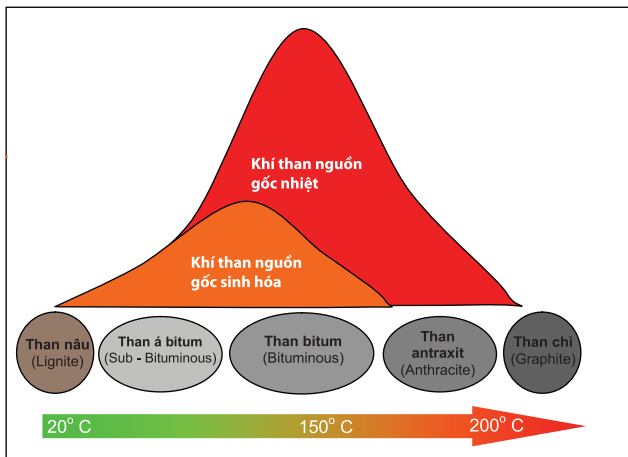
Metan được than lưu giữ, hấp phụ gấp 6 - 7 thể tích chứa, bởi do than có diện tích bề mặt lớp nội bộ rất lớn. Thực tế cho thấy có tới 98% lượng khí được lưu giữ/chứa trong các lỗ rỗng nền của than và chỉ khoảng 2% là trong các khe nứt. CBM được than lưu giữ với hàm lượng khác nhau dưới các dạng như:

- Hấp phụ bề mặt và không có giới hạn rõ ràng.
- Hòa tan trong nước ngầm trong vỉa than - loại lưu giữ này ít và có giới hạn.

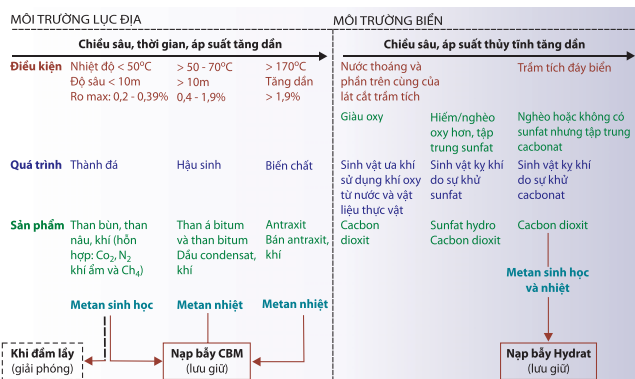
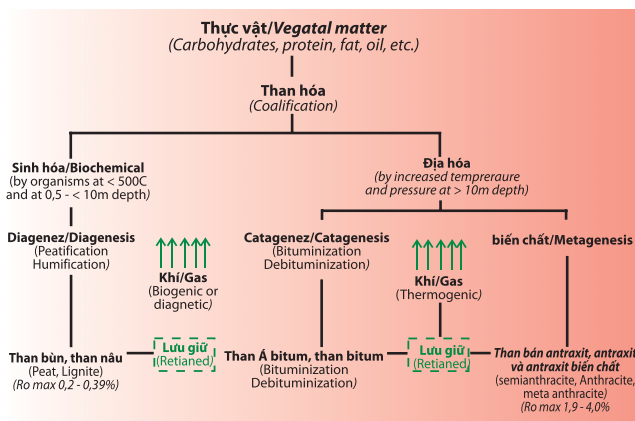
Với tính năng hấp phụ thì diện tích bề mặt (than) càng lớn thì khả năng hấp phụ khí càng lớn.

Có 2 kiểu hấp phụ xảy ra giữa pha khí (metan) và pha rắn (than) là hấp phụ vật lý và hấp phụ hóa học/thấm hút hóa học.

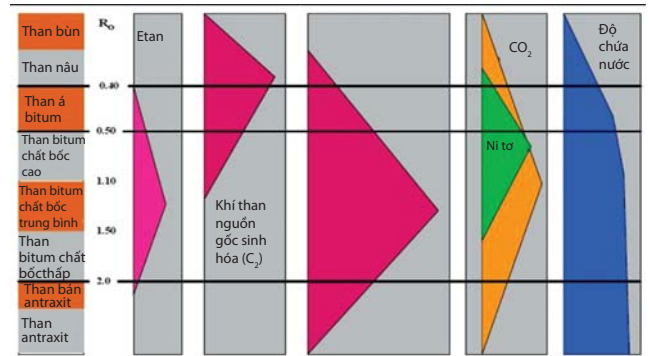
- Hấp phụ vật lý thể hiện lực liên kết giữa các phân tử khí và than - kiểu hấp phụ bề mặt. Khả năng hấp phụ này tuân theo lực Van der Waal, thường dễ bị xáo trộn do lực liên kết yếu. Do vậy, năng lượng cần thiết để phá vỡ liên kết này cũng thấp. Các nghiên cứu cho thấy, khi nhiệt tăng thì mức độ hấp phụ giảm.



Hình 1. Mô hình sinh khí của than



Hình 2. Tính giai đoạn và khả năng sinh khí trong quá trình than hóa



Hình 3. Quá trình trưởng thành của vật chất hữu cơ và các sản phẩm sinh kèm



Hình 4. Mức độ biến chất của than

Khả năng hấp phụ không rõ ràng và không có giới hạn, chúng phụ thuộc nhiều yếu tố. Và khi có tác động của ngoại cảnh gây mất cân bằng như bơm hút hạ áp... chúng nhanh chóng mất liên kết, nhưng cũng nhanh chóng (gần như ngay lập tức) lấy lại thể cân bằng. Như vậy, kiểu hấp phụ này thường cho khí ngay khi giảm áp.

Hấp phụ hóa học khá bền vững, do có sự liên kết hóa học qua lại giữa các phần tử khí và than. Đây là kiểu "liên kết" phức tạp giữa các phần tử của 2 pha: khí và rắn. Mỗi liên kết này khá bền vững và cũng bền vững hơn so với liên kết vật lý, do vậy, cần một năng lượng lớn hơn so với liên kết vật lý mới đủ để phá vỡ chúng.

Các nghiên cứu cho thấy liên kết hóa học trong một lớp hay trên một bề mặt là có giới hạn về số lượng phân tử liên kết và nó chỉ xảy ra ngay trên phần bề mặt của than. Như vậy, các phân tử liên kết vật lý thường ở lớp ngoài chống lên các phân tử liên kết hóa học.

Khi hạ áp mỗi liên kết này không bị phá vỡ cân bằng ngay như kiểu hấp phụ vật lý, vì vậy nó cho dòng khí chậm hơn hấp phụ vật lý. Mặt khác khả năng hấp phụ/lưu giữ - chứa khí của than còn phụ thuộc vào áp suất, nhiệt độ vỉa, độ ẩm, loại khí và loại/nhân than...

2. Khái quát đặc điểm địa chất khu vực miền vống Hà Nội

Miền vống Hà Nội chiếm hầu hết phần diện tích đồng bằng sông Hồng. Trầm tích Kainozoi ở đây có chiều dày trên dưới 7.000m ở phần trung tâm và mỏng dần ra hai

bên rìa - cánh Đông Bắc và cánh Tây Nam. Chúng bao gồm các thành tạo có tuổi từ Eocen, Oligocen, Miocen và Pliocen - Đệ tứ. Các thành tạo này phủ bất chỉnh hợp lên các thành tạo kiến trúc cổ có tuổi từ tiền Kainozoi với những biến cố phức tạp và nằm giữa hai hệ uốn nếp Tây Bắc với các đặc trưng là các dải cấu trúc dạng đường, tuyến phương Tây Bắc - Đông Nam và hệ uốn nếp Việt Bắc có cấu trúc dạng vòm với ít thành phần phun trào nằm ở phía Đông Bắc.

Công tác nghiên cứu cấu trúc, kiến tạo, hệ thống dầu khí phục vụ cho việc tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ở đây đã tiến hành bằng nhiều phương pháp địa chất, địa vật lý, khoan... Các kết quả nghiên cứu này đã làm sáng tỏ phần nào cấu trúc địa chất ở khu vực này và đã phát hiện được dầu và khí.

Các cấu trúc của miền vống Hà Nội được hình thành, phát triển từ đầu Eocen và hoàn thiện vào cuối Miocen sớm, được khống chế bởi các đứt gãy chính phương Tây Bắc - Đông Nam, đặc biệt là 2 hệ đứt gãy lớn: hệ đứt gãy sông Lô ở phía Đông Bắc và hệ đứt gãy sông Chảy ở phía Tây Nam. Trong phạm vi bài báo này tác giả trình bày rõ các thành tạo trầm tích Miocen nói chung, đặc biệt là Miocen muộn.

Trầm tích Miocen thường là các thành tạo có độ phân giải rõ trên mặt cắt địa chấn gồm các lớp cát kết, cát bột kết phân lớp xiên chéo xen kẽ nhịp với các lớp mỏng sét bột kết, sét kết, sét than phân lớp song song, thuộc các nhịp bồi tích châu thổ ưu thế sông hơn biển. Mỗi nhịp bồi tích châu thổ biểu thị bởi một chu kỳ thay đổi mực nước tương đối trong bể với nhịp aluvi từ thô đến mịn và tương ứng với một phụ hệ tầng trầm tích trong bể.

Hệ tầng Tiên Hưng tuổi Miocen muộn (N_1^{3th}) bao gồm các lớp cát kết, cát sạn kết xen với các lớp mỏng bột kết, bột sét kết và sét than. Các lớp hạt thô có độ dày tăng dần và nằm chủ yếu ở phần trên của hệ tầng, sự biến đổi này thể hiện 3 chu kỳ hạ thấp dần mực nước trong bể tích tụ và cuối

cùng đã dẫn đến sự bào mòn trầm tích với nhiều nơi thiếu vắng một phần hoặc toàn bộ cả phụ tầng Tiên Hưng trên. Nghịch đảo kiến tạo đã hình thành các uốn nếp, nâng địa phương, mà nhiều đỉnh đã bị bào mòn. Sự tích tụ trầm tích chỉ xuất hiện trong các trũng nhỏ kẹp giữa các đới nâng như Phượng Ngai, Vũ Tiên, Đông Quan.

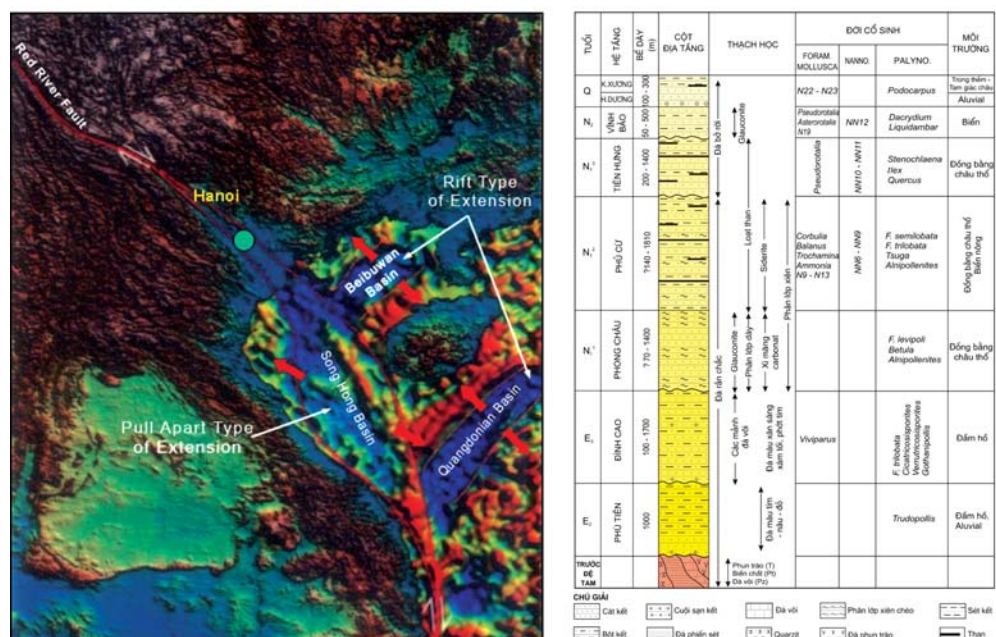
3. Cấu trúc - kiến tạo

Miền vống Hà Nội là phần kéo dài về phía Tây Bắc của bể trầm tích Sông Hồng trên đất liền, như vậy quá trình hình thành và phát triển của miền vống Hà Nội vừa có nét tương đồng với bể trầm tích Sông Hồng, nhưng lại có liên quan mật thiết với tiến trình phát triển của các hệ thống đứt gãy Sông Hồng, Sông Chảy và Sông Lô...

Miền vống Hà Nội chỉ là phần cực Tây Bắc của bể trầm tích Đệ tam lớn - bể Sông Hồng, sự phát sinh và phát triển của miền vống Hà Nội liên quan mật thiết và chịu sự khống chế của các hệ thống đứt gãy phương Tây Bắc - Đông Nam: hệ đứt gãy Sông Chảy ở phía Tây Nam và hệ đứt gãy Sông Lô ở phía Đông Bắc.

Trên cơ sở lịch sử phát triển địa chất, đặc điểm cổ sinh - địa tầng, kiến tạo... của từng vùng, miền, các nhà địa chất đã phân chia miền vống Hà Nội thành một số đơn vị cấu trúc là một trong các cơ sở phân chia các vùng triển vọng CBM.

Đơn nghiêng rìa Đông Bắc (có văn liệu chỉ gọi là đới rìa Đông Bắc) hay đới vành ngoài (như một số văn liệu địa chất than hay gọi) nằm về phía Đông Bắc đứt gãy



Hình 5. Cột địa tầng tổng hợp miền vống Hà Nội

Sông Lô và chủ yếu được cấu thành bởi các trầm tích Neogen mỏng (từ 0 - 2.750m) trong các trũng hẹp và có xu thế mỏng dần về phía Bắc, Tây Bắc, chúng nằm kế thừa lên móng. Đơn nghiêng gồm các đới nâng, đới sụt nằm xen kẽ nhau hoặc tạo thành dãy, bị chia cắt bởi các đứt gãy thuận theo phương Tây Bắc - Đông Nam hoặc Đông Bắc - Tây Nam và tạo thành các cấu tạo âm dương như nhô Gia Lương, trũng Hải Dương, nâng Thanh Hà, nhô Tiên Lãng và các khối nâng địa phương khác như B10, B26, B6... với chiều sâu móng không lớn. Một số nơi móng còn nhô cao, phơi lộ lên cả trên bề mặt hiện tại như khu vực núi Voi - Kiến An - Hải Phòng. Trong phạm vi đới, đứt gãy Phả Lại - Đông Triều - Cẩm Phả (đứt gãy đường 18) có vai trò đặc biệt, vừa là ranh giới về phía Đông Bắc của các thành tạo móng Paleozoi này, vừa là ranh giới giữa cấu trúc nền sau - Caledoni và trũng Mezozoi của khu vực.

Đới trung tâm miền vông Hà Nội là phần diện tích được giới hạn bởi 2 đứt gãy chính: đứt gãy Sông Lô ở phía Đông Bắc và đứt gãy Sông Chảy ở phía Tây Nam. Đây là vùng sụt lún sâu và có cấu trúc địa chất và đặc điểm kiến tạo hết sức phức tạp. Chiều dày trầm tích Kainozoi ở đây lớn, nơi dày nhất đạt trên 7.000m và có xu hướng chìm dần ra vịnh Bắc bộ, có sự phát triển kế tiếp của các đới thành hệ - cấu trúc trước Kainozoi từ các đới ngoài rìa có trước tách giãn. Theo đặc điểm cấu trúc và kiến tạo, đới này được chia ra 2 phụ đới khác nhau bởi đứt gãy nghịch Vĩnh Ninh.

Trũng Đông Quan là cấu tạo bậc cao của bề trầm tích Sông Hồng, được giới hạn bởi hai đứt gãy chính là đứt gãy Sông Lô ở phía Đông Bắc và đứt gãy nghịch Vĩnh Ninh ở phía Tây Nam.

Với kết quả tổng hợp các tài liệu địa chất và địa vật lý đầy đủ, chi tiết của Ngành và các đơn vị nghiên cứu khác có thể phân tầng cấu trúc địa chất khu vực nghiên cứu ra 2 tầng cấu trúc chính:

- + Tầng cấu trúc trước Kainozoi.
- + Tầng cấu trúc Kainozoi.

Tầng cấu trúc dưới còn có thể gọi là *tầng cấu trúc móng trước Kainozoi*, tầng cấu trúc này bị vùi lấp bởi các thành tạo trẻ Kainozoi. Tầng này chỉ lộ ra ở phần rìa Tây Nam và Đông Bắc của Miền vông Hà Nội gồm các thành tạo là các đá biến chất gơnai, đá phiến kết tinh thuộc phức hệ Sông Hồng tuổi Proterozoi, các đá phun trào rhyolit poocfia thuộc phức hệ Tam Đảo và xâm nhập axit tuổi Triat giữa ở phía Tây Bắc. Ngoài ra, còn gặp các đá lục nguyên tuổi Jura sớm và đá vôi cacbon permi tại khu vực rìa Đông.

Tầng cấu trúc trên hay còn gọi là *tầng cấu trúc Kainozoi* thực chất là lớp phủ Kainozoi, bao gồm toàn bộ các trầm tích có tuổi từ Eocen đến Đệ tứ. Chiều dày lớp phủ trầm tích này khá dày > 7.000m, trung bình 3.000 - 4.000m gồm các thành tạo lục nguyên, lục nguyên chứa than và lục nguyên cacbonat, phủ bất chỉnh hợp lên tầng cấu trúc dưới.

Theo đặc điểm thạch học trầm tích, môi trường lắng đọng và lịch sử hình thành thì có thể phân tầng cấu trúc này thành 3 phụ tầng cấu trúc sau:

- + Phụ tầng cấu trúc dưới.
- + Phụ tầng cấu trúc giữa.
- + Phụ tầng cấu trúc trên.

Phụ tầng cấu trúc dưới gồm các thành tạo có tuổi từ Eocen đến Oligocen - đây là các trầm tích hạt thô: cuội sạn cát tướng lú tích, bồi tích ở phần dưới và chuyển lên phần trên lát cắt là cát sạn, cát bột và sét thuộc tướng đầm hồ, đồng bằng châu thổ và phần cao có cả trầm tích vũng vịnh.

Phụ tầng cấu trúc giữa gồm các thành tạo có tuổi từ Miocen sớm đến Miocen muộn với các đá lục nguyên cát bột xen kẽ và các thành tạo vụn lục nguyên chứa than, phân lớp là đối tượng nghiên cứu của luận văn. Phụ tầng này nằm bất chỉnh hợp lên phụ tầng cấu trúc dưới. Đây là các thành tạo được trầm tích trong môi trường đồng bằng châu thổ và xen kẽ ven bờ.

Phụ tầng cấu trúc trên được cấu thành bởi các thành tạo trẻ nhất: Pliocen và Đệ tứ, chúng phủ bất chỉnh hợp lên phụ tầng cấu trúc giữa gồm các đá lục nguyên, lục nguyên cacbonat được lắng đọng trong môi trường có động năng yếu, biển ven bờ và vũng vịnh, phân lớp gần như nằm ngang hoặc song song có độ dốc không đáng kể. Đá ở đây chủ yếu là cát, bột và sét gắn kết yếu hoặc bờ rời. Các thành tạo trong phụ tầng này gần như không bị các đứt gãy phân cắt.

Qua nghiên cứu đặc điểm cấu trúc của tầng cấu trúc này có thể thấy tầng này ở khu vực miền vông Hà Nội đã tồn tại các mặt bất chỉnh hợp chính tương đương với sự kết thúc của một pha hoạt động kiến tạo để rồi mở đầu cho một pha mới tiếp theo:

- + Mặt bất chỉnh hợp giữa hai tầng cấu trúc dưới và trên là mặt phân chia giữa các thành tạo cổ trước Đệ tam và các thành tạo Đệ tam (mặt móng trước Kainozoi).
- + Mặt bất chỉnh hợp góc trùng với mặt phân chia giữa thành tạo điệp Đình Cao và điệp Phong Châu là một mặt bất chỉnh hợp khu vực. Nó được hình thành vào cuối

Oligocen khi mà thời gian tạo địa hào, bán địa hào tách giãn sớm kết thúc, mặt Oligocen được nâng lên dẫn đến thiếu vắng trầm tích, một số nơi bị phong hóa và bào mòn mạnh, sau đó bị các trầm tích trẻ Miocen phủ bất chỉnh hợp lên trên và tạo thành một mặt bất chỉnh hợp góc đặc trưng toàn bộ khu vực nghiên cứu.

+ Mặt bất chỉnh hợp góc trùng với mặt phân chia địa tầng giữa Miocen và Pliocen có thể thấy rõ trên toàn bộ diện tích vùng nghiên cứu. Vì thế nó cũng được xem là mặt bất chỉnh hợp khu vực, được hình thành vào cuối Miocen muộn. Phần diện tích Đông Bắc miền vông Hà Nội được nâng lên chịu bị bào mòn, còn phần Tây Nam miền vông Hà Nội chịu tác động của pha nén ép mạnh, bị nâng trồi sau đó cũng bị bào mòn cắt cụt, nhiều nơi bị bào mòn cắt cụt sâu đến gần hết Miocen giữa.

Ngoài ba mặt bất chỉnh hợp được đề cập ở trên, thì theo tài liệu địa chấn còn phát hiện mặt phản xạ bất chỉnh hợp trong thành tạo Oligocen, nhưng đây là mặt phản xạ chỉ mang tính địa phương (local). Còn mặt phản xạ giữa Miocen dưới và Miocen giữa là mặt phản xạ được hình thành khi giai đoạn tách giãn muộn kết thúc, bề mặt Miocen dưới được nâng lên trong một khoảng thời gian (không dài) và bị bào mòn nhưng không nhiều, sau đó bị các trầm tích Miocen giữa - muộn phủ trực tiếp lên.

4. Đặc tính và sự phân bố các vỉa than hệ tầng Tiên Hưng khu vực miền vông Hà Nội

Đến nay đặc tính vỉa than đã được nghiên cứu, trong hệ tầng Tiên Hưng miền vông Hà Nội có 19 vỉa than được đồng danh từ 1 đến 19 theo thứ tự từ dưới lên (Bảng 1). Trong đó 5 vỉa chiều dày duy trì tương đối liên tục là vỉa 3, 4, 14, 15, 17.

Vỉa 1 có chiều dày thay đổi từ 0,23 - 7,11m, trung bình 2,18m, dày nhất gặp ở lỗ khoan 4T, 7T. Nhìn chung vỉa có chiều dày trung bình đến mỏng biến đổi nhanh không ổn định cấu tạo đơn giản. Vỉa không có giá trị công nghiệp.

Vỉa 2 có chiều dày thay đổi từ 0,40 - 2,95m, trung bình 1,02m, dày nhất ở lỗ khoan 1. Như vậy, vỉa có chiều dày mỏng, không ổn định cấu tạo tương đối phức tạp, độ duy trì kém không có giá trị công nghiệp. Vỉa 2 cách vỉa 1 là 19m.

Vỉa 3 có chỗ lộ dưới lớp phủ Đệ tứ, vỉa duy trì liên tục trong toàn khu Khoái Châu và có giá trị công nghiệp, chỗ dày nhất 19,09m, mỏng nhất 0,58m, trung bình 6,95m. Vỉa có chiều dày tương đối ổn định cấu tạo vỉa tương đối

đơn giản có từ 1 đến 5 lớp kẹp. Vỉa 3 cách vỉa 2 là 12m.

Vỉa 3a có độ duy trì không liên tục, không ổn định, không có giá trị công nghiệp vỉa dày nhất 10,10m mỏng nhất 0,16m, trung bình 1,29m. Vỉa 3a cách vỉa 3 là 15m.

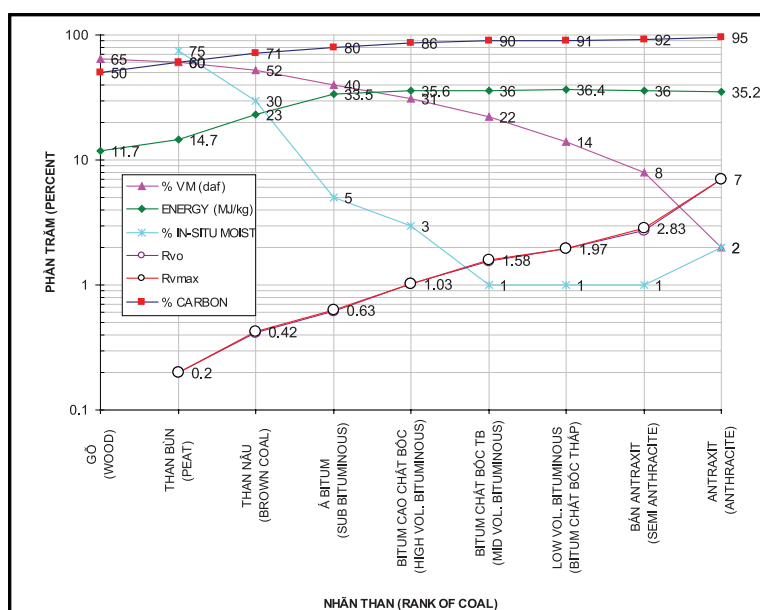
Vỉa 4 có phần lộ dưới lớp phủ Đệ tứ, duy trì trong toàn khu Khoái Châu trừ một số nơi bị vát mỏng, tuy nhiên vỉa 4 có giá trị công nghiệp. Chiều dày lớn nhất: 6,76m, nhỏ nhất 0,19m, trung bình 3,08m. Vỉa tương đối ổn định, cấu tạo vỉa tương đối đơn giản. Vỉa 4 cách vỉa 3a là 22m.

Vỉa 5 có nhiều chỗ lộ dưới lớp phủ Đệ tứ, phân bố trong toàn khu Khoái Châu, chiều vỉa dày vỉa từ mỏng đến rất mỏng, không ổn định, không có giá trị công nghiệp, chỗ dày nhất 2,19m, nhỏ nhất 0,15m, vỉa 5 cách vỉa 4 là 26m.

Các vỉa 6, 7 và 8 cũng lộ dưới lớp phủ Đệ tứ và gặp ở hầu hết lỗ khoan trong vùng, các vỉa than này có chiều dày từ mỏng đến rất mỏng, cá biệt có điểm chiều dày tăng đột biến. Độ duy trì và ổn định kém, chiều dày vỉa 6 thay đổi từ 0,1 - 7,3m, trung bình 1,10m, vỉa 7 chiều dày thay đổi từ 0,10 - 5,02m, trung bình 1,05m, vỉa 8 chiều dày thay đổi từ 0,03 - 5,16m.

Nhìn chung, vỉa có cấu tạo phức tạp, vách trụ vỉa thường là lớp sét kết, bột kết mỏng. Riêng vách vỉa 6 có lớp sét kết màu loang lổ dày 2 - 10m tương đối ổn định, dùng làm tầng đánh dấu, đồng danh vỉa và tập than. Các vỉa này không có giá trị công nghiệp. Tập vỉa này cách vỉa 5 là 64m.

Vỉa 9 là vỉa than mỏng có chiều dày từ 0,20 - 2,41m, trung bình 1,00m. Vỉa cấu tạo đơn giản, ít lớp kẹp, duy trì



Hình 6. Đặc tính hoá lý, công nghệ trung bình theo nhân than/loại than

không liên tục. Vía 9 cách vỉa 8 là 36m, cách vỉa 10 là 64m, là khoảng cách địa tầng giữa các vỉa tương đối xa.

Các vỉa 10, 11, 12 và vỉa 13 đều có chiều dày mỏng đến rất mỏng, rất không ổn định, độ duy trì kém. Chiều dày vỉa 10 thay đổi từ 0,1 - 4,46m, trung bình 0,93 m, vỉa 11 dày từ 0,39 - 2,79m, trung bình 1,00m. Chiều dày vỉa 12 thay đổi từ 0,40 - 3,69m, trung bình 1,26m, vỉa 13 dày từ 0,10 - 3,20m, trung bình 1,19m. Các vỉa này có cấu tạo đơn giản, vách trụ thường gặp sét kết, bột kết, ít khi gặp cát kết hạt mịn. Đây là các vỉa không đạt chiều dày công nghiệp, đá vây quanh chủ yếu là đá hạt thô, cát kết thạch anh sáng màu, xen kẹp các lớp bột kết, sét kết mỏng.

Vía 14 cũng lộ dưới lớp phủ Đệ tứ có chiều dày lớn nhất 14,29m, nhỏ nhất 0,38m, trung bình 4,89m, vỉa duy trì tương đối liên tục trong khu Khoái Châu: ổn định và có cấu tạo tương đối đơn giản, ít lớp kẹp, có giá trị công nghiệp. Vách trụ vỉa là sét kết, bột kết, vỉa 14 cách vỉa 13 là 60m.

Vía 15 lộ dưới lớp phủ Đệ tứ có chỗ dày vỉa tới 5,91m, chỗ nhỏ nhất 0,40m, trung bình 3,71m. Vía duy trì tương đối liên tục trong toàn khu Khoái Châu, nhưng mỏng dần về phía tây. Cấu tạo vỉa tương đối đơn giản, chiều dày tương đối ổn định, vỉa 15 có giá trị công nghiệp cách vỉa 14 là 85m.

Vía 16 có chiều dày mỏng đến rất mỏng, không ổn

Bảng 1. Bảng thống kê các đặc tính cơ bản của các vỉa than

Vía	Chiều dày vỉa Nhỏ nhất - Lớn nhất Trung bình (lần gặp)	Đặc điểm cấu tạo của vỉa	Đặc tính ổn định của vỉa	Khoảng cách vỉa Nhỏ nhất - Lớn nhất Trung bình
1	0,30 - 5,68 0,96 (14)	Đơn giản	Không ổn định	26
2	0,20 - 3,19 1,02 (20)	Tương đối đơn giản	Không ổn định	4,50 - 62,00 19
3	0,29 - 19,09 4,12 (35)	Tương đối đơn giản	Tương đối ổn định	2,00 - 18,00 12
3 ^a	0,69 - 3,56 1,30 (19)	Đơn giản	Không ổn định	2,00 - 19,50 15
4	0,19 - 6,94 3,23 (35)	Tương đối đơn giản	Tương đối ổn định	1,50 - 27,00 22
5	0,17 - 2,76 0,86 (13)	Đơn giản	Không ổn định	3,00 - 42,00 26
6	0,10 - 5,90 1,57 (23)	Phức tạp	Không ổn định	8,50 - 50,00 15
7	0,20 - 4,14 1,24 (19)	Phức tạp	Không ổn định	3,00 - 29,50 13
8	0,20 - 4,62 1,11 (17)	Phức tạp	Không ổn định	4,50 - 72,00 36
9	0,20 - 2,41 1,24 (26)	Đơn giản	Không ổn định	6,50 - 90,00 64
10	0,10 - 2,49 0,83 (21)	Đơn giản	Không ổn định	41,00 - 98,00 19,00
11	0,39 - 2,79 1,00 (19)	Đơn giản	Không ổn định	6,00 - 38,00 19
12	0,39 - 7,68 1,65 (18)	Đơn giản	Không ổn định	3,00 - 35,00 18
13	0,10 - 5,10 1,83 (22)	Đơn giản	Không ổn định	7,00 - 45,00 22
14	0,29 - 14,29 4,68 (36)	Tương đối đơn giản	Tương đối ổn định	8,00 - 85,00 60
15	0,19 - 9,24 4,23 (28)	Tương đối đơn giản	Tương đối ổn định	46,30 - 105,00 45
16	0,49 - 1,60 1,03 (9)	Đơn giản	Rất không ổn định	0,00 - 44,50 28
17	0,30 - 9,71 3,96 (19)	Tương đối phức tạp	Tương đối ổn định	18,60 - 66,50 45
18	0,20 - 2,09 0,87 (10)	Đơn giản	Rất không ổn định	12,50 - 70,00 32
19	0,15 - 0,88 0,48 (9)	Đơn giản ít lớp kẹp	Rất không ổn định	4,5 - 70,00

định, kém duy trì cấu tạo đơn giản không có giá trị công nghiệp, chỗ dày lớn nhất 1,58m, nhỏ nhất 0,80m, trung bình 1,00m. Vía 16 cách vỉa 15 là 45m.

Vía 17 cũng lộ dưới lớp phủ Đệ tứ có xu thế cắm về phía Đông Nam và duy trì tương đối liên tục. Chiều dày vỉa lớn nhất 9,71m, nhỏ nhất 0,98m, trung bình 4,05m. Như vậy vỉa 17 cũng có chiều dày tương đối ổn định, nhưng cấu tạo vỉa tương đối phức tạp: có từ 2 - 5 lớp kẹp, đây là vỉa có giá trị công nghiệp, ở phần vách trụ vỉa thường là sét kết, bột kết. Vía 17 cách vỉa 16 là 28m.

Vía 18 và vỉa 19 cũng có chỗ lộ dưới lớp phủ Đệ tứ, vỉa có chiều dày mỏng đến rất mỏng. Chiều dày lớn nhất 2,09m, nhỏ nhất 0,15m, rất kém ổn định, kém duy trì. Chiều dày không đạt chiều dày công nghiệp, cấu tạo vỉa đơn giản ít lớp kẹp.

5. Đặc tính than, khí than hệ tầng Tiên Hưng khu vực miền võng Hà Nội

Than ở miền võng Hà Nội trong độ sâu nghiên cứu đến 2.000m chủ yếu có nguồn gốc lục địa - limnic, thuộc hệ tầng Tiên Hưng tuổi Miocen muộn (N_1^{3th}), có thành phần vitrinit: 85 - 90%, inertinit: 1 - 3%; liptinit: 7 - 8%; lượng khí than trong các vỉa than, tập than phụ thuộc vào mức độ biến chất than và độ sâu phân bố tập, vỉa than và có xu thế tăng cao ở phần sâu hơn, trong khoảng dao động lớn từ 0 đến $2m^3/tấn$ ở phần nông, đến 10 - $15m^3/tấn$ ở phần sâu từ 1.500 - 2.000m.

Miền võng Hà Nội trong khoảng độ sâu 300 - 2.000m, khí than còn được lưu giữ và bảo tồn tốt trong các vỉa than có độ dày lớn từ độ sâu 1.000 - 2.000m, thậm chí sâu hơn. Các phần diện tích ven rìa có các thành tạo chứa than ở độ sâu nhỏ (80 - 200m) ít có triển vọng CBM.

Kết luận

1. Trong hệ tầng Tiên Hưng miền võng Hà Nội có 19 vỉa than, có chiều dày trung bình từ khoảng 0,6 - 2m, đôi nơi có vỉa đến hơn 4m, trong đó 5 vỉa chiều dày duy trì tương đối liên tục là vỉa 3, 4, 14, 15, 17.

2. Đa phần các vỉa mỏng, phân bố không liên tục, không có giá trị công nghiệp cao.

3. Than ở miền võng Hà Nội trong độ sâu nghiên cứu đến 2.000m chủ yếu có nguồn gốc lục địa - Limnic, thuộc hệ tầng Tiên Hưng tuổi Miocen muộn (N_1^{3th}), có thành phần vitrinit: 85 - 90%, inertinit: 1 - 3%; liptinit: 7 - 8%.

4. Lượng khí than trong các vỉa than, tập than phụ thuộc vào mức độ biến chất than và độ sâu phân bố tập,

vỉa than và có xu thế tăng cao ở phần sâu hơn, trong khoảng dao động lớn 0 - $2m^3/tấn$ ở phần nông đến 10 - $15m^3/tấn$ ở phần sâu từ 1.500 - 2.000m.

5. Miền võng Hà Nội trong khoảng độ sâu 300 - 2.000m, khí than còn được lưu giữ và bảo tồn tốt trong các vỉa than có độ dày lớn từ độ sâu 1.000 - 2.000m, thậm chí sâu hơn. Các phần diện tích ven rìa có các thành tạo chứa than ở độ sâu nhỏ (80 - 200m) ít có triển vọng CBM.

Tài liệu tham khảo

1. Ngô Tất Chính, 1987. *Kết quả tìm kiếm tỷ mỷ than khu Khoái Châu - Châu Giang - Hải Hưng*. Báo cáo Lưu trữ Địa chất.
2. Vũ Xuân Doanh, 1975. *Thông tin Triển vọng than trong trầm tích Neogen dải Khoái Châu (Hưng Yên) - Tiền Hải (Thái Bình)*. Báo cáo Lưu trữ Viện Địa chất - Khoáng sản.
3. Vũ Xuân Doanh, 1986. *Độ chứa than miền võng Hà Nội (Hưng Yên - Thái Bình)*. Báo cáo Lưu trữ Địa chất, Địa chất - Khoáng sản.
4. Lê Hưng, Vũ Trụ, Phùng Sỹ Tài, Lưu Thanh Hưng, 9/1988. *Mối quan hệ giữa sinh thành hydrocarbon với trầm tích chứa than bể Sông Hồng*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị khoa học: Địa chất - Khai thác than, Hà Nội.
5. Vũ Trụ và nnk, 2011. *Đánh giá tiềm năng và khả năng khai thác khí than (CBM) tại dải Trung tâm miền võng Hà Nội (Phù Cừ - Tiên Hưng - Kiến Xương - Tiền Hải)*. Báo cáo Lưu trữ PAC.
6. Trần Lê và Vũ Ngọc Tiến, 1987. *Kết quả nghiên cứu khai thác các băng chấn để liên kết các tập chứa than vùng Tây bắc sông Luộc miền võng Hà Nội*. Báo cáo Lưu trữ TTTLĐC.
7. Ngô Thường San và nnk, 1999. *Cấu trúc địa chất và triển vọng chứa dầu khí của miền võng Hà Nội*. Báo cáo Lưu trữ VPI.
8. Bùi Trí Tâm, 2011. *Tiềm năng than, khí than tại MVHN lô 01-KT miền võng Hà Nội*. Luận văn Thạc sỹ Khoa học - Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội.
9. Lê Văn Trương và nnk, 2004. *Nghiên cứu minh giải lại tài liệu địa chất - địa vật lý, xem xét lại các giếng khoan khu vực Tiên Hưng, Kiến Xương, Đông Quan D*. Báo cáo tổng kết, Báo cáo Lưu trữ PAC.
10. Arrow Energy, 2009. *Các báo cáo kết quả khoan tìm kiếm thăm dò CBM lô MVHN-01KT*.

Nghiên cứu tổng hợp phụ gia chống ăn mòn kim loại cho nhiên liệu sinh học pha etanol từ nguồn dầu thực vật phi thực phẩm

ThS. Vũ An, ThS. Lê Thái Sơn, ThS. Phan Trọng Hiếu, KS. Trần Thanh Phương
ThS. Nguyễn Thị Thu Hiền, KS. Cao Huy Hiệp, KS. Lương Văn Thường
Viện Dầu khí Việt Nam
KS. Bùi Ngọc Dương
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong nghiên cứu này, các dẫn xuất imidazolin của các loại dầu thực vật phi thực phẩm bao gồm: dầu cọ rào, dầu hạt cao su, dầu bông và dầu ăn thải... đã được tổng hợp và chỉ rõ sự phân bố mạch carbon cũng như thành phần của chúng trong sản phẩm tổng hợp. Đó là dòng hợp chất imidazolin với 5 thành phần chính có mạch carbon phân bố trong khoảng từ C_{16} - C_{18} . Sản phẩm tổng hợp được đặc trưng bằng các phương pháp phổ hồng ngoại (IR), phổ cộng hưởng từ hạt nhân NMR 1H. Đặc biệt, phổ sắc ký lỏng hiệu năng cao (HPLC-UV) cho thấy vùng hấp thụ UV đặc trưng của dẫn xuất imidazolin ở 230nm.

Khả năng chống ăn mòn kim loại của phụ gia tổng hợp được đánh giá bằng các phương pháp điện hóa và hóa học. Các dẫn xuất imidazolin thu được từ các loại dầu khảo sát đều có tính năng bảo vệ các chi tiết kim loại thường gặp trong các hệ thống tồn chứa, sử dụng và vận chuyển nhiên liệu sinh học pha etanol (Fe, Cu), trong đó Imidazolin thu được từ dầu cọ rào cho hiệu quả bảo vệ cao nhất. Ảnh hưởng của phụ gia tổng hợp lên các tính chất của nhiên liệu sinh học pha etanol được tiến hành đánh giá theo các tiêu chuẩn quy định về tính tương thích của phụ gia đối với các vật liệu và nhiên liệu khảo sát. Kết quả thu được cho thấy phụ gia chống ăn mòn kim loại tổng hợp từ các loại dầu thực vật phi thực phẩm có khả năng đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật đối với nhiên liệu sinh học pha etanol theo QCVN 1:2009/BKHCN.

1. Giới thiệu

Phụ gia cho nhiên liệu nói chung và nhiên liệu sinh học pha etanol (bio-etanol) nói riêng, đóng vai trò rất quan trọng trong việc đảm bảo tính năng làm việc của động cơ. Một trong các phụ gia tính năng rất quan trọng cho nhiên liệu pha etanol là phụ gia chống ăn mòn kim loại. Do etanol có tính hút ẩm mạnh nên nguy cơ nước xâm nhập vào hệ thống nhiên liệu này khá cao. Từ đó, hiện tượng ăn mòn các vật liệu kim loại trong hệ thống thường xảy ra trong quá trình sử dụng, tồn chứa đối với hệ nhiên liệu này, dẫn đến các sự cố nghiêm trọng như: cháy nổ do rò rỉ nhiên liệu, tắc nghẽn lưu thông do tích tụ rỉ sét. Vì thế, phụ gia chống ăn mòn được sử dụng nhằm ngăn ngừa các hiện tượng ăn mòn xảy ra khi sử dụng bio-etanol. Phụ gia chống ăn mòn cho bio-etanol thường được sử dụng là các dẫn xuất imidazolin được

điều chế từ axit béo có mạch hydrocarbon trong khoảng C_{12} - C_{18} , cho hiệu quả bảo vệ kim loại trong hệ thống nhiên liệu khá cao (hơn 90% ở nồng độ trong khoảng 10 - 50ppm) [4, 5, 12, 13].

Đến nay, các công trình nghiên cứu được đăng ký bản quyền tại Mỹ và trên các tạp chí của các nhà xuất bản ACS Publications, SpringerLink, ScienceDirect tổng hợp dẫn xuất imidazolin từ các axit béo riêng lẻ như axit oleic, axit stearic, axit palmitic, axit lauric, metyl este mỡ động vật hoặc hỗn hợp axit tách ra từ dầu oliu, dầu dừa, dầu ngô làm phụ gia ức chế ăn mòn cho nhiên liệu bio-etanol hoặc cho đường ống dẫn, bể chứa. Chưa có công trình nào đề cập đến quá trình tổng hợp dẫn xuất imidazolin cũng như đánh giá hiệu quả bảo vệ kim loại của tổ hợp chất ức chế ăn mòn imidazolin có mạch carbon phân bố từ C_{12} - C_{18} trong môi trường

bio-ethanol từ các loại dầu bông, dầu cọc rào, dầu hạt cao su và dầu ăn phế thải [5, 8, 12].

Hiện nay, chưa có nhiều nghiên cứu tổng hợp các loại phụ gia cho nhiên liệu gốc khoáng pha ethanol. Các nghiên cứu chủ yếu tập chung vào quá trình lựa chọn những phụ gia sẵn có trên thị trường sau đó pha chế vào nhiên liệu nhằm mục đích đạt được các chỉ tiêu kỹ thuật cho nhiên liệu gốc khoáng pha ethanol. Đề tài "Nghiên cứu lựa chọn các chất phụ gia pha trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu gốc khoáng nhằm đảm bảo yêu cầu về chất lượng nhiên liệu trong quá trình bảo quản và sử dụng, đồng thời đảm bảo tính an toàn môi trường của nhiên liệu" của nhóm tác giả Viện Dầu khí Việt Nam. Trong đề tài trên, nhóm tác giả đã tổ hợp được gói phụ gia tính năng cho nhiên liệu sinh học phối trộn nhiên liệu khoáng từ các thành phần đơn lẻ, các đề tài chỉ hoàn thành pha chế tổ hợp gói phụ gia từ các phụ gia đơn lẻ có sẵn trên thị trường. Ngoài ra, một số công trình nghiên cứu tổng hợp hoặc lựa chọn phụ gia ức chế ăn mòn phục vụ ngành công nghiệp dầu khí. Trong đó có công trình nghiên cứu tổ hợp phụ gia ức chế ăn mòn cho dung dịch packer (dung dịch gốc nước) hay công trình nghiên cứu tổng hợp chất ức chế ăn mòn imidazolin từ nguyên liệu dầu dừa nhằm bảo vệ các đường ống dẫn dầu của nhóm tác giả Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Chuyển giao công nghệ (CTAT) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tuy nhiên, có thể nhận thấy điểm khác nhau giữa mục đích sử dụng và nguồn nguyên liệu trong các công trình nghiên cứu. Do vậy, việc lựa chọn nguồn nguyên liệu phi thực phẩm sẵn có trong nước với giá thành thấp như dầu bông, dầu cọc rào, dầu hạt cao su, dầu ăn thải để tổng hợp phụ gia chống ăn mòn kim loại cho nhiên liệu sinh học pha ethanol sẽ đem lại hiệu quả kinh tế kỹ thuật.

2. Thực nghiệm

2.1. Tổng hợp phụ gia

2.1.1. Điều chế axit béo từ dầu thực vật

Phản ứng xà phòng hóa: Cân 700g dầu thực vật vào cốc chịu nhiệt 2l đặt lên bếp điều nhiệt. Hòa tan 196g KOH vào 650ml nước cất, khuấy cho tan hết. Nhỏ từ từ dung dịch này vào cốc chịu nhiệt 2l có chứa dầu, khuấy đều và điều chỉnh nhiệt độ khối chất lỏng trong cốc khoảng 90 - 100°C. Sau khi nhỏ hết dung dịch KOH, khuấy thêm 2 giờ cho phản ứng xà phòng hóa xảy ra hoàn toàn. Tiến hành rửa sản phẩm bằng dung dịch NaCl bão hòa đun nóng khoảng 80°C ba lần. Sau đó rửa tiếp sản phẩm bằng nước nóng 80°C đến khi pH của nước rửa trung tính.

Phản ứng axit hóa: Cân 50g xà phòng vào bình cầu 250ml có gắn sinh hàn hồi lưu. Tiến hành gia nhiệt có khuấy đến nhiệt độ khoảng 60°C. Pha loãng 12,5ml dung dịch H_2SO_4 đậm đặc bằng 62,5ml nước cất để thu được dung dịch H_2SO_4 20%. Nhỏ từ từ dung dịch này vào bình cầu ba cổ. Sau khi nhỏ hết dung dịch gia nhiệt cho hỗn hợp phản ứng đến nhiệt độ 100°C và giữ nhiệt độ này trong một giờ.

2.1.2. Tổng hợp imidazolin

Cân 1,04g dietyltri-amin và 50ml xylen vào bình cầu ba cổ 250ml chịu nhiệt. Tiếp theo, cân 6,02g axit béo vào cốc 100ml. Đặt bình cầu lên máy khuấy từ có gia nhiệt, lắp sinh hàn hồi lưu, nhiệt kế, phễu nhỏ giọt vào hệ thống phản ứng. Tiến hành gia nhiệt có khuấy, khi nhiệt độ đạt đến nhiệt độ 150°C, nhỏ giọt hỗn hợp axit béo vào hệ thống phản ứng đến hết và giữ nhiệt độ trong suốt thời gian phản ứng. Sau 8 giờ phản ứng, tiến hành chân không 2 giờ ở nhiệt độ 150°C và điều kiện chân không 3mm Hg. Sản phẩm phản ứng được kết tinh lại trong dung môi n-hexan nóng ở nhiệt độ 80°C.

Quá trình kết tinh như sau: Tất cả sản phẩm của phản ứng được đưa vào bình tam giác 250ml, đun nóng n-hexan đến 80°C trong một bình tam giác khác. Nhỏ từ từ một lượng nhất định dung dịch n-hexan vào bình tam giác có chứa sản phẩm phản ứng. Mỗi lần đưa dung môi vào lắc đều hỗn hợp sao cho lượng dung môi đưa vào coi như vừa đủ hòa tan một lượng nhất định sản phẩm. Thực hiện quá trình đến khi lượng n-hexan vừa đủ để hòa tan hết hỗn hợp phản ứng. Làm lạnh từ hỗn hợp trên đến khi có xuất hiện chất kết tủa màu trắng. Lọc để loại bỏ phần dung môi và thu lại phần kết tủa trên giấy lọc. Phần chất rắn thu được đem kết tinh lại đến khi chất rắn thu được có màu trắng trong suốt [3, 4, 8, 10, 11, 12, 13].

2.1.3. Các phương pháp đặc trưng sản phẩm [1]

- Phương pháp sắc ký khí khối phổ (GC-MS): mẫu được phân tích trên thiết bị GC-6890A kết nối MS-5975C tại Phòng thí nghiệm trọng điểm, Viện Hóa học và Công nghiệp Việt Nam. Điều kiện đo: cột sắc ký HP-5ms 30m x 0,25mm x 0,25 μ m, thể tích bơm mẫu 1 μ l (chia dòng 80:1).

- Phương pháp phổ hồng ngoại (IR): xác định các dao động của nhóm chức trong phân tử ở vùng tần số sóng từ 4.000 cm^{-1} - 400 cm^{-1} , sử dụng cuvet chứa mẫu lỏng, thiết bị đo FTIR IMPACT 410 tại Viện Hóa học - Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

- Phương pháp phổ sắc ký lỏng hiệu năng cao (HPLC-UV): sử dụng pha động 7V metanol/3V nước, cột C18, thể tích bơm mẫu 20 μ l, phần mềm Empower software, phân tích tại Viện Hóa học - Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

2.1.4. Các phương pháp đánh giá khả năng ức chế ăn mòn của phụ gia ức chế ăn mòn [2]

- Đánh giá khả năng ức chế ăn mòn bằng phương pháp điện hóa: sử dụng thiết bị đo Parstat 2273 Advanced Electrochemical System tại Phòng thí nghiệm chống ăn mòn - CTAT. Các thông số đo: thế mạch hở (E_0) và hiệu quả bảo vệ theo giá trị mật độ dòng ăn mòn (HQBV). Để phân loại và lựa chọn được sản phẩm imidazolin có tính năng bảo vệ tốt nhất, các sản phẩm tổng hợp thu được từ các loại dầu nghiên cứu được đánh giá sơ bộ qua các phép đo ăn mòn điện hóa trên các vật liệu kim loại nghiên cứu (Fe, Cu, Al). Các phép đo được tiến hành bao gồm:

+ Đo thế mạch hở E_0 : nghiên cứu nhiệt động quá trình ăn mòn để đánh giá khả năng xảy ra hiện tượng ăn mòn kim loại trong môi trường nghiên cứu.

+ Đo tốc độ ăn mòn icorr (mật độ dòng ăn mòn): nghiên cứu động học quá trình ăn mòn để xác định mức độ ăn mòn kim loại trong môi trường nghiên cứu, từ đó xác định hiệu quả bảo vệ kim loại. Hiệu quả bảo vệ được xác định theo giá trị mật độ dòng ăn mòn (icorr) của kim loại trong mẫu dung dịch đo so với mẫu dung dịch chuẩn ban đầu (mẫu không sử dụng ức chế) theo công thức:

$$HQBV\% = \frac{I_{corr}^0 - I_{corr}}{I_{corr}^0} 100\% \quad (1)$$

Kết quả xác định mật độ dòng ăn mòn (i_{corr}) qua các đường cong phân cực của các kim loại nghiên cứu (Fe, Cu, Al) trong các dung dịch nước chiết từ các mẫu NLSH pha etanol (E10). Dòng ăn mòn được xác định bằng phương pháp điện trở phân cực với khoảng điện thế $\Delta E = |E - E_{cor}| = 10\text{mV}$ và tốc độ quét $v = 0,5\text{mV/s}$. Các đường cong phân cực thu được dùng để xác định mật độ dòng ăn mòn i_{corr} [8].

- Đánh giá ăn mòn thép theo tiêu chuẩn ASTM D665: đánh giá khả năng chống rỉ thép trong môi trường nhiên liệu khi có nước (hỗn hợp nước nhiên liệu). Hỗn hợp 300ml nhiên liệu và 30ml nước cất hoặc nước biển nhân tạo được khuấy ở nhiệt độ $60 \pm 1^\circ\text{C}$, một ống thép hình trụ được nhúng vào dung dịch trên. Quá trình thử nghiệm

tiến hành trong 4 giờ. Sau thử nghiệm xác định mức độ rỉ của viên đạn.

- Đánh giá ăn mòn đồng theo tiêu chuẩn ASTM D130: sử dụng thiết bị đo Italy S.D.M Model 1440 tại Phòng Ứng dụng và Phát triển sản phẩm mới - CTAT. Điều kiện đo: lượng mẫu 30ml, nhiệt độ đo 100°C trong 2 giờ. Sau khi thử nghiệm, so sánh mức độ biến đổi màu của tấm đồng so với bảng màu tiêu chuẩn.

2.1.5. Các phương pháp đánh giá tính chất nhiên liệu khi pha phụ gia ức chế ăn mòn

- Khả năng phân hủy sinh học: khả năng phân rã sinh học hiếu khí của phụ gia được xác định theo phương pháp BODIS Marine đã được sửa đổi từ tiêu chuẩn ISO TC/147, SC5/WG4-N141 BOD-test áp dụng cho các chất không (hoặc ít) hòa tan trong nước (1995) và tài liệu Hệ thống Quản lý chất lượng theo tiêu chuẩn ISO 9001-2000: PII-75-02 "Hướng dẫn xác định khả năng phân rã sinh học" - Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí - Viện Dầu khí Việt Nam.

- Khả năng tương hợp của phụ gia với các vật liệu phi kim loại bao gồm:

- Độ giãn dài tới hạn xác định theo tiêu chuẩn: ISO 527-2 (1993) trên máy Housfield của Anh. Tốc độ kéo 5mm/phút, nhiệt độ 25°C độ ẩm 75%. Tất cả các mẫu đo có kích thước theo tiêu chuẩn hình mác chèo, kích thước 20 x 150 x 4mm, khoảng giữa 12 x 80 x 4mm.

+ Độ bền kéo xác định theo tiêu chuẩn ISO 527-2 (1993) trên máy Housfield của Anh. Tốc độ kéo 5mm/phút, nhiệt độ 25°C độ ẩm 75%. Tất cả các mẫu đo có kích thước theo tiêu chuẩn hình mác chèo, kích thước 20 x 150 x 4mm, khoảng giữa 12 x 80 x 4mm.

+ Độ cứng của vật liệu được đo theo TCVN 1595 - 07, mẫu đo có kích thước thích hợp, mặt ép phải có diện tích tối thiểu 500mm² với một lỗ tâm 5,4mm $\pm$ 0,2mm.

+ Sự thay đổi thể tích xác định theo phương pháp nhúng chìm chính là hiệu số sự thay đổi thể tích của mực nước khi tiến hành nhúng chìm mẫu trước và sau khi tiến hành hồi lưu trong nhiên liệu xăng. DO có và không có pha phụ gia.

- Ảnh hưởng của phụ gia đến tính chất nhiên liệu: xác định tính chất của nhiên liệu khi có và không có phụ gia theo QCVN 1:2009/BKHCN.

3. Kết quả thảo luận

3.1. Tính chất của các loại dầu thực vật

Nguồn nguyên liệu dầu thực vật phi thực phẩm được lựa chọn để tổng hợp phụ gia chống ăn mòn kim loại cho nhiên liệu sinh học pha ethanol bao gồm: dầu bông thô, dầu cocolar, dầu hạt cao su và dầu ăn phế thải. Thành phần chủ yếu của các loại dầu thực vật này là các triglyxerit của các axit béo có mạch hydrocarbon trong khoảng C_{12} - C_{18} . Các nguyên liệu trên sau khi tinh chế được tiến hành phân tích các đặc tính hóa lý cho các kết quả trong Bảng 1.

Từ bảng phân tích các chỉ tiêu hóa lý của các mẫu dầu, có thể so sánh tương đối chính xác tính chất của các mẫu dầu. Chỉ số iot của các loại dầu thực vật cho biết số lượng liên kết π có trong một loại dầu; độ bền oxy hóa khác nhau của các loại dầu; độ nhớt và độ khô hay không khô. Dầu hạt cao su có chỉ số iot cao nhất, kém bền oxy hóa nhất. Dầu cocolar có chỉ số iot thấp nhất, độ bền oxy hóa tốt nhất. Hàm lượng nước tự nhiên có trong dầu thực vật cũng là một chỉ tiêu đánh giá chất lượng của dầu. Dầu chứa lượng nước càng thấp thì công đoạn tinh chế sản phẩm càng dễ dàng. Các chỉ tiêu khác của dầu cũng phản ánh tính chất hóa lý đặc trưng cho từng loại dầu và là chỉ số quan trọng để đánh giá khả năng sử dụng của từng loại dầu trong một mục đích nhất định. Để xác định mạch hydrocarbon trong phân tử dầu thực vật, nhóm tác giả đã tiến hành phản este hóa chéo dầu thực vật bằng metanol để chuyển các phân tử triglyxerit thành metyleste và phân tích thành phần metyleste bằng thiết bị GC-MS. Kết quả được đưa ra trong Bảng 2.

Các loại dầu đều có mạch cacbon phân bố chủ yếu là C_{16} và C_{18} . Cụ thể như sau: dầu bông 73,33%V C_{18} , 23,81%V C_{16} ; dầu cocolar 84,36%V C_{18} , 15,65%V C_{16} ; dầu hạt cao su 88,03%V C_{18} , 10,21%V C_{16} ; dầu ăn phế thải 75,37%V C_{18} , 2,03%V C_{16} . Sự phân bố mạch cacbon tương ứng với chỉ số xà phòng hóa và chỉ số iot của các loại dầu.

Quá trình phản ứng chuyển hoá từ dầu

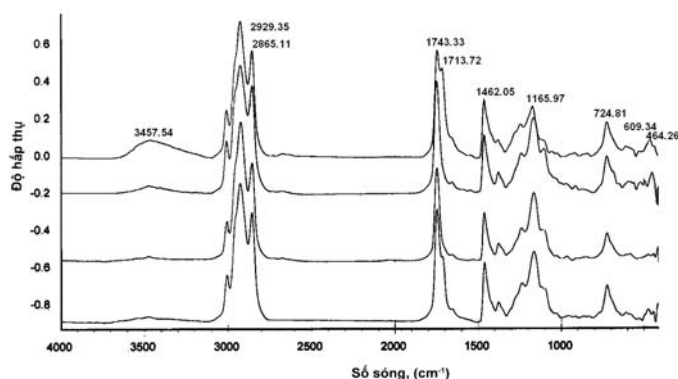
Bảng 1. Tính chất hóa lý của các dầu thực vật sau khi tinh chế

Tên dầu	Dầu bông	Dầu cocolar	Dầu hạt cao su	Dầu ăn phế thải
Tính chất				
Màu sắc	nâu sáng	nâu	vàng - nâu sáng	Nâu
Chỉ số axit, mg KOH/g	0,925	27	15,4	2,1
Chỉ số xà phòng, mg KOH/g	191	189	187	193
Chỉ số iot, g I ₂ /100g	115	116	130	114
Nước, % khối lượng	0,03	0,05	0,3	0,16
Độ nhớt động học 40°C, cSt	39,0	30,7	33,4	35,3
Điểm chớp cháy, °C		210	260	-
Điểm đông đặc, °C	-1 - 4,4	-2	-12	-

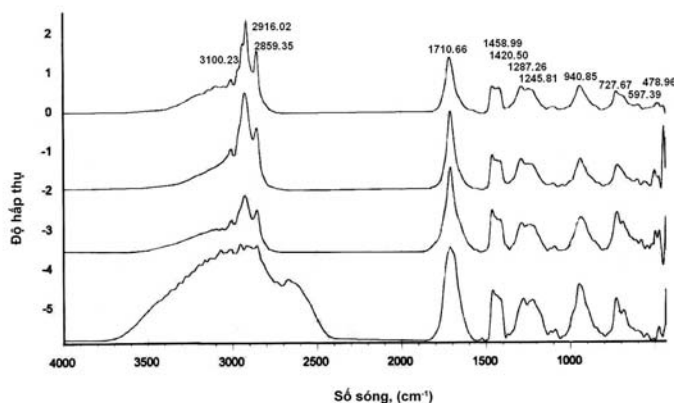
Bảng 2. Phân bố mạch cacbon trong các loại dầu thực vật

Mạch cacbon %V	Dầu bông	Dầu cocolar	Dầu hạt cao su	Dầu ăn phế thải
C_{12}	-	-	0,69	-
C_{14}	0,59	-	-	0,66
C_{16}	22,72	14,97	10,21	-
$C_{16=}$	1,09	0,68	-	2,03
C_{18}	3,34	9,15	10,27	5,76
$C_{18=}$	16,79	44,33	46,24	41,58
$C_{18==}$	53,2	30,88	32,52	28,03

3.2. Phổ IR của dầu thực vật, axit béo dầu thực vật và sản phẩm imidazolin tổng hợp



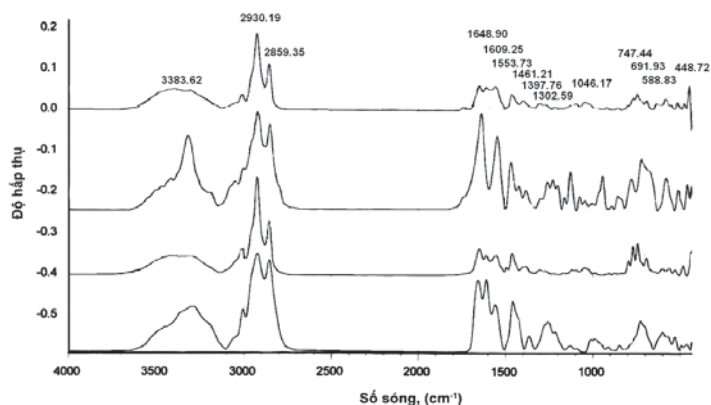
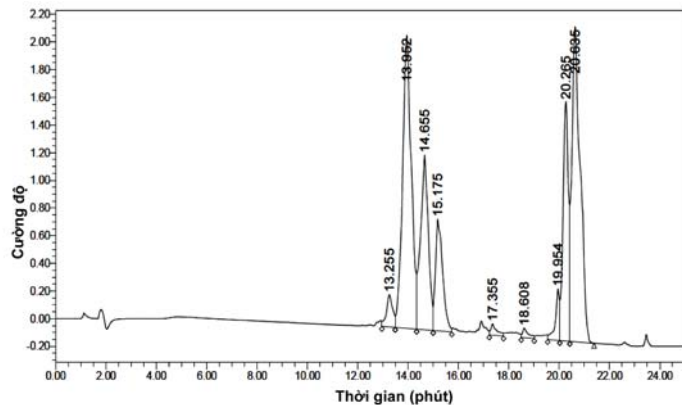
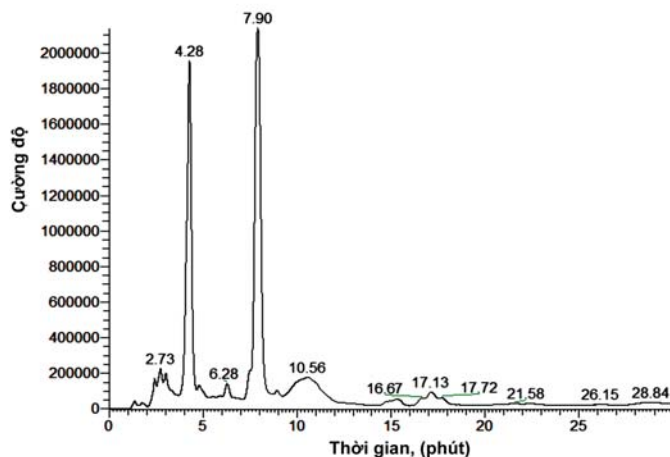
Hình 1. Phổ IR của các loại dầu thực vật



Hình 2. Phổ IR của các axit béo dầu thực vật khảo sát

Bảng 3. Các dao động hồng ngoại đặc trưng của nguyên liệu và sản phẩm

Nguyên liệu	Dao động của nhóm đặc trưng, cm^{-1}			
	Triglyxerit	Axit béo	imidazolin tổng hợp	
	-C=O (RCOOR')	-C=O (RCOOH)	-CON- (amit)	-C=N- (Imidazolin)
Dầu bông	1741,38	1705,99	1648,90	1553,73
Dầu cọc rào	1742	1712,77	1638,33	1561,72
Dầu hạt cao su	1743,33	1710,74	1647,63	1552,43
Dầu ăn phế thải	1747,88	1710,66	1634,91	1548,06
imidazolin thương phẩm (Đ.C)	-	-	1652,62	1555,55

**Hình 3.** Phổ IR của các imidazolin tổng hợp và thương phẩm**Hình 4.** Phổ HPLC-UV của phụ gia ức chế ăn mòn tổng hợp từ dầu cọc rào**Hình 5.** Phổ HPLC-UV của phụ gia thương mại hóa

thực vật → axit béo → imidazolin được thể hiện bởi sự xuất hiện các nhóm chức đặc trưng thể hiện trên phổ IR của từng loại hợp chất (Hình 1 - 3).

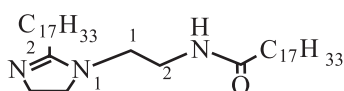
Phổ HPLC-UV của mẫu phụ gia tổng hợp (Hình 4) và phụ gia thương mại (Hình 5) đều có các đỉnh hấp thụ UV ở 230nm. Đây là vùng hấp thụ đặc trưng của vòng imidazolin. Cụ thể như sau:

- Đối với phổ HPLC-UV phụ gia tổng hợp:
 - + Đỉnh (peak) có thời gian lưu 13,95: hấp thụ UV = 230nm, diện tích đỉnh (peak) 27,82% tương ứng với $C_{18=}$
 - + Đỉnh có thời gian lưu 14,655: hấp thụ UV = 230nm, diện tích đỉnh (peak) 14,96% tương ứng với $C_{18=}$
 - + Đỉnh có thời gian lưu 15,175: hấp thụ UV = 230nm, diện tích đỉnh (peak) 8,77% ứng với C_{18}
 - + Đỉnh có thời gian lưu 20,265: hấp thụ UV = 230nm, diện tích đỉnh (peak) 13,96% tương ứng với $C_{16=}$
 - + Đỉnh có thời gian lưu 20,635: hấp thụ UV = 230nm, diện tích đỉnh (peak) 28,79% tương ứng với C_{16} .
 - Đối với phổ HPLC-UV phụ gia thương mại hóa:
 - + Đỉnh có thời gian lưu 2,73: hấp thụ UV = 230nm
 - + Đỉnh có thời gian lưu 4,28: hấp thụ UV=230nm
 - + Đỉnh có thời gian lưu 7,90: hấp thụ UV = 230nm
 - + Đỉnh có thời gian lưu 10,56: hấp thụ UV=230nm.
- Trong hỗn hợp sản phẩm có tồn tại 5 sản phẩm chính: 2-heptadecenyl-1-[(2-octadecenoylamino)ethyl]-2-imidazoline($C_{18=}$); 2-heptadecenyl-1-[(2-octadecenoylamino)ethyl]-2-imidazoline($C_{18=}$); 2-heptadecyl-1-[(2-octadecanoylamino)ethyl]-2-imidazoline(C_{18}); 2-pentadecyl-1-[(2-

hexadecenylamino)ethyl]-2-imidazoline (C_{16}); 2-pentadecyl-1-[(2-hexadecenylamino)ethyl]-2-imidazoline (C_{16}). Các hợp chất này có phân bố mạch cacbon là C_{18} và C_{16} và tỷ lệ giữa các chất trong sản phẩm đã được chỉ ra trong phổ HPLC.

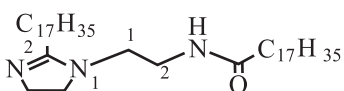
Như vậy, bằng phương pháp hồng ngoại, phổ NMR 1H và phổ HPLC-UV có thể dự đoán công thức cấu tạo của sản phẩm chính tồn tại trong hỗn hợp sản phẩm họ imidazolin như sau:

- Sản phẩm imidazolin từ axit oleic có công thức cấu tạo:



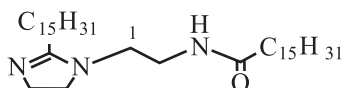
Tên gọi: 2-heptadecenyl-1-[(2-octadecenylamino)ethyl]-2-imidazoline

- Sản phẩm imidazolin từ axit stearic có công thức cấu tạo:



Tên gọi: 2-heptadecyl-1-[(2-octadecenylamino)ethyl]-2-imidazoline

- Sản phẩm imidazolin từ axit palmitic có công thức cấu tạo:



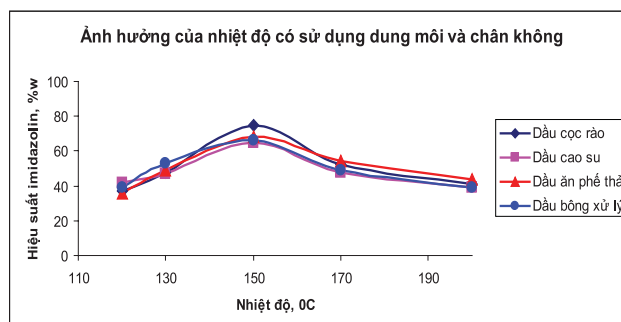
Tên gọi: 2-pentadecyl-1-[(2-hexadecenylamino)ethyl]-2-imidazoline

Như vậy, để tài đã tổng hợp được phụ gia ức chế ăn mòn dòng imidazolin trên cơ sở các axit béo tách ra từ 4 loại dầu thực vật. Phân tích cụ thể đối với dầu cọc rào cho thấy, phụ gia là tổ hợp của 5 thành phần chính tương ứng với phân bố mạch carbon C_{16} và C_{18} . Sự phân bố mạch carbon này sẽ tăng cường khả năng phân tán của phụ gia trong môi trường nhiên liệu đồng thời tăng cường khả năng ức chế ăn mòn kim loại trong môi trường nhiên liệu cũng như khả năng kháng khuẩn cho nhiên liệu sinh học. Bằng biện luận trong phần tổng quan, nhóm tác giả đã chỉ ra đối với phụ gia ức chế ăn mòn thương mại phải là tổ hợp của nhiều thành phần với mạch carbon phân bố chủ yếu từ C_{12} - C_{18} . Điều này được chứng minh cụ thể qua

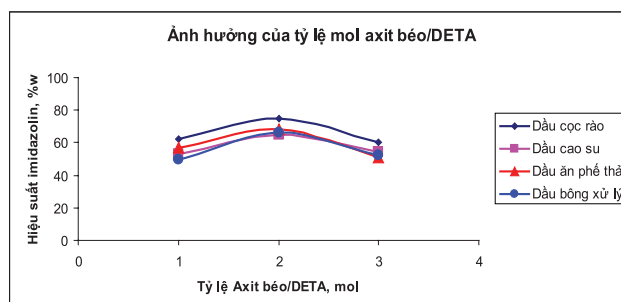
phân tích phổ HPLC-UV của mẫu imidazolin được thương mại hóa. Tổ hợp nhiều thành phần với mạch cacbon phân bố rộng không những tăng cường khả năng tương thích với môi trường phân tán mà còn tăng cường khả năng ức chế ăn mòn của sản phẩm.

3.3. Khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu suất phản ứng tổng hợp

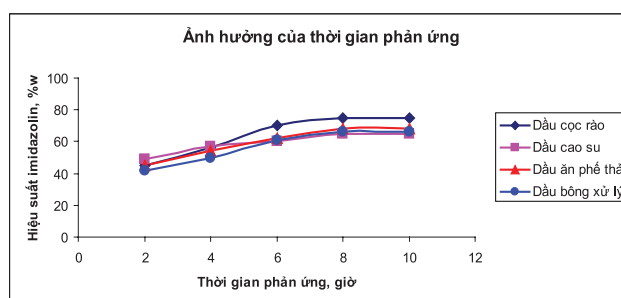
Các yếu tố chính ảnh hưởng đến hiệu suất phản ứng tổng hợp imidazolin từ các axit béo dầu thực vật khảo sát bao gồm: nhiệt độ tiến hành phản ứng; tỷ lệ mol các chất tham gia phản ứng; axit béo/DETA; thời gian tiến hành phản ứng. Các thông số trên được tiến hành khảo sát ở điều kiện phản ứng: độ chân không 3mmHg, thời gian chân không 2 giờ, dung môi xylene, tốc độ khuấy 400 - 500 vòng/phút.



Hình 6. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến hiệu suất tạo imidazolin



Hình 7. Ảnh hưởng của tỷ lệ axit béo/DETA đến hiệu suất tạo imidazolin



Hình 8. Ảnh hưởng của thời gian đến hiệu suất phản ứng tạo imidazolin

Kết quả khảo sát các yếu tố ảnh hưởng đến phản ứng tạo imidazolin của các dầu thực vật nghiên cứu cho thấy hiệu suất phản ứng cực đại ứng với các điều kiện phản ứng như sau:

- + Nhiệt độ: 130 - 170°C
- + Tỷ lệ axit béo/DETA: 1 - 3
- + Thời gian phản ứng: 4 - 10 giờ.

Các kết quả sơ bộ đánh giá tính năng chống ăn mòn kim loại trong hệ thống nhiên liệu sinh học của các phụ gia tổng hợp từ 4 loại dầu khảo sát trong phần "Đánh giá tính năng sản phẩm imidazolin tổng hợp" cho thấy imidazolin tổng hợp từ dầu cocolar cho kết quả tốt nhất. Vì vậy, phản ứng tổng hợp imidazolin từ dầu cocolar được lựa chọn để thực hiện các nghiên cứu tối ưu hóa điều kiện phản ứng.

3.4. Tối ưu hóa các điều kiện phản ứng

3.4.1. Chọn các yếu tố ảnh hưởng

Trong quá trình phản ứng tổng hợp imidazolin từ dầu cocolar, hiệu suất phản ứng phụ thuộc vào nhiều yếu tố. Tuy nhiên, các yếu tố được chúng tôi chọn lựa để làm bài toán quy hoạch tối ưu hóa điều kiện phản ứng là các yếu tố được lựa chọn trong quá trình khảo sát bao gồm:

- Z_1 : Nhiệt độ phản ứng, °C
- Z_2 : Tỷ lệ mol của axit béo/DETA, mol
- Z_3 : Thời gian phản ứng, giờ
- Y: Hiệu suất phản ứng, %KL

Từ các kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả lựa chọn vùng khảo sát thích hợp đối với các yếu tố này như sau:

- Nhiệt độ: 130 - 170°C
- Tỷ lệ axit béo/DETA: 1 - 3
- Thời gian phản ứng: 4 - 10 giờ

Phương trình biểu diễn mối quan hệ giữ hiệu suất hình thành sản phẩm với các yếu tố đầu vào như sau: $Y = f(Z_1, Z_2, Z_3)$. Bài toán đặt ra là tìm điều kiện của các biến Z_1, Z_2, Z_3 để Y đạt cực trị lớn nhất.

3.4.2. Chọn phương án quy hoạch

Quy hoạch thực nghiệm bằng hàm trực giao cấp I với thực nghiệm yếu tố toàn phần 2 mức, k yếu tố ảnh hưởng. Phương trình hồi quy có dạng:

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3 + b_{123}x_1x_2x_3 \quad (2)$$

3.4.3. Thí nghiệm trực giao cấp I

Số thí nghiệm cần xác định trong phương án là $2^k = 2^3 = 8$, điều kiện thí nghiệm được chỉ trong Bảng 4.

Bảng 4. Điều kiện thí nghiệm

Các mức	Các yếu tố ảnh hưởng		
	Z_1 , °C	Z_2 , mol	Z_3 , giờ
Mức trên (+1)	170	3	10
Mức cơ sở (0)	150	2	7
Mức dưới (-1)	130	1	4
Khoảng biến thiên	20	1	3

Tiến hành thí nghiệm theo ma trận và xây dựng ma trận thực nghiệm, tìm các hệ số trong phương trình hồi quy tuyến tính, kiểm định mức ý nghĩa trong phương trình hồi quy. Kết quả phương trình hồi quy có dạng:

$$Y_{IT} = 67,288 + 1,788x_1 - 1,263x_2 + 2,363x_3 \quad (3)$$

3.4.4. Tối ưu hóa thực nghiệm để thu được hiệu suất imidazolin lớn nhất

Tính bước chuyển động δ_j . Từ mức cơ sở và phương trình hồi quy tuyến tính đối với hàm mục tiêu, tiến hành tính bước chuyển động δ_j cho mỗi yếu tố sau đó tiến hành các thí nghiệm leo dốc để tìm cực trị. Kết quả các thí nghiệm leo dốc thể hiện qua Bảng 5.

Bảng 5. Thí nghiệm leo dốc để tìm cực trị

Thí nghiệm	Các yếu tố ảnh hưởng			Hiệu suất tạo imidazolin (H), %KL
	Z_1 , °C	Z_2 , mol	Z_3 , giờ	
1	150	2	7	74,5
2	160	1,6	9	76,8
3	170	1,2	11	73,2
4	180	0,8	13	70,9

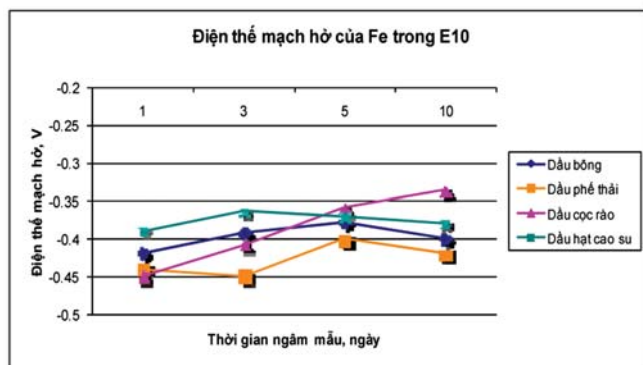
Như vậy, điều kiện phản ứng cho hiệu suất tạo sản phẩm imidazolin tối ưu là 76,8%. Tại các điều kiện như sau: Nhiệt độ phản ứng 160°, tỷ lệ mol axit béo/DETA là 1,6, thời gian phản ứng 9 giờ.

3.5. Đánh giá tính năng sản phẩm Imidazolin tổng hợp

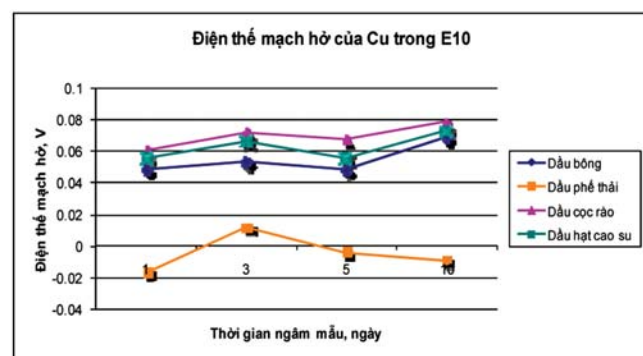
3.5.1. Tính chống ăn mòn kim loại

- Nhiệt độ quá trình ăn mòn của nhiên liệu pha phụ gia: Kết quả đo thể tích mất mát E_0 của dung dịch nước chiết

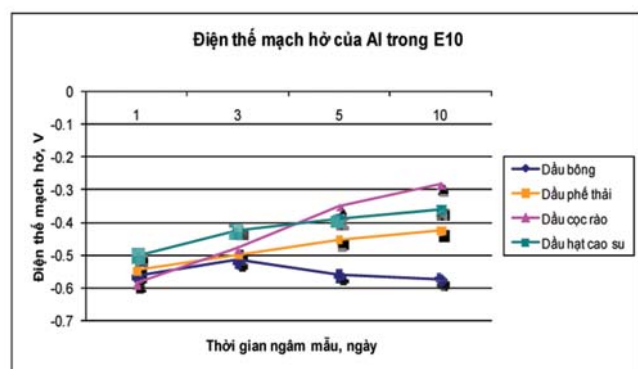
chứa phụ gia tổng hợp (50ppm) từ dầu cọc rào, dầu hạt cao su, dầu bông và dầu ăn thải được thể hiện qua Hình 9, 10, 11.



Hình 9. Thế mạch hở của Fe trong E10



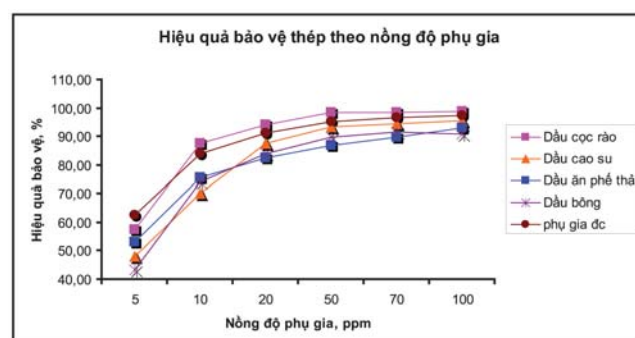
Hình 10. Thế mạch hở của Cu trong E10



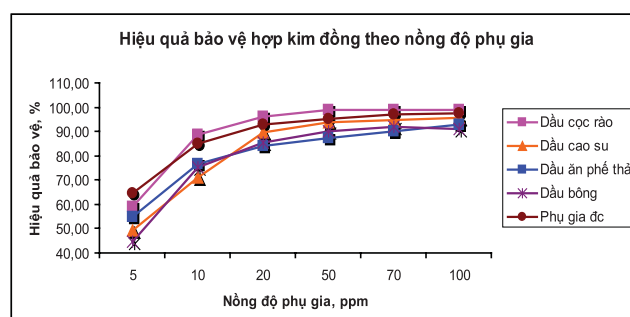
Hình 11. Thế mạch hở của Al trong E10

Điện thế mạch hở của các dung dịch nước chiết của nhiên liệu sinh học E10 pha các imidazolin tổng hợp từ các dầu khảo sát có xu hướng tăng theo thời gian. Điều này cho thấy việc pha imidazolin vào nhiên liệu sinh học E10 làm cho điện thế cân bằng của các kim loại dịch chuyển theo chiều dương hay chất ức chế có khả năng ức chế ăn mòn. Trong vòng 3 ngày đầu, quá trình hấp phụ của imidazolin lên bề mặt kim loại có tác dụng cản trở quá trình ăn mòn xảy ra tuy với mức độ khác nhau ở từng chất

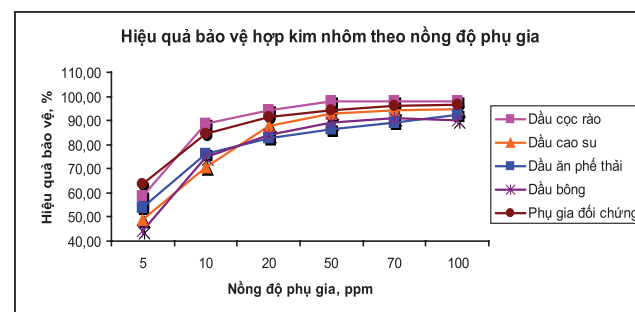
ức chế. Lúc đầu lớp màng chất ức chế hấp phụ trên bề mặt kim loại chưa kín xít nên có sự tăng giảm về khả năng bảo vệ kim loại. Từ ngày thứ 5 trở đi, khi lớp màng ức chế phát triển đều khắp bề mặt kim loại thì khả năng bảo vệ kim loại bắt đầu ổn định. Trong số 4 loại imidazolin khảo sát, ở thời điểm từ ngày thứ 5 trở đi, có thể thấy imidazolin từ dầu cọc rào có khả năng bảo vệ các kim loại nghiên cứu (Fe, Cu, Al) tốt nhất (độ dịch chuyển điện thế cân bằng theo chiều dương nhiều nhất). Hiệu quả bảo vệ kim loại theo nồng độ phụ gia thể hiện qua Hình 12, 13, 14.



Hình 12. Hiệu quả bảo vệ thép theo nồng độ phụ gia trong E10



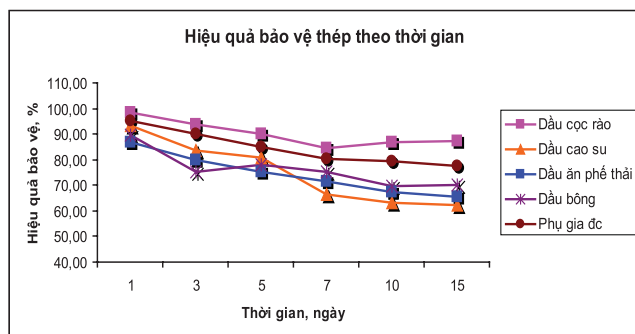
Hình 13. Hiệu quả bảo vệ đồng theo nồng độ phụ gia trong E10



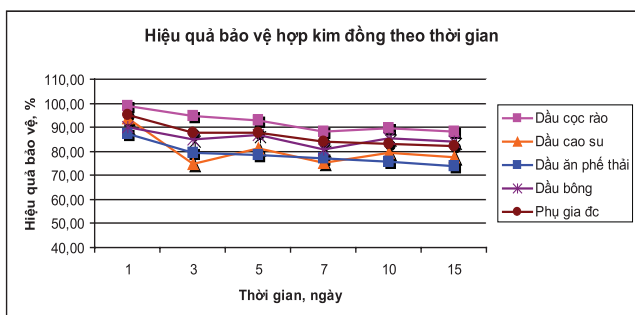
Hình 14. Hiệu quả bảo vệ nhôm theo nồng độ phụ gia trong E10

Hiệu quả bảo vệ khi sử dụng phụ gia ức chế ăn mòn tổng hợp từ nguyên liệu dầu cọc rào tương đương với phụ gia đối chứng và cao hơn so với phụ gia ức chế tổng hợp từ nguồn nguyên liệu dầu cao su, dầu ăn phế thải và

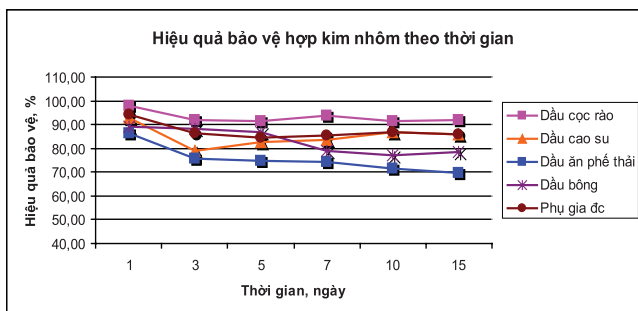
dầu bông. Kết quả đánh giá hiệu quả bảo vệ cũng cho thấy nồng độ phụ gia ức chế ăn mòn hiệu quả khi pha vào nhiên liệu là 50ppm. Hiệu quả bảo vệ các kim loại (Fe, Cu, Al) trong các nhiên liệu sinh học E10, D5 theo thời gian và nồng độ được thể hiện qua các Hình từ 15 - 23.



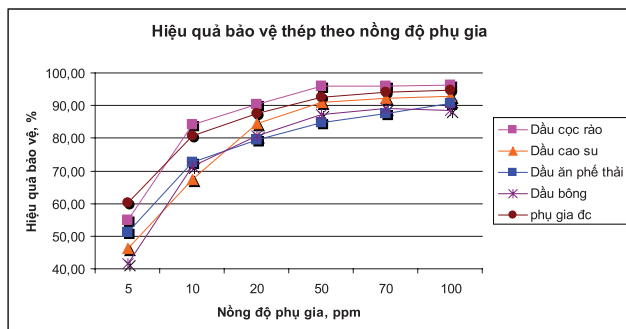
Hình 15. Hiệu quả bảo vệ thép theo thời gian trong E10



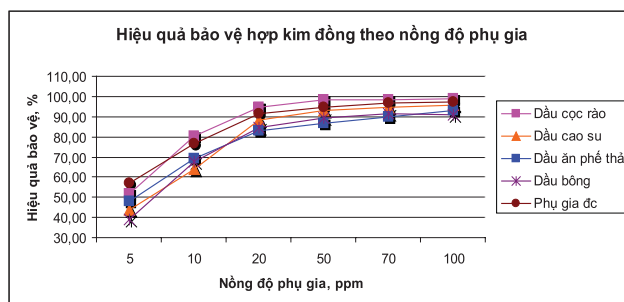
Hình 16. Hiệu quả bảo vệ đồng theo thời gian trong E10



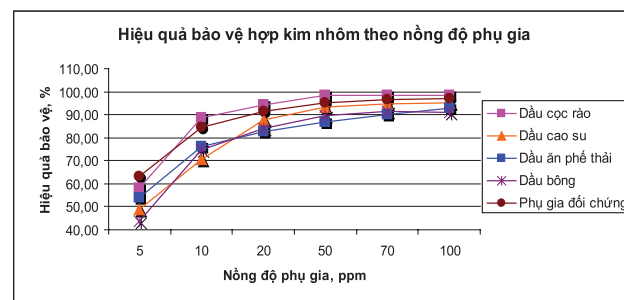
Hình 17. Hiệu quả bảo vệ nhôm theo thời gian trong E10



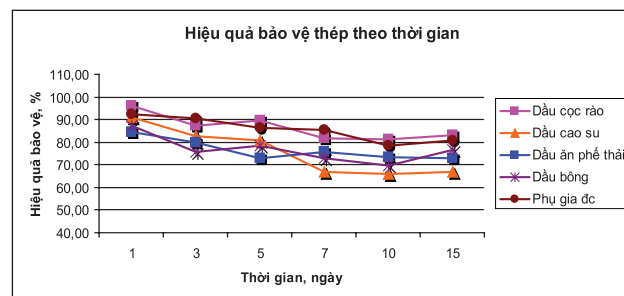
Hình 18. Hiệu quả bảo vệ thép theo nồng độ phụ gia trong D5



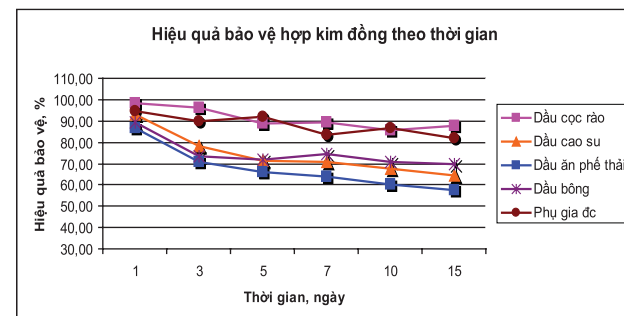
Hình 19. Hiệu quả bảo vệ đồng theo nồng độ phụ gia trong D5



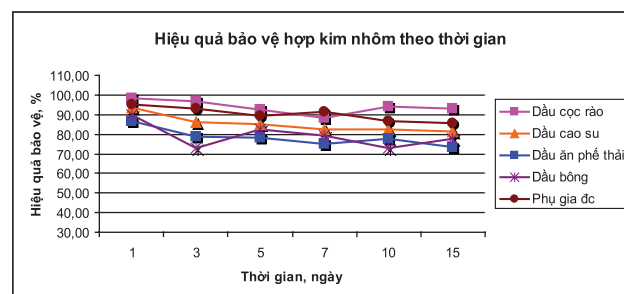
Hình 20. Hiệu quả bảo vệ nhôm theo nồng độ phụ gia trong D5



Hình 21. Hiệu quả bảo vệ thép theo thời gian trong D5



Hình 22. Hiệu quả bảo vệ đồng theo thời gian trong D5



Hình 23. Hiệu quả bảo vệ nhôm theo thời gian trong D5

Theo thời gian hiệu quả bảo vệ của phụ gia ức chế ăn mòn tổng hợp từ dầu cọc rào và phụ gia đối chứng tương tự nhau và đều ổn định sau 7 ngày. Hiệu quả bảo vệ theo thời gian của phụ gia ức chế ăn mòn từ dầu cọc rào lớn hơn so với phụ gia tổng hợp từ các loại dầu còn lại. Qua các kết quả đo thể mạch hở E_0 và xác định hiệu quả bảo vệ theo thời gian và theo nồng độ phụ gia cho thấy, phụ gia tổng hợp từ dầu cọc rào có hiệu quả bảo vệ tương

đương với phụ gia thương mại ở nồng độ 50ppm. Do vậy, phụ gia tổng hợp từ dầu cọc rào được sử dụng để đánh giá khả năng chống rỉ thép theo tiêu chuẩn ASTM D665, ăn mòn đồng theo tiêu chuẩn ASTM D130, tương hợp vật liệu phi kim loại và đánh giá mức độ thay đổi tính chất nhiên liệu. Kết quả chống rỉ thép theo tiêu chuẩn ASTM D665 và ăn mòn đồng theo ASTM D130 của phụ gia tổng hợp được minh họa bằng các Hình từ 24 - 26.

Nhiên liệu E10



E10 + Nước cất không phụ gia
Ăn mòn thép trong hỗn hợp (E10 + nước cất)



E10 + Nước muối không phụ gia
Ăn mòn thép trong hỗn hợp (E10 + nước muối)



E10 + Nước cất có phụ gia tổng hợp



E10 + Nước muối có phụ gia tổng hợp

Hình 24. Ăn mòn thép trong môi trường nhiên liệu E10 (ASTM D665)

Nhiên liệu D5



D5 + Nước cất không phụ gia
Ăn mòn thép trong hỗn hợp (D5 + nước cất)



D5 + Nước muối không phụ gia
Ăn mòn thép trong hỗn hợp (D5 + nước muối)



D5 + Nước cất có phụ gia tổng hợp



D5 + Nước muối có phụ gia tổng hợp

Hình 25. Ăn mòn thép trong môi trường nhiên liệu D5 (ASTM D665)

Nhận xét: Tác dụng ức chế của phụ gia tổng hợp được thể hiện rõ qua phép thử ASTM D665. Mẫu thép trong nhiên liệu E10, D5 có sử dụng phụ gia có hình thái bề mặt sáng đều và hầu như không xuất hiện vết rỉ. Trong khi, các mẫu thép trong các nhiên liệu không phụ gia có bề mặt bị rỉ với các mức độ khác nhau (từ nhẹ (E10) cho tới rỉ nặng (D5)).



E10 không phụ gia
Ăn mòn đồng trong hỗn hợp E10



D5 không phụ gia
Ăn mòn đồng trong hỗn hợp D5



E10 + phụ gia tổng hợp



D5 + phụ gia tổng hợp

Hình 26. Ăn mòn đồng trong các nhiên liệu bio-etanol (ASTM D130)

Nhận xét: Kết quả cho thấy, mẫu E10, D5 có cấp độ ăn mòn 1b, trong khi đó mẫu E10, D5 chứa phụ gia tổng hợp có cấp độ 1a (tốt hơn).

3.5.2. Khả năng chống ăn mòn đồng trong nhiên liệu (ASTM D130)

Tác dụng ức chế của phụ gia tổng hợp được thể hiện rõ qua phép thử ASTM D665. Mẫu thép trong nhiên liệu E10 có sử dụng phụ gia có hình thái bề mặt sáng đều và hầu như không xuất hiện vết rỉ. Trong khi, các mẫu thép trong các nhiên liệu không phụ gia có bề mặt bị rỉ với

các mức độ khác nhau. Theo bảng mẫu tiêu chuẩn ASTM D130, nhiên liệu E10 không có phụ gia ức chế ăn mòn ở thang 1b, nhiên liệu E10 có phụ gia ức chế ăn mòn ở thang 1a.

3.5.3. Khả năng tương thích vật liệu và nhiên liệu

- Các vật liệu phi kim loại sử dụng để đánh giá tính tương thích vật liệu gồm Vitton A, Polyurethane và cao su buna - N. Các chỉ tiêu đánh giá bao gồm: mức độ thay đổi thể tích, thay đổi độ cứng và thay đổi độ đàn hồi tới hạn. Kích thước mẫu thử được quy định theo tiêu chuẩn ISO 527-2: 1993, kết quả đo trong Bảng 6, 7, 8, 9.

Bảng 6. Thay đổi thể tích của vật liệu

TT	Tên vật liệu	Phương pháp thử	% thay đổi thể tích					
			A92	E10	E10 + PG	Diesel	D5	D5 + PG
1	Vitton A	Nhúng chìm	11	12	12	13	15	15
2	Polyurethane		0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4
3	Cao su buna-N		1,2	1,3	1,4	1,0	1,2	1,4

Bảng 7. Thay đổi độ cứng của vật liệu

TT	Tên vật liệu	Phương pháp thử	% thay đổi độ cứng					
			A92	E10	E10 + PG	Diesel	D5	D5 + PG
1	Vitton A	TCVN 1595-88	-12,5	-12,0	-12,6	-10,7	-9,3	-9,2
2	Polyurethane		-18,3	-20,0	-19,3	-39,4	-46,7	-45,3
3	Cao su buna-N		-26,7	-30,2	-28,6	-45,1	-48,7	-48,3

Bảng 8. Thay đổi độ đàn hồi tới hạn

TT	Tên vật liệu	Phương pháp thử	% thay đổi độ đàn hồi tới hạn					
			A92	E10	E10 + PG	Diesel	D5	D5 + PG
1	Vitton A	ISO 527-2	-14,8	-9,4	-9,2	-4,0	-4,2	-4,3
2	Polyurethane		-2,9	-3,5	-3,7	-3,5	-3,9	-4,0
3	Cao su buna-N		-4,5	-4,3	-8,9	-6,3	-8,7	-8,5

Bảng 9. Thay đổi độ bền kéo đứt

TT	Tên vật liệu	Phương pháp thử	% thay đổi độ bền kéo đứt					
			A92	E10	E10 + PG	Diesel	D5	D5 + PG
1	Vitton A	ISO 527-2	-26,5	-29,4	-29,7	-13,8	-12,6	-11,3
2	Polyurethane		-7,4	-13,5	-14,8	-4,3	-6,5	-6,8
3	Cao su buna-N		-5,8	-10,2	-9,5	-4,5	-4,7	-4,8

Sự biến đổi cơ tính: thể tích, độ cứng, độ dẫn dài tới hạn, độ bền kéo của các vật liệu phi kim thử nghiệm trong các nhiên liệu xăng A92, E10 và D5 (có và không pha phụ gia tổng hợp) chênh lệch không nhiều (< 10%) và đều nằm trong giới hạn cho phép. Vì vậy, nhiên liệu E10, D5 pha phụ gia ức chế ăn mòn tổng hợp đáp ứng được tiêu chuẩn về khả năng tương thích vật liệu phi kim theo TCVN 1595-88, ASTM D 641-04 và ISO 527-2.

+ Kết quả đo tính chất của nhiên liệu E10, E10 chứa phụ gia tổng hợp được thể hiện qua Bảng 10, 11.

Kết quả phân tích các chỉ tiêu hóa lý của nhiên liệu sinh học pha etanol trước và sau khi bổ sung phụ gia chống ăn mòn tổng hợp cho thấy ảnh hưởng của phụ gia tổng hợp đến các tính chất của nhiên liệu sinh học là không đáng kể và đều nằm trong giới hạn cho phép theo các tiêu chuẩn quy định.

- Tính an toàn môi trường

Tính an toàn môi trường của phụ gia tổng hợp được đánh giá qua khả năng phân hủy sinh học của phụ gia theo tiêu chuẩn quy định (Hình 27).

Theo tiêu chuẩn OECD (1992), mẫu thử nghiệm được xem là có khả năng phân rã sinh học dễ dàng trong môi trường nước biển nếu tỷ lệ phân rã sinh học sau 28 ngày đạt 60%. Mẫu phụ gia thử nghiệm có kết quả khả năng phân rã sinh học đạt 52%, được xem là chất có khả năng phân hủy sinh học nhưng không được xếp vào loại phân rã sinh học dễ dàng trong môi trường nước biển.

4. Kết luận

Các kết quả nghiên cứu tổng hợp và đánh giá tính năng phụ gia chống ăn mòn kim loại (imidazolin) từ các

loại dầu thực vật phi thực phẩm (dầu cọc rào, hạt cao su, bông và dầu ăn thải) cho thấy:

+ Phụ gia ức chế ăn mòn tổng hợp được từ 4 loại dầu khảo sát là dẫn xuất của imidazolin dựa trên 5 thành phần chính với phân bố mạch carbon C16 và C18 đều có tính bảo vệ kim loại trong các loại nhiên liệu sinh học pha etanol (E10, D5) tương đương hoặc hơn phụ gia nhập ngoại;

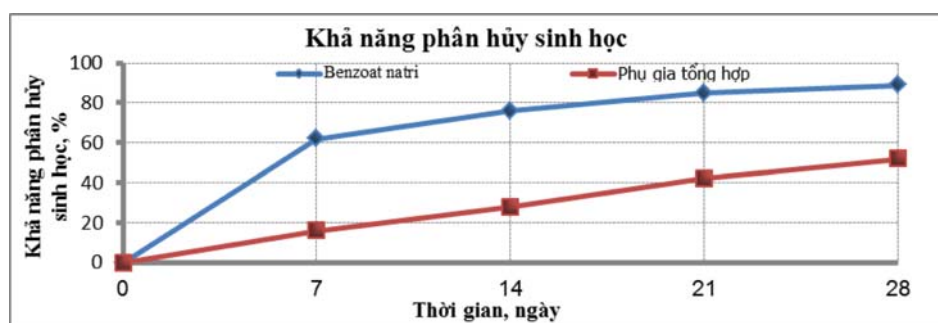
+ Hiệu suất phản ứng tổng hợp Imidazolin đối với các loại dầu thực vật phi thực phẩm khảo sát nằm trong khoảng 65 - 75%. Phản ứng tổng hợp phụ gia từ dầu cọc rào cho hiệu suất cao nhất khoảng 75% và hiệu quả bảo vệ cao nhất (96%) ở nồng độ 50ppm.

Bảng 10. Độ ổn định oxy hóa E10, E10 + phụ gia theo thời gian

Thời gian	0 ngày	7 ngày	14 ngày	28 ngày	56 ngày
E10 (ASTM D525), phút	> 480	> 480	> 480	> 480	> 480
E10 + 50 ppm PG (ASTM D525), phút	> 480	> 480	> 480	> 480	> 480

Bảng 11. Các tính chất của nhiên liệu E10, E10 + phụ

Phương pháp thử	E10	E10 + phụ gia (50ppm)
Thành phần cất		
10% V	60	60
50% V	100	105
90% V	160	162
Hàm lượng lưu huỳnh (ASTM D2622), %kl	0,03	0,03
Hàm lượng oxy (ASTM D4815), %kl	3,5	4,0
Hàm lượng nước, %kl	0,6	0,6
Tỷ trọng, 15°C (kg/l)	0,7572	0,7574
Áp suất hơi bão hòa, 37,8°C, kPa (ASTM D5191)	60	60
Ăn mòn đồng (ASTM 130)	1b	1a



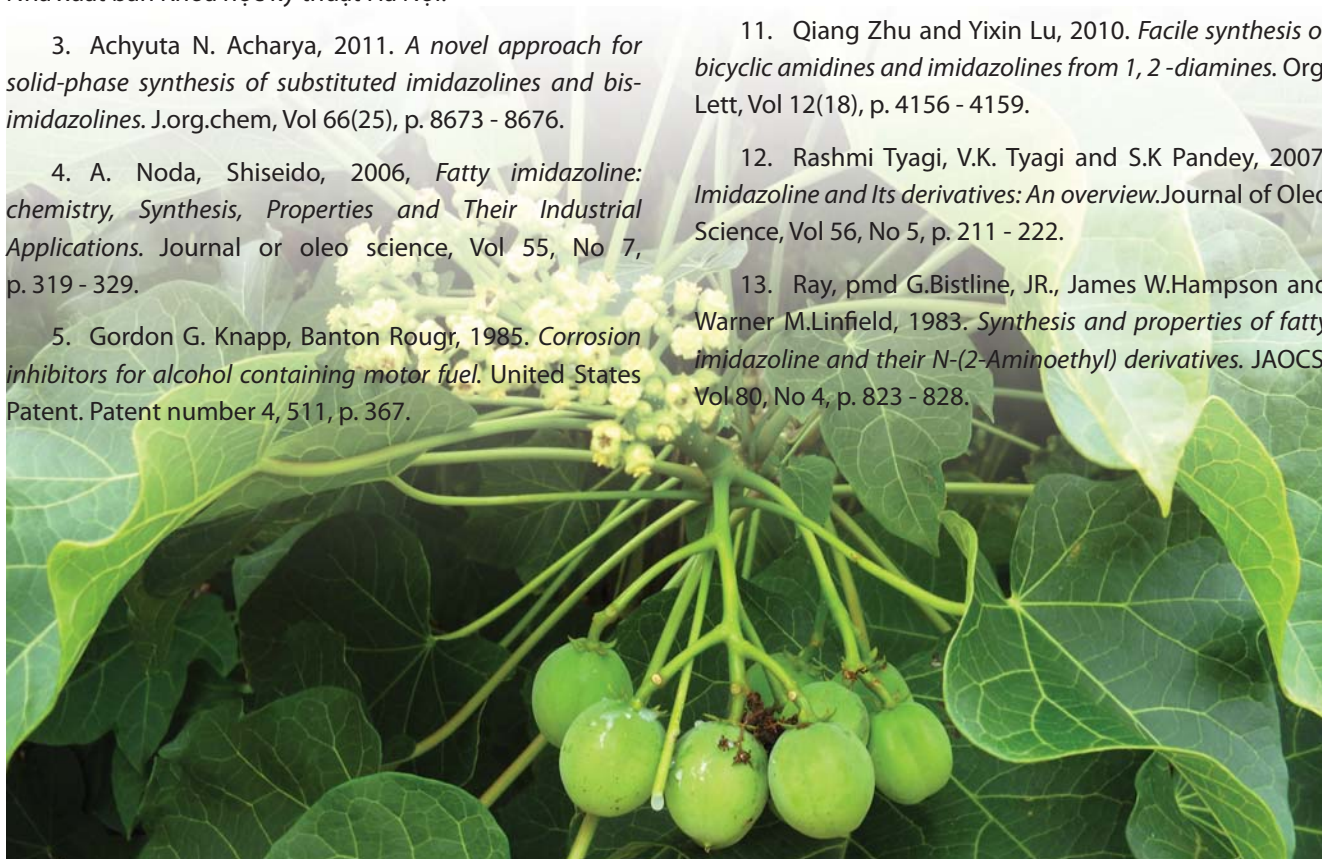
Hình 27. Giản đồ biểu diễn quá trình phân hủy sinh học

+ Các loại nhiên liệu sinh học pha ethanol và sử dụng phụ gia Imidzolin được tổng hợp từ dầu cọc rào có các đặc tính kỹ thuật đạt yêu cầu theo QCVN và TCVN (chống ăn mòn, bền oxy hóa, tương thích vật liệu, an toàn môi trường).

Thành công của nghiên cứu này đã mở ra một hướng nghiên cứu mới nhằm đa dạng hóa nguồn nguyên liệu tổng hợp phụ gia ức chế ăn mòn. Trước đây, các nghiên cứu tổng hợp phụ gia ức chế ăn mòn imidazolin cho nhiên liệu sinh học trên thế giới chủ yếu đi từ các axit riêng lẻ hoặc các tổ hợp thành phần với mạch carbon C18. Phụ gia tổng hợp là dẫn xuất của imidazolin với mạch carbon phân bố từ C_{16} - C_{18} có khả năng phân tán tốt trong nhiều môi trường dầu khí khác nhau. Vì vậy, phụ gia tổng hợp có thể ứng dụng làm chất chống ăn mòn trong các đường ống dẫn dầu, các loại dung dịch nước bơm ép, bồn bể chứa nhiên liệu.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hữu Đình, Trần Thị Đà, 1999. *Ứng dụng một số phương pháp phổ nghiên cứu cấu trúc phân tử*. Nhà xuất bản Giáo dục.
2. Trương Ngọc Liên, 2004. *Ăn mòn và bảo vệ kim loại*. Nhà xuất bản Khoa học kỹ thuật Hà Nội.
3. Achyuta N. Acharya, 2011. *A novel approach for solid-phase synthesis of substituted imidazolines and bis-imidazolines*. J.org.chem, Vol 66(25), p. 8673 - 8676.
4. A. Noda, Shiseido, 2006, *Fatty imidazoline: chemistry, Synthesis, Properties and Their Industrial Applications*. Journal of oleo science, Vol 55, No 7, p. 319 - 329.
5. Gordon G. Knapp, Banton Rougr, 1985. *Corrosion inhibitors for alcohol containing motor fuel*. United States Patent. Patent number 4, 511, p. 367.
6. Iraj Mohammadpoor-Baltork, Majid Moghadam, 2008. *Supported 12-tungstophosphoric acid as heterogeneous and recoverable catalysts for the synthesis of oxazoline, imidazolines and thiazolines under solvent-free conditions*. Polyhedron, Vol 27, Iss 2, p. 750 - 758.
7. Ismail Abdelrhman Aiad, A.A. Hafiz, 2010. *Some imidazoline derivatives as corrosion inhibitors*. J. Surfact. Deterg, Vol 13, p. 247 - 254.
8. Jin Zhang, Xiao Wang, Meipan Yang, Kerou Wan, Bing Yin, Yinxia Wang, Jianli Li, Zhen Shi, 2011. *Copper-catalyzed synthesis of 2-imidazolines and their N-hydroxyethyl derivatives under various conditions*. Tetrahedron Letters, Vol 52, Iss 14, p.1578 - 1582.
9. J. Cruz, R.Martinez, J. Genesca, E. Garcia-Ochoa, 2004. *Experimental and theoretical study of 1-(2-ethylamino)-2-methylimidazoline as an inhibitor of carbon steel corrosion in acid media*. Journal of Electroanalytical chemistry, Vol. 566, p. 111 - 121.
10. Kraig Worrall, Boran Xu, Sebastien Bontemps, and Bruce A. Arndtsen, 2011. *A palladium-catalyzed multicomponent synthesis of imidazolinium salts and imidazolines from imines, acid chlorides, and carbon monoxide*. J.org.chem, Vol 76(1), p.170 - 180.
11. Qiang Zhu and Yixin Lu, 2010. *Facile synthesis of bicyclic amidines and imidazolines from 1, 2 -diamines*. Org. Lett, Vol 12(18), p. 4156 - 4159.
12. Rashmi Tyagi, V.K. Tyagi and S.K Pandey, 2007. *Imidazoline and its derivatives: An overview*. Journal of Oleo Science, Vol 56, No 5, p. 211 - 222.
13. Ray, pmd G.Bistline, JR., James W.Hampson and Warner M.Linfield, 1983. *Synthesis and properties of fatty imidazoline and their N-(2-Aminoethyl) derivatives*. JAOCS, Vol 80, No 4, p. 823 - 828.



Nghiên cứu phương pháp xử lý thủy ngân trong khai thác khí

KS. Huỳnh Việt Quang, TS. Tạ Quốc Dũng

Đại học Bách khoa Tp. HCM

TS. Nguyễn Minh Hải

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Tóm tắt

Sự có mặt của thủy ngân trong khí khai thác có thể gây ra những thiệt hại không nhỏ cho nền công nghiệp khai thác và sử dụng khí. Do vậy, nghiên cứu phương pháp xử lý thủy ngân trong quá trình khai thác và xử lý khí là một đề tài cấp thiết, phù hợp với hoàn cảnh thực tế nước ta hiện nay. Trong quá trình nghiên cứu, nhóm tác giả đã tiến hành tính toán thiết kế thiết bị hấp phụ thủy ngân để làm giảm đáng kể hàm lượng thủy ngân ở đầu ra của dòng sản phẩm.

1. Tổng quan về về hiện tượng nhiễm thủy ngân

1.1. Nguồn gốc hình thành

Thủy ngân (Hg) là kim loại tự nhiên, tồn tại dưới nhiều dạng khác nhau, tồn tại ở dạng lỏng ở nhiệt độ phòng. Thủy ngân dễ dàng hóa hơi và có khả năng kết hợp với một số nguyên tố khác thì tạo thành thủy ngân hữu cơ hoặc vô cơ. Trong đó, thủy ngân hữu cơ cực kỳ nguy hiểm đến sức khỏe con người cũng như môi trường xung quanh.

Thủy ngân được tìm thấy từ hoạt động phun trào của núi lửa, các quá trình bay hơi hoặc khử khí của lớp vỏ trái đất và trong chất thải công nghiệp. Trong công nghiệp dầu khí, các nguồn thủy ngân chủ yếu xuất phát từ phân giải các đá hóa thạch trong lòng đất ở nhiệt độ cao, sau đó chúng nhiễm vào vỉa dầu, khí.

1.2. Tình trạng nhiễm thủy ngân trong hydrocarbon

1.2.1. Trong dầu thô

Các nghiên cứu về hàm lượng thủy ngân trong dầu thô ở Mỹ cho biết tổng hàm lượng thủy ngân trong dầu thô (bao gồm thủy ngân ở dạng nguyên chất và hợp chất) dao động trong khoảng từ 0,1 - 20.000µg/kg dầu thô [1].

Thống kê về hàm lượng thủy ngân trong dầu thô được xử lý tại các nhà máy lọc dầu tại Mỹ trong năm 2004 được trình bày trong Bảng 1 [1].

1.2.2. Trong khí tự nhiên

Trong khí thủy ngân thường có hàm lượng từ 0 - 300µg/Nm³ và có hàm lượng khá cao tại một số vùng ở khu vực Đông Nam Á, Đông Âu, Bắc Mỹ. Hàm lượng thủy ngân cao xuất hiện ở Indonesia (Adun) và Hà Lan (Groningen) và đặc biệt có vài giếng với hàm lượng thủy ngân cực kỳ cao như North Germany ở mức 4.400µg/m³ (Bảng 2).

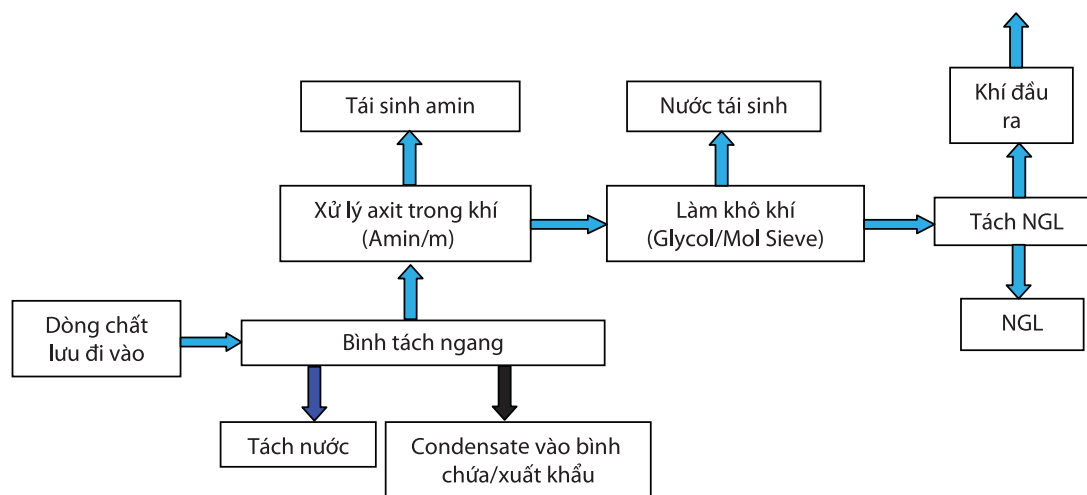
Bảng 1. Hàm lượng thủy ngân trung bình trong dầu thô xử lý tại Mỹ trong năm 2004 [1]

Quốc gia	Hàm lượng trung bình (µg/kg)	Quốc gia	Hàm lượng trung bình (µg/kg)*
Algeria	13,3	Saudi Arabia	0,9
Angola	1,6	Argentina	16,1
Gabon	0,5	Brazil	1,1
Guinea	0,3	Columbia	3,4
Libya	0	Ecuador	1,8
Nigeria	1,8	Venezuela	4,2
Australia	0,8	Mỹ	4,3
Thái Lan	593,1	Liên bang Nga	3,1
Việt Nam	66,5	Vương quốc Anh	3,6
Canada	2,1	Mexico	1,3
Nauy	19,5	Iraq	0,7
Kuwait	0,8		

(*): Trong các tài liệu thương mại, hàm lượng thủy ngân trong dầu thô thương phẩm thường được đo bằng đơn vị ppb wt (parts per billion by weight = 1 phần tỷ tính theo khối lượng) hoặc ppm wt (parts per million by weight = 1 phần triệu tính theo khối lượng).

Bảng 2. Nồng độ thủy ngân trong khí tự nhiên [21]

Mỏ	Vị trí	Hàm lượng thủy ngân ($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)	Nguồn tin
Groningen	Hà Lan	0,001 - 180	Bingam, 1990
Không rõ	Hà Lan	0,001 - 300	Gijselman, 1991
Arun Sumatra Gas	Indonesia	180 - 300	Situmorang và Muchlis, 1986
Không rõ	Trung Đông	< 500	Hennico và nnk., 1991
Không rõ	Nam Phi	100	-
Không rõ	Viễn Đông	50 - 300	-
Vịnh Thái Lan	Thái Lan	10 - 25	Unocal, 1998
	Nam Mỹ	69 - 119	J.H Peter Carnell Paul J. Openshaw Johnson Matthey Catalysts Billingham Cleveland, UK
	Đông Á	58 - 193	
	Nam Phi	0,3 - 130	
	Bắc Âu	0,01 - 180	
	Eastern US Pipe line	0,019 - 0,44	
	Midwest US Pipe line	0,001 - 0,10	
	Bắc Mỹ	0,005 - 0,04	
Bể Cửu Long	Sau bình làm khan tại CCP (giàn nén lớn)	32,1ppb thể tích	PV Gas

**Hình 1.** Sơ đồ công nghệ của hệ thống xử lý khí [10]

Thủy ngân có mặt trong khí trong một số mỏ của bể Cửu Long với hàm lượng ở vào khoảng 32,1ppb theo thể tích (sau bình làm khan nước tại CCP) [nguồn PV Gas]. Tuy nhiên tại đầu ra của hệ thống xử lý (tương ứng với đường khí đầu ra trong Hình 1) hàm lượng thủy ngân chỉ có 5,1ppb theo thể tích. Như vậy, lượng thủy ngân chênh lệch đã được lưu giữ trong hệ thống thiết bị xử lý. Giả sử mỗi ngày có

5.000.000m³ khí thì hơi thủy ngân lưu lại trong hệ thống vận hành là 0,135m³ và một năm là 48,6m³ (chỉ tính giả sử ở áp suất 101.325kPa và nhiệt độ là 15°C, chưa tính đến áp suất và nhiệt độ của nguồn khí được đo). Lượng hơi thủy ngân này có thể lưu lại trong hệ thống thiết bị xử lý khí ở dạng hạt hoặc đã phản ứng với kim loại của vật liệu dẫn tới hiện tượng ăn mòn [21].

1.2.3. Trong condensate

Theo nghiên cứu của Sarrazin và các cộng sự thì hàm lượng thủy ngân trong condensate dao động trong khoảng 10 - 3.000ppb wt.

Bảng 3. Hàm lượng thủy ngân trong condensate [16], [19]

Vị trí	Hàm lượng thủy ngân (µg/kg)
Châu Âu	-
Nam Mỹ	50 - 100
Vịnh Thái Lan	400 - 1.200
Châu Phi	500 - 1.000
Vịnh Mexico (US)	-
Bắc Phi	20 - 50

Cũng theo thống kê của Unocal (1998), hàm lượng thủy ngân trong condensate tại vịnh Thái Lan dao động từ 500 - 800µg/m³ và được đánh giá là có hàm lượng thủy ngân cao có khả năng gây ảnh hưởng đến quá trình khai thác dầu khí trong khu vực.

1.3. Ảnh hưởng của thủy ngân

Thủy ngân có mặt trong dầu thô, khí tự nhiên và condensate trong quá trình khai thác dầu khí sẽ gây ra những ảnh hưởng đối với:

- Sức khỏe con người.
- Trang thiết bị.
- Giá bán dầu, khí, condensate.

1.3.1. Ảnh hưởng đến sức khỏe

Độc tố của thủy ngân phụ thuộc nhiều vào dạng hóa học đặc biệt. Nguyên tố thủy ngân Hg thì trơ và không độc hại, nhưng khi hóa hơi ở áp suất cao thì rất độc. Việc xử lý thủy ngân chỉ nên được giải quyết trong khu vực thoáng khí của giếng và khi tràn ra thì phải giải quyết một cách nhanh chóng nhất. Hơi thủy ngân khi hít vào cơ thể sẽ theo máu đi vào não, gây nguy hiểm cho hệ thần kinh trung ương.

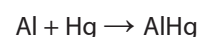
1.3.2. Ảnh hưởng đến trang thiết bị

Thủy ngân trong khí tự nhiên không chỉ tồn tại dưới dạng nguyên tố mà còn tồn tại dưới nhiều dạng hợp chất

khác của thủy ngân như hợp chất thủy ngân vô cơ và hữu cơ. Người ta đã tìm thấy nhiều thành phần hợp chất của thủy ngân trong lượng khí thu được, và hơn thế nữa nguyên tố thủy ngân và các dạng hợp chất của nó có thể gây ra ăn mòn rất lớn. Thêm vào đó, sự có mặt của H₂S - loại khí thường có mặt trong khí tự nhiên - chính là chất xúc tác trong phản ứng hóa học của thủy ngân với nhôm, là chất được dùng để chế tạo một số chi tiết của thiết bị trao đổi nhiệt và các thiết bị khác của hệ thống xử lý.

Kết quả của việc ăn mòn này là do hợp kim của thủy ngân và nhôm tạo nên được gọi là hỗn hống [14]. Để bắt đầu quá trình ăn mòn nhôm, thì lớp nhôm oxit trên bề mặt phải được loại bỏ.

Khi thủy ngân kết hợp với nhôm tại bề mặt, nhôm sẽ bị hòa tan tại mặt tiếp xúc với thủy ngân và dễ dàng tạo ra Al(OH)₃ bằng phản ứng với nước.



Quá trình phản ứng này sẽ lại tạo ra thủy ngân tự do, và sau đó quy trình ăn mòn sẽ lại tiếp tục cho đến khi thiết bị bị bào mòn dần và dẫn đến hư hỏng không thể sử dụng được.

Nguyên tố thủy ngân khi xâm nhập vào mạng tinh thể của thép - vật liệu chính của đường ống - sẽ làm giảm độ bền của thép. Nguyên tố thủy ngân cũng làm giòn các hợp kim của đồng, dẫn tới giảm độ bền của các thiết bị làm từ hợp kim đồng khi bị nguyên tố thủy ngân xâm nhập [2].

1.3.3. Ảnh hưởng đến giá bán dầu khí

Vì các nhà máy lọc dầu chỉ thiết kế để xử lý dầu thô, condensate với hàm lượng thủy ngân cao (một số nhà máy có thể chấp nhận hàm lượng thủy ngân đến 500ppb wt). Do vậy dầu thô, condensate có hàm lượng thủy ngân cao được mua với giá thấp hơn so với dầu thô, condensate có hàm lượng thủy ngân thấp. Mức độ giảm giá phụ thuộc vào hàm lượng thủy ngân, nơi bán, nhu cầu thị trường... Dầu thô, condensate có hàm lượng thủy ngân cao hơn 1.000ppb wt có thể bị giảm giá hơn 10USD/thùng.

Trong quá trình khai thác mỏ khí tự nhiên có hàm lượng thủy ngân cao, nếu không xử lý thủy ngân khỏi dòng khí thì một phần thủy ngân sẽ đi vào dòng condensate. Cuối cùng sẽ dẫn đến việc giảm giá bán condensate, làm ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế của dự án.

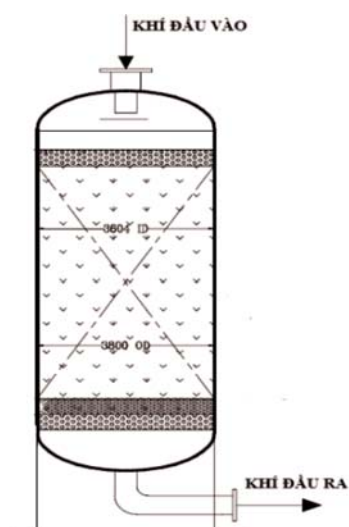
Như vậy thủy ngân trong hydrocarbon dù với hàm lượng rất nhỏ vẫn có thể gây ra thiệt hại lớn về sức khỏe con người, trang thiết bị và kinh tế. Chính vì vậy, nghiên cứu xử lý thủy ngân trong khai thác là vấn đề hết sức quan trọng và cần thiết.

2. Phương pháp xử lý thủy ngân trong khai thác dầu khí

2.1. Phương pháp xử lý thủy ngân

Yêu cầu cơ bản để dẫn đến thành công trong việc khử thủy ngân và đáp ứng tính kinh tế của việc khử thủy ngân là hệ thống xử lý thủy ngân phải đáp ứng được các yêu cầu sau:

- Có khả năng giảm lượng thủy ngân trong dòng lưu chất đến mức yêu cầu của người mua.
- Có công suất xử lý đủ lớn cho mức độ khai thác của mỏ.



Hình 2. Bình hấp phụ theo nguyên tắc hấp phụ dọc trục



Hình 3. Bình hấp phụ theo nguyên tắc hấp phụ theo bán kính

- Làm việc hiệu quả tại áp suất và nhiệt độ của dòng lưu chất đi vào hệ thống.
- Có quy trình cụ thể và an toàn về lưu trữ và xử lý thủy ngân sau khi bị khử và các hóa chất sau khi tương tác với thủy ngân.
- Có chi phí đầu tư và vận hành hợp lý.
- Vận hành dễ dàng.

Hiện nay có khá nhiều phương pháp để xử lý thủy ngân. Tuy nhiên, hai phương pháp nổi bật hơn cả là hấp phụ bằng than hoạt tính và bằng muối sulfur. Dựa trên những ưu điểm của việc dùng muối sulfur để xử lý thủy ngân, nghiên cứu đã xây dựng hướng thiết kế thiết bị xử lý thủy ngân dựa trên phương pháp này.

2.2. Thiết bị xử lý thủy ngân

Việc tính toán bình hấp phụ thủy ngân còn phụ thuộc vào diện tích sàn cũng như chiều cao tối đa cho phép để phù hợp với thông số kỹ thuật của giàn đã có sẵn ban đầu.

Trong bình hấp phụ, phần quan trọng nhất chính là thể tích tầng hấp phụ. Mục đích chính của phần thiết kế bình hấp phụ cũng chính là tính toán thể tích của tầng hấp phụ từ đó đưa ra những thông số kích thước về đường kính trong của tháp cũng như chiều cao của tầng hấp phụ cho nhà sản xuất tham chiếu và lựa chọn thông số thích hợp nhất để thiết kế một bình hấp phụ vừa phù hợp với yêu cầu về diện tích của giàn vừa phù hợp với vật liệu, chi tiết sẵn có của nhà sản xuất.

Có hai kiểu bình hấp phụ:

- Bình hấp phụ theo nguyên tắc hấp phụ dọc trục: dòng khí được dẫn vào trong bình hấp phụ, đi

Bảng 4. Ưu và nhược điểm của 2 kiểu bình hấp phụ

Bình hấp phụ dọc trục	Bình hấp phụ theo bán kính
Ưu điểm: + Thiết kế đơn giản. + Không có nhiều thiết bị lắp trong lòng của bình. + Hoạt động hiệu quả ở áp suất thấp và vừa. + Nhiệt độ hoạt động có thể lên tới đa là 95°C. Nhược điểm: + Hoạt động không hiệu quả ở áp suất cao hoặc quá cao (trên 100 bar). + Hoạt động ở lưu lượng nhỏ và vừa (vài trăm MMSCFD).	Ưu điểm: + Hoạt động hiệu quả ở nhiệt độ thấp. + Hoạt động hiệu quả ở áp suất cao và rất cao (trên 100 bar). + Lưu lượng khí đầu vào lớn (vài BSCFD). + Độ giảm áp nhỏ. Nhược điểm: + Nhiệt độ hoạt động tương đối thấp. + Hoạt động không hiệu quả ở áp suất thấp. + Thiết kế phức tạp với nhiều bộ phận bên trong.

qua khoảng không và lớp bi cầu ceramic để ổn định dòng trước khi tham gia vào phản ứng hóa học bên trong bình theo phương thẳng đứng dọc trục của bình. Sau khi đã tham gia phản ứng với muối sulfur bên trong dòng khí sẽ đi theo ống dẫn khí ra ngoài.

Bình hấp phụ theo nguyên tắc hấp phụ theo bán kính (hấp phụ ngang): dòng khí đi vào bình hấp phụ và chủ yếu được dẫn vào các đường ống nhỏ sát thành bình và trên thân những ống nhỏ sát thành bình này có những lỗ nhỏ để dòng khí thấm ngược vào tâm bình xuyên qua lớp hóa chất hấp phụ và đi vào đường ống thu hồi khí nằm dọc trục bình hấp phụ và đi ra ngoài.

Có thể phân tích ưu nhược điểm chính của 2 kiểu thiết kế này như Bảng 4.

Ưu và nhược điểm của việc hấp phụ thủy ngân bằng muối sulfur:

- Ưu điểm:
- + Có tuổi thọ lâu.
- + Phí đầu tư thấp hơn, bình chứa nhỏ hơn.
- + Có thể làm việc ở áp suất cao.
- + Có thể thiết kế làm việc ở áp suất thấp.
- + Có thể dùng cho khí khô và khí ướt.
- + Không có rủi ro thất thoát lưu huỳnh.
- + Có thể thiết kế tương tự cho dòng hydrocarbon lỏng (nhẹ).
- + Có thể tận dụng nguyên liệu tái chế do nấu chảy kim loại.
- Nhược điểm:
- + Chi phí sản xuất muối sulfur cao hơn than hoạt tính.
- + Sự xuất hiện của nước (H_2O) sẽ làm giảm hiệu quả xử lý thủy ngân do nước không phải là chất xúc tác tốt cho phản ứng hóa học giữa muối sulfur và thủy ngân.

Trong nghiên cứu này, tác giả chỉ tập trung vào hướng thiết kế cho bình hấp phụ dọc trục vì nó có thiết kế đơn giản nhưng hoạt động hiệu quả ở áp suất vừa (< 100 bar) - điều kiện áp suất làm việc ở phần lớn các giàn xử lý tại Việt Nam.

3. Thiết kế thiết bị xử lý thủy ngân

Để tính toán được thể tích của tầng hấp phụ, các nghiên cứu trước đây đã cho thấy những thông số của

dòng khí đầu vào và yêu cầu về điều kiện làm việc của giàn, thông số về hóa chất hấp phụ cũng như thông số về vật liệu chế tạo bình hấp phụ là điều kiện cần để thực hiện tính toán.

Tính toán bình hấp phụ trong nghiên cứu này được thực hiện như sau:

3.1. Tính toán bình hấp phụ

Lượng khí khai thác trong t năm:

$$V_{\text{gas}} = q \times t \times 365 \text{ (Sm}^3\text{)} \quad (1)$$

Trong đó:

q: lưu lượng khai thác (trSm³/ngày)

t: tuổi thọ cần thiết của chất hấp phụ (năm)

Lượng thủy ngân trong khí cần được loại bỏ trong t năm:

$$m_{\text{Hg}} = (C_{\text{Hg1}} - C_{\text{Hg2}}) \times V_{\text{gas}} \times 10^9 \text{ (kg)} \quad (2)$$

Trong đó: C_{Hg1} , C_{Hg2} : hàm lượng thủy ngân khí đầu vào, đầu ra ($\mu\text{g/Sm}^3$).

Sau đó, dựa vào phương trình phản ứng giữa thủy ngân với muối sulfur ($\text{Hg} + M_xS_y = M_xS_{y-1} + \text{HgS}$) tính khối lượng của chất hấp phụ cần thiết $m_{M_xS_y}$ để hấp phụ thủy ngân trong thời gian t năm.

Thể tích cần thiết của lượng chất hấp phụ để đủ hấp phụ thủy ngân trong thời gian t năm:

$$V_{M_xS_y} = \frac{m_{M_xS_y}}{\rho} \text{ (m}^3\text{)} \quad (3)$$

Trong đó: ρ : khối lượng riêng của chất hấp phụ (kg/m^3)

$m_{M_xS_y}$: khối lượng chất hấp phụ cần dùng (kg)

Như vậy, thể tích của tầng hấp phụ (m^3) cần thiết để xử lý thủy ngân trong thời gian t năm được tính theo công thức sau:

$$V_{\text{bed}} = k \times \frac{V_{M_xS_y}}{R} \text{ (m}^3\text{)} \quad (4)$$

Trong đó:

k: hệ số an toàn lấy bằng 1,5

R: tỷ lệ thể tích hạt chất hấp phụ hiệu dụng (có khả năng hấp phụ thủy ngân). Ước lượng $R = 10\%$ qua quan sát thực tế.

Chiều cao ($h_{\text{bed}} - m$) của tầng hấp phụ và đường kính trong của tháp hấp phụ ($d_{\text{in}} - m$) được tính toán từ công thức:

$$V_{bed} = \frac{\pi \times d_m^2 \times h_{bed}}{4} \quad (5)$$

Đường kính của thiết bị hấp phụ được giới hạn bởi điều kiện của giàn. Chiều cao của tầng hấp phụ cũng bị giới hạn trên bởi độ giảm áp tối đa cho phép. Độ giảm áp của khí khi qua tầng hấp phụ được tính toán như sau:

Từ thành phần khí đầu vào để tài đã tiến hành lập bảng để tính toán khối lượng riêng của hỗn hợp khí (ρ_g) với đơn vị là kg/m³ [23]:

$$\rho_g = \frac{P \times M_a}{z \times R \times T} \quad (6)$$

$$M_a = \sum_i y_i \times M_j \quad (7)$$

Trong đó: P : áp suất làm việc (KPa)

M_a : khối lượng mole của hỗn hợp khí (kg/kmole)

z : hệ số lệch khí

R : hằng số 8,3145

T : nhiệt độ làm việc (°K)

M_j : khối lượng mole của từng thành phần (kg/kmole)

y_j : phần trăm mole của từng thành phần

Hệ số lệch khí z hoàn toàn có thể tính được bằng cách dùng phương pháp tra đồ thị Standing-Katz hoặc dùng quan hệ Dranchuk & Abou - Kassem hoặc Hall - Yaborough [3] để tính trực tiếp.

Tiếp theo nghiên cứu tính hệ số nhớt của hỗn hợp khí ở điều kiện áp suất khí quyển bằng cách tra đồ thị hệ số nhớt của các khí sạch ở áp suất khí quyển rồi dùng công thức sau [22]:

$$\mu_{g1} = \frac{\sum \mu_j \times y_j \times M_j^{1/2}}{\sum y_j \times M_j^{1/2}} \quad (\text{cp}) \quad (8)$$

Trong đó:

M_j : khối lượng mol của thành phần khí.

μ_j : độ nhớt của thành phần khí (cp) được xác định bằng cách tra đồ thị.

Nhưng thành phần khí của nghiên cứu đang xét ở điều kiện nhiệt độ và áp suất làm việc do đó nghiên cứu cần tìm tỷ số $\frac{\mu_g}{\mu_{g1}}$ bằng cách tra các đồ thị xác định tỷ số nhớt theo tỷ trọng khí.

Ước lượng vận tốc khí bề mặt v_g (m/phút) [20], [22]:

$$v_g = \frac{A}{\rho_g} \quad (9)$$

Vì hạt hóa chất mà chúng ta dùng để xử lý thủy ngân có đường kính trung bình là khoảng 4mm nên nghiên cứu mặc định giá trị $A = 67$.

Dựa vào độ giảm áp tối đa cho phép nghiên cứu có thể tính toán ước lượng chiều cao tối đa của tầng hấp phụ để đảm bảo yêu cầu về độ giảm áp tối đa cho phép theo công thức như sau [20]:

$$\frac{\Delta P}{h} = B \times \mu_g \times v_g + C \times \rho_g \times v_g^2 \quad (10)$$

Trong đó: ΔP là độ giảm áp (KPa)

Vì hạt hóa chất có đường kính trung bình là khoảng 4mm và có hình cầu nên $B = 5,36$ và $C = 0,00189$.

Dựa trên các công thức trên, nhóm tác giả đã lập nhiều giá trị d_{in} và h_{bed} tương ứng để nhà sản xuất có thể lựa chọn một giá trị phù hợp với vật liệu sẵn có và điều kiện cụ thể của giàn khai thác.

Sau khi xác định chiều cao của tầng hấp phụ cũng như đường kính trong của tháp hấp phụ, nhóm tác giả ước tính chiều cao của tháp hấp phụ bao gồm chiều cao tầng hấp phụ, chiều dày của lớp phân phối và ổn định dòng khí và khoảng không cần thiết để dòng khí di chuyển và đảm bảo độ giảm áp dọc theo trục của tháp là tối thiểu. Như vậy, theo thực nghiệm [5] và [20], chiều cao thêm vào khoảng từ 1 - 1,5m để đạt được chiều cao ổn định cho tháp.

Bề dày của vỏ bình hấp phụ có thể được tính theo nhiều tiêu chuẩn khác nhau, tuy nhiên trong bài báo này tính toán bề dày vỏ bình hấp phụ thủy ngân theo tiêu chuẩn ASME [22].

$$\delta = \frac{P \times d_m}{2 \times \sigma \times E - 1.2 \times P} + \Delta \quad (11)$$

Trong đó: δ : bề dày của vỏ bình hấp phụ (mm)

d_m : đường kính trong của bình hấp phụ (mm)

σ : Ứng suất tối đa cho phép (MPa)

E : Hệ số hiệu dụng của mối hàn nối

Δ : định mức độ mài mòn (mm)

4. Kiểm chứng

Nghiên cứu đã tính toán một thiết bị xử lý tại mỏ X có thông số dòng khí đầu vào bình hấp phụ và chế độ làm việc như Bảng 5, 6.

Bảng 5. Chế độ làm việc tại mỏ X

Thông số dòng khí và điều kiện làm việc		
Hàm lượng thủy ngân đầu vào	170	$\mu\text{g}/\text{Sm}^3$
Hàm lượng thủy ngân đầu ra	0,1	$\mu\text{g}/\text{Sm}^3$
Hàm lượng H_2S	0	ppm
Tuổi thọ bình hấp phụ	5	năm
Lưu lượng dòng khí	120	MMSCFD
Chiều cao tối đa cho phép	10	m
Chiều rộng sàn tối đa cho phép	4	m
Áp suất thiết kế	7	MPa
Nhiệt độ thiết kế	200	$^{\circ}\text{F}$
Độ giảm áp cho phép	0,5	bar

Bảng 6. Thông số dòng khí đầu vào bình hấp phụ

	y_i	$T_{ci}, ^{\circ}\text{R}$	P_{ci}, psia
C_1	0,73910	343,33	673,074
C_2	0,10850	549,92	708,342
C_3	0,05310	666,06	617,376
$i\text{-C}_4$	0,00730	734,46	529,042
$n\text{-C}_4$	0,00970	765,62	550,653
$i\text{-C}_5$	0,00250	829,1	483,496
$n\text{-C}_5$	0,00150	845,8	489,52
C_6	0,00240	913,6	436,9
N_2	0,01000	227,49	493,1
CO_2	0,06590	547,91	1071

Các thông số về hóa chất đã được dùng (Bảng 7).

Bảng 7. Thông số hóa chất được dùng

Hóa chất hấp phụ	$\text{Fe}_2\text{S}_3 (\text{CuS})$	
Khối lượng riêng của hạt hấp phụ	1000	kg/m^3
Đường kính hạt hấp phụ	4	mm

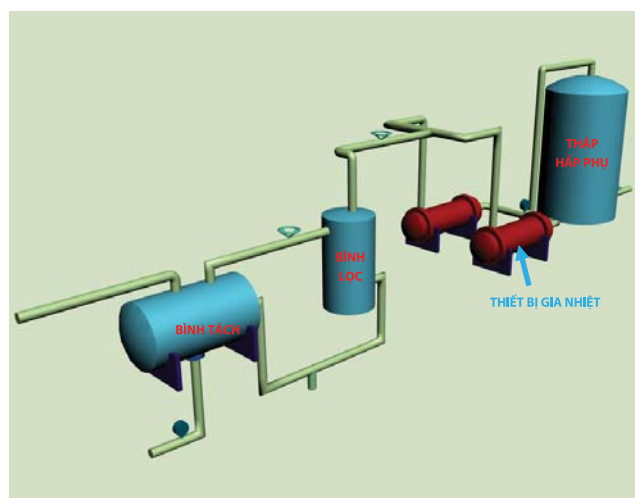
Sơ đồ hệ thống xử lý thủy ngân tại mỏ X như Hình 4.

Sau khi áp dụng công thức tính toán, nghiên cứu đã có được kết quả như Bảng 8.

So sánh kết quả tính toán với kết quả thực tế của một bình hấp phụ thủy ngân đã được sử dụng tại mỏ X trong thời gian 5 năm đã cho thấy, với cùng một thông số đầu vào, hóa chất hấp phụ, thông số dòng khí, nghiên cứu đã chỉ ra được kết quả tương ứng với kết quả thực tế của thiết

Bảng 8. Kết quả tính toán và so sánh với thực tế

Tính toán			Thực tế
Hóa chất	Fe_2S_3	CuS	
Thể tích hấp phụ (m^3)	20	18	19
Đường kính trong của tháp (m)	3	3	3
Chiều cao tầng hấp phụ (m)	2,8	2,6	2,7
Chiều cao tầng hấp phụ tối đa để đảm bảo ràng buộc về độ giảm áp (m)	5,4	5,4	-


Hình 4. Sơ đồ xử lý thủy ngân tại mỏ X

bị đã sử dụng tại mỏ X. Theo đó, tại mỏ X, với cùng thông số đầu vào và chế độ làm việc, thể tích hấp phụ được dùng là 19m^3 , đường kính tháp là 3m và chiều cao của tầng hấp phụ là 2,7m, tháp này được dùng trong 5 năm và thay hóa chất sau 5 năm sử dụng. Đối với phần tính toán của tác giả, sau khi áp dụng các công thức trong phần nghiên cứu đã dùng bộ số liệu của mỏ X để tính toán kích thước tháp hấp phụ và đạt được kết quả tương đồng như tháp đang sử dụng ngoài thực tế.

5. Kết luận

Việc thiết kế thiết bị và xây dựng mô hình xử lý phụ thuộc vào nhiều yếu tố cũng như khả năng áp dụng cho từng trường hợp cụ thể. Với mục tiêu “Nghiên cứu phương pháp xử lý thủy ngân trong khai thác dầu khí”, nghiên cứu đã giải quyết được những vấn đề sau:

+ Đưa ra thiết kế bình xử lý thủy ngân cho một mỏ có khả năng áp dụng tại Việt Nam.

+ Tính toán thiết kế bình hấp phụ thủy ngân theo phương pháp hấp phụ dọc trục bằng muối sulfur, mà

quan trọng nhất là tính toán được thể tích tầng hấp phụ, để từ đó đưa ra các thông số kích thước tương ứng cho các nhà sản xuất lựa chọn thông số phù hợp để sản xuất.

+ Kết quả bình hấp phụ tính toán sau khi so sánh với kết quả thiết bị xử lý ở mỏ X và có thể chấp nhận được để đưa vào sản xuất thử nghiệm.

Tài liệu tham khảo

1. Wilhelm, S. M., Liang, L., Cussen, D. and D. Kirchgessner, 2007. *Mercury in Crude Oil*. Mercury in Crude Oil Processed in the United States (2004). Environmental Science and Technology, American Chemical Society, 41 (13), 4509.
2. Wilhelm, S. M., PhD. Johnson Matthey, April 2009. *The interaction of mercury with metal surfaces - engineering implications*. Mercury Technical Seminar - Ho Chi Minh City.
3. Butterworth - Heinemann, 2000. *Reservoir Engineering Handbook*. USA: Gulf Profesional publishing.
4. C.Visvanathan. *Treatment and disposal of mercury contaminate waste from oil and gas exploration facilities*. Thailand: Asian Institute of Technology.
5. Campbell, John M, 1996. *Gas Conditioning and Processing*. s.l. John M.Campbell and Company.
6. Canada, Environment. Mercury and the environment basic facts. *Environment Canada website*. [Online] <http://www.ec.gc.ca/MERCURY/EN/bf.cfm>.
7. Electric Power Research Institute, March 2008. *Fixed Structure Mercury Removal*. USA : EPRI.
8. Environmental Protection Agency, 2004. *Mercury in Petroleum and Natural Gas: Estimate of emissions from production, processing and combustion*. s.l. : United States Environmental Protection Agency.
9. Giacomo Corvini, Julie Stiltner and Keith Clark, 2002. *Mercury removal from natural gas and liquid streams*. Texas, USA : UOP LLC.
10. Johnson Matthey Catalysts, April 2009. *Mercury removal technology*. The UK.
11. Muhamad Rashid Sainal, T.Mohd Uzaini T.Mat, Azman Shafawi and Abdul Jabar Mohamed, November 2007. *Mecury removal project: issues and challenges in managing and executing a technology project*. SPE 110118.
12. S.Mussig, B.Rothmann, BEB Erdgas and Erdoel GmbH, April 1997. *Mercury in natural gas - problem and technical solutions for its removal*. SPE 38088.
13. *Mercury Instruments* - The experts in mercury analysis. *Mercury Instruments website*. [Online] <http://www.mercury-instruments.com/EN/index-en.html>.
14. M. Abu El Ela, I.S Mahgoub, M.H.Nabawi and M.Abdel Azim, March 2008. *Mercury monitoring and removal at gas - processing facilities: Case study of Salam Gas plant*. SPE 106900.
15. L.Pornsakulsak and T.Soponkanabhorn, September 2007. *Metal recovery from spent mercury and H₂S Absorbents*. SPE 108875.
16. Oil Tracers L.L.C. 2009. Using gas Geochemistry to assess mercury risk. *Gaschem website*. [Online] <http://www.gaschem.com/mercury.html>.
17. Peter J.H Carnell and Steve Willis, 2005. *Mercury removal from liquid hydrocarbons*. The UK: Johnson Matthey Catalysts.
18. Peter J.H Carnell, December 2005. Andréa Foster and John Gregory. *Mercury Matters*. The UK: Johnson Matthey Catalysts.
19. Spiric, Zdravko, February 2001. *Innovative approach to the mercury control during natural gas processing*. Texas, USA: Engineering Technology Conference on Energy.
20. Hoàng Trọng Quang và Hà Quốc Việt, 2008. *Bài giảng Công nghệ khí: Chương 7 - Làm khô khí bằng chất hấp phụ*. Đại học Bách khoa Tp. HCM.
21. Nguyễn Thị Liễu, Ngô Quang Minh, 2008. *Thủy ngân: Mối hiểm họa cho các công trình khí và hóa dầu*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị KHCN "Viện Dầu khí Việt Nam: 30 năm phát triển và hội nhập", p. 588 - 593.
22. Thái Võ Trang, 2008. *Thu gom - Xử lý - Vận chuyển dầu khí*. Đại học Bách khoa Tp. HCM.

Các doanh nghiệp sản xuất phân phối nhiên liệu sinh học vẫn đang chờ đợi Chính phủ sớm ban hành lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu xanh tại Việt Nam và xây dựng cơ chế nhằm tạo sự gắn kết lâu dài, hài hòa lợi ích giữa nhà sản xuất, người thu mua và nông dân; trong đó ban hành các quy hoạch cứng về vùng trồng sản nguyên liệu để nông dân yên tâm đầu tư trồng trọt.

Nhiên liệu sinh học tại Việt Nam:

Để phát triển nhanh, cần giải pháp đồng bộ

Kinh nghiệm phát triển nhiên liệu xanh

Mới đây, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các Bộ, Ngành liên quan đã khảo sát và làm việc với cơ quan quản lý Nhà nước, doanh nghiệp sản xuất và kinh doanh nhiên liệu sinh học của Philippines và Thái Lan. Chuyến đi nhằm nghiên cứu, trao đổi kinh nghiệm về việc xây dựng chính sách, các văn bản pháp luật; phối hợp giữa các Bộ, Ngành trong việc hoạch định chính sách phát triển, xây dựng lộ trình và tổ chức thực hiện chương trình của Nhà nước về phát triển nhiên liệu sinh học, cũng như khả năng áp dụng những kinh nghiệm của hai quốc gia này đối với chương trình phát triển nhiên liệu xanh của Việt Nam.

Tại Thái Lan, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nghe lãnh đạo Ban Kế hoạch và Chính sách Năng lượng (EPPO - thuộc Bộ Năng lượng Thái Lan) giới thiệu chương trình phát triển các dạng năng lượng thay thế giai đoạn 2012 - 2021, kinh nghiệm của Thái Lan trong quá trình triển khai chương trình nhiên liệu sinh học tại Thái Lan, sự phối hợp giữa các Bộ, Ngành trong việc triển khai chương trình nhiên liệu thay thế, xây dựng cơ chế chính sách, khuyến khích sự tham gia của các doanh nghiệp và ủng hộ rộng rãi của cộng đồng. Hiện nay, tại Thái Lan có 60% nhiên liệu xăng động cơ là xăng pha cồn sinh học với các tỉ lệ 10% (E10), 20% (E20), 85% (E85) và 100% dầu diesel có pha 5% diesel sinh học (B5).

Đặc biệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có buổi làm việc với Công ty Dầu khí Bangchak - công ty dầu khí lớn thứ 3 Thái Lan có thị phần chiếm gần 20% và hệ thống phân phối phát triển rộng khắp với hơn 1.000 trạm dịch vụ. Bangchak hiện đang vận hành nhà máy lọc dầu với công suất chế biến 120.000 thùng/ngày và nhà máy sản xuất nhiên liệu diesel sinh học công suất 300.000 lít/ngày từ dầu cọ. Bangchak đưa sản phẩm RON 91 E10 lần đầu tiên ra thị trường vào năm 2005, tiếp theo là E20 vào năm 2007 và E85 vào năm 2009. Hiện nay, Bangchak đang phân phối ra thị trường các loại nhiên liệu sinh học bao gồm: xăng pha cồn E10, E20, E85 và diesel sinh học B2, B5 với hệ thống phân phối phát triển rộng khắp với 454 điểm bán xăng sinh học trên tổng số hơn 1.000 trạm dịch vụ.

Trước đó, tại Philippines, đoàn công tác đã làm việc với Giám đốc Cục Quản lý Năng lượng Tái tạo (thuộc Bộ Năng lượng Philippines) và nghe đại diện các Bộ, Ngành liên quan giới thiệu nội dung Đạo luật Nhiên liệu sinh học của Philippines (ban hành năm 2007) và các văn bản hướng dẫn thi hành. Philippines cũng chia sẻ nội dung tiêu chuẩn, quy chuẩn E10 áp dụng tại Philippines cũng như các vấn đề nảy sinh và kinh nghiệm xử lý của Philippines trong quá trình triển khai Đạo luật và các văn bản đi kèm; các chính sách, tiêu chuẩn và các quy định về nhiên liệu sinh học của Philippines và Việt Nam. Đoàn công tác của Petrovietnam cũng có buổi làm việc



với Công ty Toyota Tshuso (Nhật Bản) về dự án nhân giống cây cọc rào (Jatropha) và sản xuất dầu biodiesel từ Jatropha tại đảo Davao. Đoàn cũng có buổi làm việc với Công ty chuyên kinh doanh nhiên liệu sinh học SEOIL trao đổi về kỹ thuật chuyển đổi hệ thống pha chế phân phối xăng thông thường để pha chế phân phối xăng E10, kỹ thuật tàng trữ, vận chuyển, phân phối nhiên liệu sinh học... Hiện nay, sản lượng của SEOIL chiếm 7% thị phần Philippines và tăng đều hàng năm, chủ yếu phân phối các sản phẩm xăng E10, và đã có 1 cây xăng bán E85.

Theo ông Hoàng Xuân Hùng - Nguyên Phó Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, cách làm và kinh nghiệm của Philippines và Thái Lan trong việc triển khai chương trình nhiên liệu sinh học rất thành công và phù hợp với tình hình, đặc điểm cụ thể của Việt Nam. Thành công của hai nước này có được là do sự phối hợp đồng bộ giữa các cơ quan quản lý Nhà nước, các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực nhiên liệu sinh học từ phát triển nguồn cung nguyên liệu, sản xuất và phân phối nhiên liệu sinh học và chính sách khuyến khích người tiêu dùng.

“Nút thắt” lộ trình sử dụng nhiên liệu sạch

Tại Việt Nam, “nút thắt” đầu ra cho sản phẩm nhiên liệu sinh học nói chung và xăng E5 nói riêng vẫn chưa được gỡ cho dù các Luật, Nghị định, quy chuẩn, tiêu chuẩn cho việc sản xuất, tiêu thụ sản phẩm này đã được ban hành. Đến nay, Bộ Khoa học Công nghệ đã ban hành các tiêu chuẩn về nhiên liệu sinh học gốc (E100, B100) và các tiêu chuẩn nhiên liệu pha nhiên liệu sinh học (xăng E5, E10, B5, B10). Bộ Công Thương đã ban hành Quy chuẩn quốc gia về xăng, diesel và nhiên liệu sinh học và đang hoàn thành xây dựng 2 quy chuẩn Quốc gia về vận chuyển, pha chế, tồn trữ nhiên liệu sinh học... Tuy nhiên, sự phối hợp giữa các cơ quan liên quan trong việc tháo gỡ khó khăn nhằm phát triển thị trường nhiên liệu sinh học còn nhiều hạn chế; các văn bản pháp luật, quy định hiện hành cũng có những rào cản nhất định khiến việc phát triển nhiên liệu sinh học gặp nhiều khó khăn. Đặc biệt, “nút thắt” lớn nhất vẫn là Chính phủ chưa ban hành lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu sinh học.

Về vấn đề này, Bộ Công Thương ngày 29/2/2012 đã có văn bản trình Thủ tướng Chính phủ xem xét, phê duyệt lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu sinh học tại Việt Nam. Cụ thể với xăng E5, Bộ Công Thương đề xuất bắt buộc sử dụng xăng sinh học E5 tại 7 tỉnh/thành phố lớn: Hà Nội, Tp. HCM, Hải Phòng, Quảng Ngãi, Đà Nẵng, Cần Thơ, Bà Rịa - Vũng Tàu từ ngày 1/7/2013 và từ ngày 1/1/2015, bắt

Chính sách phát triển nhiên liệu sinh học của Philippines

** Lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu sinh học*

Đạo luật về nhiên liệu sinh học của Philippines được ký vào ngày 12/1/2007 và có hiệu lực vào 6/2/2008, trong đó Chính phủ Philippines quy định lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu sinh học như sau:

- Tháng 5/2007: bắt buộc pha trộn 1% biodiesel vào diesel truyền thống (B1);

- Tháng 2/2009: bắt buộc pha trộn 5% ethanol vào xăng truyền thống (E5);

- Tháng 2/2011: bắt buộc pha trộn 2% biodiesel vào diesel truyền thống (B2);

- Tháng 6/2011: bắt buộc pha trộn 10% ethanol vào một số loại xăng truyền thống (E10);

- Tháng 6/2012: bắt buộc pha trộn 10% ethanol vào tất cả các loại xăng truyền thống (E10)

** Các ưu đãi áp dụng cho doanh nghiệp sản xuất nhiên liệu sinh học*

- Miễn thuế tiêu thụ đặc biệt (0%) cho biofuel (cả bioethanol và biodiesel) sản xuất trong nước cũng như nhập khẩu;

- Giảm thuế VAT cho nông dân trồng nguyên liệu để sản xuất nhiên liệu sinh học;

- Nước thải từ sản xuất nhiên liệu sinh học nếu sử dụng làm phân bón sẽ được giảm thuế môi trường;

- Các cơ quan tài chính của Chính phủ sẽ giành quyền ưu tiên cho các doanh nghiệp Philippines đầu tư sản xuất, lưu chứa, vận chuyển nhiên liệu sinh học gốc và pha chế xăng sinh học;

- Bộ Năng lượng sẽ cấp giấy phép nhập khẩu cho các doanh nghiệp nhập khẩu nhiên liệu sinh học để bảo hộ các doanh nghiệp trong nước về lĩnh vực này.

buộc sử dụng E5 trên toàn quốc. Với xăng E10, Bộ Công Thương kiến nghị từ 1/1/2015, bắt buộc sử dụng xăng sinh học E10 tại 7 tỉnh/thành phố lớn: Hà Nội, Tp.HCM, Hải Phòng, Quảng Ngãi, Đà Nẵng, Cần Thơ, Bà Rịa - Vũng Tàu; từ 1/7/2016, bắt buộc sử dụng E10 trên toàn quốc. Riêng với diesel sinh học B5, Bộ Công Thương đề xuất từ 1/1/2015 bắt buộc sử dụng xăng sinh học B5 tại 5 thành phố lớn: Hà Nội, Tp.HCM, Hải Phòng, Đà Nẵng, Cần Thơ; từ 1/1/2017, bắt buộc sử dụng B5 trên toàn quốc.

Bộ Giao thông Vận tải cho biết, sẽ kiến nghị với Chính phủ và các Bộ, Ngành liên quan hỗ trợ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai các chương trình sử dụng năng lượng sạch, góp phần bảo vệ môi trường. Bộ sẽ kiến nghị Chính phủ ban hành chính sách tổng thể và phù hợp để phát triển nhiên liệu sinh học một cách đồng bộ từ khâu nguyên liệu, sản xuất sản phẩm đến tiêu thụ; sớm ban hành lộ trình bắt buộc sử dụng xăng E5 và lộ trình sử dụng xăng E10. Bên cạnh đó, Bộ Giao thông Vận tải và Tập

đoàn Dầu khí sẽ chủ động phối hợp xây dựng quy chuẩn, tiêu chuẩn về phương tiện sử dụng nhiên liệu sạch, nhiên liệu thay thế; triển khai các dự án thí điểm nhằm thúc đẩy chương trình sử dụng nhiên liệu sạch, nhiên liệu thay thế trong giao thông vận tải.

Tiên phong trong thực hiện Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025, Petrovietnam đã xây dựng 3 nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học tại Phú Thọ, Quảng Ngãi, Bình Phước với tổng công suất 300 triệu lít/năm. Trong đó, Nhà máy sản xuất Bio-ethanol Dung Quất có công suất thiết kế 100 triệu m³/năm đã cho ra dòng sản phẩm đầu tiên với chất lượng tốt, đáp ứng các tiêu chuẩn kỹ thuật vào ngày 3/2/2012. Tại hai dự án Nhà máy sản xuất Bio-ethanol Bình Phước và Phú Thọ, chủ đầu tư và nhà thầu đang nỗ lực vượt qua khó khăn nhằm hoàn thiện công tác xây dựng, lắp đặt và hoàn chỉnh để sớm đưa vào sản xuất. Bên cạnh đó, công tác phát triển thị trường, vùng nguyên liệu, công tác nghiên cứu pha chế ethanol vào xăng Dung Quất như phụ gia... cũng đang được các đơn vị trong Tập đoàn Dầu khí chủ động tiến hành song song.

Chính sách phát triển nhiên liệu sinh học của Thái Lan

* Lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu sinh học

- Xăng sinh học: bắt đầu được phân phối từ năm 2004 và được khuyến khích sử dụng thông qua chính sách giá ưu đãi so với xăng thông thường. Từ tháng 12/2012, Thái Lan chính thức ban hành quy định thay thế hoàn toàn xăng RON 91 thông thường bằng xăng 91 E10 và tiếp tục khuyến khích sử dụng các loại xăng E20 và E85. Khi quy định này được ban hành, toàn bộ xăng RON 91 được phân phối trên thị trường Thái Lan sẽ là xăng sinh học.

- Diesel sinh học: được bắt đầu khuyến khích sử dụng từ năm 2009 và sau đó thay bằng quy định bắt buộc từ tháng 5/2011. Tỷ lệ diesel sinh học trong nhiên liệu diesel được Chính phủ quy định linh hoạt tùy thuộc vào năng lực sản xuất trong nước, hiện nay tỷ lệ này là 5%. Theo kế hoạch đến năm 2021, Thái Lan sẽ sản xuất và tiêu thụ 9 triệu lít ethanol/ngày (hiện nay 1,08 triệu lít ethanol/ngày), 6 triệu lít biodiesel/ngày (hiện nay 2,05 triệu lít/ngày).

* Các ưu đãi áp dụng cho doanh nghiệp sản xuất nhiên liệu sinh học

- Miễn thuế nhập khẩu thiết bị và vật tư dùng để đầu tư xây dựng nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học;
- Các cơ quan tài chính của Chính phủ sẽ giành quyền ưu tiên cho các doanh nghiệp Thái Lan đầu tư sản xuất, lưu trữ, vận chuyển nhiên liệu sinh học gốc và pha chế xăng sinh học;
- Bộ Năng lượng tính toán và ra văn bản quy định linh hoạt tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học tùy thuộc năng lực sản xuất trong nước để hạn chế nhập khẩu và bảo hộ các doanh nghiệp trong nước về lĩnh vực này.

Thực hiện chỉ đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PV OIL đã chính thức cung cấp và phân phối xăng sinh học E5 ra thị trường kể từ 8/2010. Sau hơn một năm thực hiện, mặc dù gặp nhiều khó khăn song PV OIL vẫn tiếp tục sản xuất, chế biến và cung cấp ra thị trường các sản phẩm xăng E5 chất lượng theo đúng quy định và tiêu chuẩn của Bộ Khoa học và Công nghệ, được người tiêu dùng hoàn toàn ủng hộ. Tổng khối lượng xăng E5 đã tiêu thụ đạt 23.220m³, trong đó năm 2010 là 4.120m³, năm 2011 là hơn 16.000m³ và 2 tháng đầu năm 2012 là 2.600m³. Con số này cho thấy, thói quen dùng xăng E5 của người tiêu dùng đã tăng lên. Hiện nay, xăng E5 do PV OIL pha chế vẫn đang tiếp tục được bán tại 150 điểm kinh doanh xăng dầu của PV OIL cũng như các đại lý tại 41 tỉnh, thành phố trên cả nước. PV OIL sẽ tiếp tục mở rộng kênh phân phối trong thời gian tới, bảo đảm thực hiện đúng mục tiêu Đề án của Chính phủ đã được phê duyệt vì các lợi ích lâu dài của Quốc gia.

Tuy nhiên, các doanh nghiệp phân phối, kinh doanh nhiên liệu sinh học vẫn chưa được hưởng chính sách ưu đãi về thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế nhập khẩu thiết bị để xây dựng cơ sở pha chế, không miễn phí môi trường cho xăng E5 (chỉ miễn phí cho E100), không miễn 100% phí xăng dầu đối với xăng E5; không có cơ chế tín dụng cho nông dân để khuyến khích phát triển vùng nguyên liệu. Các doanh nghiệp sản xuất phân phối nhiên liệu sinh học vẫn đang chờ đợi Chính phủ sớm ban hành lộ trình bắt buộc sử dụng nhiên liệu xanh tại Việt Nam và xây dựng cơ chế nhằm tạo sự gắn kết lâu dài, hài hòa lợi ích giữa nhà sản xuất, người thu mua và nông dân; trong đó ban hành các quy hoạch cứng về vùng trồng sản nguyên liệu để nông dân yên tâm đầu tư trồng trọt.

Thúy Hằng



Xăng E5 do PV OIL pha chế vẫn đang tiếp tục được bán tại 150 điểm kinh doanh xăng dầu. Ảnh: CTV

Các đề án xây dựng đường ống dẫn dầu khí trên thế giới giai đoạn 2011 - 2015

Bảng 1. Các công trình đường ống hoàn thành trong năm 2012

Đơn vị: km

Năm 2012, theo kế hoạch công bố của các công ty dầu khí, trên thế giới sẽ có 14.302km đường ống dẫn dầu, dẫn khí đốt và sản phẩm được xây dựng. Trong số đó gần 78% là đường ống dẫn khí đốt (Bảng 1). Chi phí cho các công trình này dự kiến khoảng 40 tỷ USD. Năm 2011, để xây dựng 13.357km đường ống, các công ty đã phải chi 42,5 tỷ USD. Trái ngược với kế hoạch 2012, các kế hoạch dài hạn cho thấy số lượng đường ống dẫn dầu thô và sản phẩm tăng, đường ống dẫn khí giảm. Mỹ là nước dẫn đầu trong số các nước có kế hoạch tăng xây dựng đường ống dẫn dầu thô và LNG. Các đường ống dẫn dầu thô ở Mỹ, Canada và châu Á - Thái Bình Dương trong kế hoạch dài hạn, sau 2012, tăng về số lượng và chiều dài cũng tăng hơn 15% so với kế hoạch năm trước. Các đường ống dẫn sản phẩm lọc tăng ở Mỹ, châu Á - Thái Bình Dương và Trung Đông. Nhìn chung, theo thống kê thì các công trình đường ống đã được đưa vào kế hoạch năm hiện tại lần trong các năm sau ở

Vùng/kích thước	4-10 in.	12-20 in.	22-30 in.	32+ in.	Tổng
Đường ống dẫn khí					
Mỹ	-	644	257	322	1223
Canada	-	-	-	232	232
Mỹ Latinh	-	203	499	47	748
Châu Á - Thái Bình Dương	48	304	2493	4501	7.347
Châu Âu	-	-	-	1571	1571
Trung Đông	-	-	-	-	-
Châu Phi	-	-	-	-	-
Tổng đường ống dẫn khí	48	1.151	3.249	6.672	11.121
Đường ống dẫn dầu					
Mỹ	34	753	435	121	1342
Canada	-	-	-	140	140
Mỹ Latinh	-	-	-	721	721
Châu Á - Thái Bình Dương	97	32	-	-	129
Châu Âu	-	-	-	430	430
Trung Đông	-	-	-	-	-
Châu Phi	-	-	-	-	-
Tổng đường/ống dẫn dầu	130	785	435	1.411	2.762
Đường/ống dẫn sản phẩm					
Mỹ	-	-	-	-	-
Canada	-	420	-	-	420
Mỹ Latinh	-	-	-	-	-
Châu Á - Thái Bình Dương	-	-	-	-	-
Châu Âu	-	-	-	-	-
Trung Đông	-	-	-	-	-
Châu Phi	-	-	-	-	-
Tổng đường/ống dẫn sản phẩm		420			420
Tổng thế giới					
Đường/ống dẫn khí	48	1.151	3.249	6.672	11.121
Đường/ống dẫn dầu thô	130	785	435	1.411	2.762
Đường/ống dẫn sản phẩm	-	420	-	-	420
Tổng	179	2.356	3.684	8.084	14.302

Ghi chú: Thái Bình Dương; Châu Âu được giới hạn đến các vùng Đông Ural và Nam Caucas; Châu Á - Thái Bình Dương không bao gồm Trung Đông. Nguồn: Thống kê riêng của OGJ/2012

Mỹ, Canada, châu Á - Thái Bình Dương và châu Mỹ Latinh tăng còn ở các vùng khác thì giảm.

Các công ty dầu khí thế giới cũng cho biết, trong kế hoạch năm 2012 và các năm tiếp theo tổng chiều dài các đường ống dẫn dầu khí là hơn 73.225km, giảm 3,6% so với kế hoạch đã đặt ra từ đầu năm 2011. Trong đó, hơn 68% công trình vẫn dành cho khí đốt.

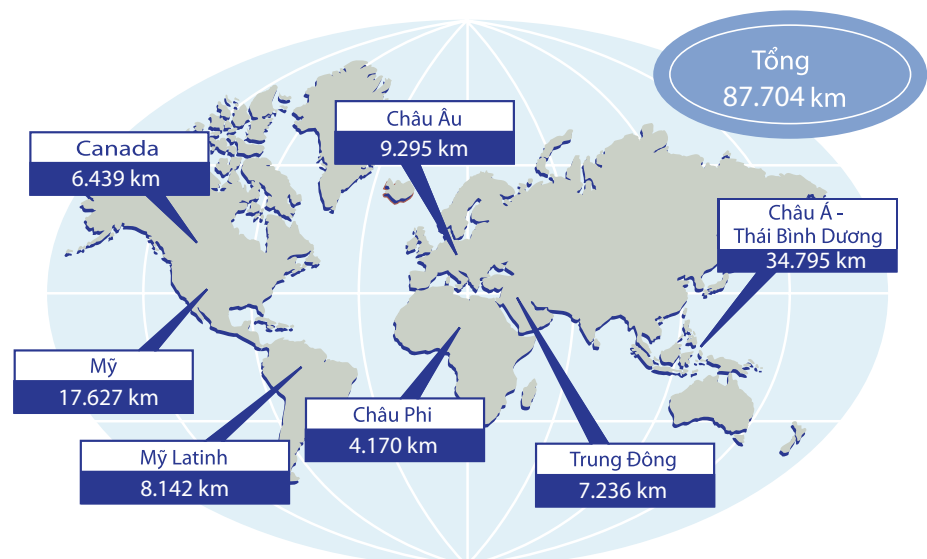
Dự báo thị trường đường ống của EIA

Theo con số thống kê trong kế hoạch của các nước và các công ty dầu khí, xu hướng số lượng đường ống được xây dựng trong các năm tới sẽ giảm. Tuy quá trình phục hồi kinh tế còn gặp nhiều trở ngại nhưng theo quan điểm của Cơ quan Quản lý Năng lượng Mỹ (EIA), mức tiêu thụ năng lượng thế giới dự báo sẽ tiếp tục gia tăng. Đến năm 2035, mức gia tăng tiêu thụ năng lượng sẽ đạt 35% (lấy năm 2008 làm mốc) và điều này sẽ tạo ra áp lực để thị trường xây dựng các loại đường ống dẫn dầu khí không thể thu hẹp.

Nhu cầu năng lượng đặc biệt tăng mạnh trong khối các nước đang phát triển, đứng đầu là Trung Quốc và Ấn Độ, nhờ tốc độ phát triển kinh tế vẫn còn giữ được ở mức cao, giá cả hàng hóa, nhân công rẻ và luồng vốn đầu tư từ các nước OECD vào không giảm. Khối nước này chiếm đến 31% tổng nhu cầu năng lượng của giai đoạn từ nay đến năm 2035. Riêng Trung Quốc, dự báo đến cuối giai đoạn đó sẽ cao hơn Mỹ đến 68%. Từ giữa năm 2011, EIA dự báo mức tiêu thụ nhiên liệu (dầu mỏ và nhiên liệu sinh học) của Mỹ mỗi năm tăng 0,5%, đạt khoảng 21,9 triệu thùng/ngày vào năm 2035. Cũng vào thời gian này sản lượng dầu thô của Mỹ sẽ là 5,94 triệu thùng/ngày từ nguồn dầu thu được nhờ khai thác tăng cường các mỏ cũ và từ đá phiến sét. Sản lượng khí đốt nội địa lúc đó sẽ đạt 26,3tcf/năm, giúp cho lượng khí đốt nhập khẩu chỉ còn khoảng 0,2tcf/năm. Lượng khí đốt xuất khẩu ròng của Mỹ sang Mexico càng ngày càng lớn nên nhu cầu xây dựng đường ống dẫn khí liên kết giữa các bang sản xuất khí ở Mỹ nối với đường ống xuất khẩu cũng tăng theo.

Năm 2012, gần 14.323km đường ống dẫn dầu thô, khí đốt và sản phẩm dầu lọc trên toàn thế giới sẽ được xây dựng với chi phí khoảng 39,6 tỷ USD (Bảng 2). Những dự án bắt đầu trong năm 2012 và sẽ hoàn thành sau năm 2012 có chiều dài thiết kế hơn 73.225km, với dự toán khoảng 203 tỷ USD. Chi phí trung bình ở Mỹ đối với đường ống trên đất liền đã thực hiện năm 2011 là 2,7 triệu USD/km. Còn đối với đường ống ở biển, theo thống kê công bố trên OGI ngày 14/9/2009, là 3,3 triệu USD/km. Dựa trên phân tích quá khứ và một vài ngoại lệ biến thiên không nhiều, các đề án cho thấy 90% đường ống được xây dựng trên đất liền, 10% đường ống ở biển và loại đường kính 32 inch hoặc lớn hơn đều thuộc nhóm đường ống trên đất liền. Chi tiết hơn nữa, bạn đọc có thể tham khảo kết quả tổng hợp cho năm 2012 như sau:

1. Tổng các công trình đường ống trên đất liền dài 13.681km, chi phí hơn 37 tỷ USD, trong đó có 442 triệu USD cho loại đường ống 4 - 10 inch; 5,8 tỷ USD cho loại 12 - 20 inch, 9,1 tỷ USD cho loại 22 - 30 inch; 22,2 tỷ USD cho loại 32 inch và lớn hơn.
2. Tổng các công trình đường ống trên biển dài 621km, chi phí hơn 2 tỷ USD, trong đó có 59,6 triệu cho loại 4 - 10 inch; 786 triệu USD cho loại 12 - 20 inch; 1,2 tỷ USD cho loại 22 - 30 inch.
3. Tổng các công trình đường ống trên đất liền kết thúc sau năm 2012 dài 70.499km, chi phí hơn 193 tỷ USD, gồm 7,2 tỷ cho loại 4 - 10 inch; 34,4 tỷ cho loại 12 - 20 inch; 30,2 tỷ cho loại 22 - 30 inch; 122 tỷ cho loại 32 inch và lớn hơn.
4. Tổng các công trình đường ống trên biển kết thúc sau 2012 dài 2.903km, chi phí hơn 9,6 tỷ USD, gồm 966



Dự báo thị trường xây dựng đường ống dẫn dầu khí trên thế giới. Nguồn: Oil & Gas Journal 6/2/2012

triệu cho loại 4 - 10 inch; 4,6 tỷ cho loại 12 - 20 inch; 4,1 tỷ cho loại 22 - 30 inch.

Để bạn đọc có thể tiếp cận sâu hơn các đề án, ở phần tiếp theo chúng tôi sẽ trình bày các công trình quan trọng nhất theo từng khu vực trên thế giới trong giai đoạn 2011 trở đi.

Các đề án xây dựng đường ống dẫn khí ở Bắc Mỹ

Đường ống dẫn khí đốt và NGL

Đường ống được nói đến nhiều nhất ở Bắc Mỹ là đề án đưa khí đốt từ vùng trung Bắc Alaska về Canada và Hoa Kỳ. Hệ thống đường ống này được đặt tên là Trans Canada, bắt đầu từ năm 2008, theo những điều khoản của luật AGIA (Alaska Gasline Inducement Act). Đề án này đưa ra 2 phương án để các đơn vị vận chuyển khí đốt lựa chọn. Một phương án dự kiến sẽ xây dựng một đường ống dài 2.736km để đưa 4,5bcf khí/ngày từ vùng trung Bắc Alaska xuyên qua Canada, đến bang Alberta rồi từ đó khí được chuyển về thị trường Hoa Kỳ bằng hệ thống đường ống hiện đang hoạt động. Phương án 2 sẽ chuyển 3bcf khí/ngày qua một đường ống dài 1.287km, tới Valdez (bang Alaska), từ đây khí được hóa lỏng rồi vận chuyển bằng tàu chuyên dụng đến thị trường Hoa Kỳ và thị trường thế giới. Suốt mùa hè 2011, các nhà khoa học - kỹ thuật dầu khí tiến hành các nghiên cứu trong lĩnh vực môi trường và văn hóa dọc theo các tuyến đường ống đã đề xuất, lấy ý kiến nhân dân và đệ trình lên Hội đồng Luật năng lượng Liên bang Mỹ vào tháng 10/2012. Sau đó sẽ lập kế hoạch với thời hạn hoàn thành công trình vào cuối năm 2018. Tổng dự toán cho đề án, bao gồm cả các terminal và bồn chứa lên đến gần 16 tỷ USD.

Bảng 2. Các công trình đường ống bắt đầu xây dựng trong năm 2012 và hoàn thành sau 2012

Đơn vị: km

Vùng/kích thước	4-10 in.	12-20 in.	22-30 in.	30+ in.	Tổng
Đường ống dẫn khí					
Mỹ	364	615	1.839	946	3.764
Canada		843	1.207	45	2.095
Mỹ Latinh		23	196	5217	5.436
Châu Á - Thái Bình Dương	306	1363	5.755	15512	22.936
Châu Âu		423	1.572	4411	6.407
Trung Đông	249	409	55	4616	5.329
Châu Phi	21	21		4128	4.170
Tổng đường ống dẫn khí	940	3.697	10.625	34.876	50.138
Đường ống dẫn dầu thô					
Mỹ		484	711	3462	4657
Canada		1638	45	1.522	3.206
Mỹ Latinh		256	349	349	954
Châu Á - Thái Bình Dương	108	314		3.264	3.685
Châu Âu				888	888
Trung Đông	472		483		954
Châu Phi					
Tổng đường/ống dẫn dầu thô	579	2.692	1.588	9.485	14.346
Đường ống dẫn sản phẩm					
Mỹ	571	6.069			6.640
Canada		346			346
Mỹ Latinh	31	251			282
Châu Á - Thái Bình Dương		698			698
Châu Âu					
Trung Đông	782	171			953
Châu Phi					
Tổng đường/ống dẫn sản phẩm	1.384	7.535			8.919
Tổng thế giới					
Đường/ống dẫn khí đốt	940	3.697	10.625	34.876	50.138
Đường/ống dẫn dầu thô	579	2.692	1.588	9.485	14.346
Đường/ống dẫn sản phẩm	1.384	7.535			8.919
Tổng	2.903	13.924	12.213	44.362	73.402

Nguồn: OGJ 2/2012

Một số các đề án khác đang được đánh giá để vận chuyển NGL, chủ yếu là ethane, khai thác từ phiến sét Marcellus về các trung tâm tiêu thụ ở bờ vịnh Mexico và Trung Mỹ. Tập đoàn Enterprise Products Partners LP trong tháng 2/2012 thông báo sẽ xây dựng đường ống dẫn ethan Apalachia-to-Texas, gọi tắt là ATEX Express, dài 1.979km. ATEX Express có công suất 190.000 thùng/ngày, dự kiến sẽ được đưa vào hoạt động năm 2014. Tập đoàn El Paso Midstream Group Inc. cũng có dự án tương tự, với tên gọi Marcellus Ethane Pipeline System (MEPS), công suất 60.000 thùng/ngày, để vận chuyển ethane từ các nhà máy chưng cất đá phiến sét Marcellus tới các điểm nối của một hệ thống đường ống thứ 3 và bồn chứa ở Baton Rouge.

Đường ống MEPS sẽ kết hợp đường ống mới với hệ thống đường ống có sẵn được cải biên thành đường ống dẫn ethane, phục vụ cho nhu cầu thị trường bờ vịnh Mexico. Nhiều công ty nhỏ khác cũng có các đề án xây dựng đường ống dẫn ethane, NGL phục vụ cho thị trường phía Đông nước Mỹ trong giai đoạn sau 2013.

Đường ống dẫn dầu ở Bắc Mỹ

Tập đoàn TransCanada cũng có kế hoạch mở rộng dự án vận chuyển dầu thô từ Tây Canada sang bờ vịnh Mỹ trong năm nay để tăng thêm công suất 500.000 thùng/ngày. Khi hoàn thành nâng cấp, tổng công suất của đường ống sẽ đạt 1,1 triệu thùng/ngày, với vốn đầu tư khoảng 12,2 tỷ USD.

Công ty Enbridge thông báo trong các năm 2013 - 2016 sẽ xây dựng đường ống dẫn dầu Northern Gateway, công suất 525.000 thùng/ngày, đưa dầu khai thác từ tầng chứa cát rắn chắc ở Edmonton tới terminal British Columbia để từ đó chở sang thị trường Trung Quốc, các nước Đông Á khác và California. Một đường ống hoạt động song song với đường ống này cũng sẽ được xây dựng để chở condensat, công suất 193.000 thùng/ngày, từ vùng vịnh Mexico về Alberta.

Trên địa bàn đất liền, một loạt các đường ống 16 inch sẽ được xây dựng bổ sung để chở sản phẩm từ các nhà máy lọc dầu tới thị trường Đông Nam nước Mỹ. Công suất ban đầu của các đường ống này là 110.000 thùng/ngày, sau đó sẽ nâng lên 200.000 thùng/ngày và sẽ đi vào hoạt động năm 2013.

Châu Mỹ Latinh

Đường ống dẫn khí Đông Bắc, Gasoducto del Noreste, 48 inch, dài 1.700km, vận chuyển khí đốt với công suất 3,2bcf khí/ngày từ Colombia sang Argentina vào năm 2015. Chính phủ Colombia, Công ty Dầu khí Quốc gia Enersa của Argentina và Gazprom là chủ đầu tư của dự án với tổng chi phí dự toán 2,67 tỷ USD. Đường ống này là một bộ phận của dự án lớn dài 4.144km giữa 2 quốc gia nói trên. Cũng tại Colombia, trong kế hoạch 2013 - 2014, Tập đoàn Petrobras (Brazil) và Odebrecht sẽ xây dựng đường ống dẫn khí Nam Andino (Gasoducto Andino del Sur), dài 1.085km để vận chuyển khí từ Camisia do Petrobras và Repsol YPF khai thác tới Juliaca, gần hồ Titicaca và cảng Ilo. Lượng khí này sẽ cung cấp cho các mỏ đồng cũng như các hộ tiêu thụ khác ở các địa phương nói trên.

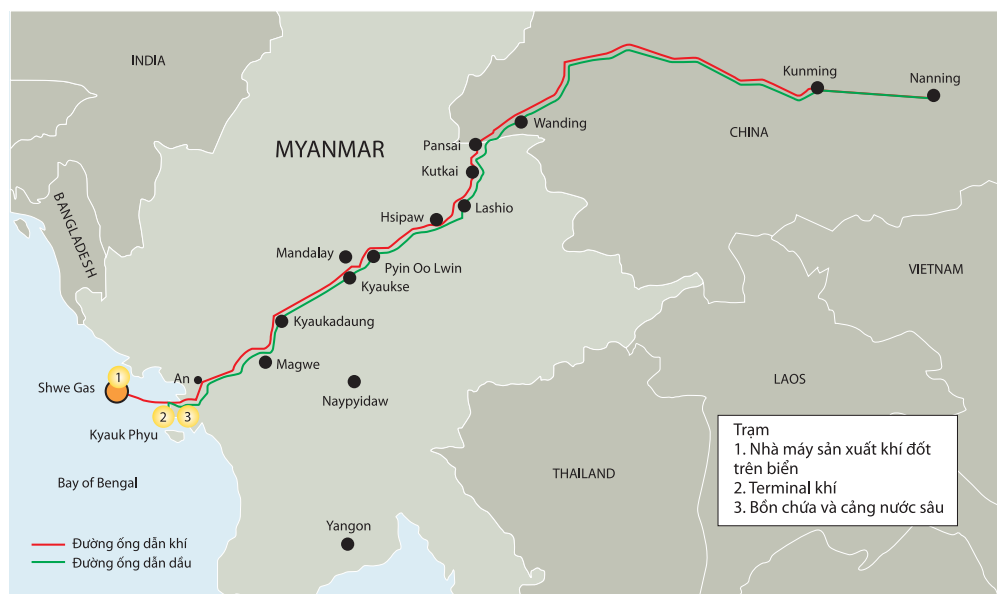
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Colombia Ecopetrol đang liên doanh với 6 công ty khác xây dựng hệ thống đường ống dẫn dầu thô, công suất 450.000 thùng/ngày để vận chuyển dầu từ Araguane (trung Colombia) tới terminal xuất khẩu Covenas trên biển Caribe. Tất cả các pha của đường ống này sẽ hoàn thành xong vào cuối năm 2012.

Châu Á - Thái Bình Dương

PetroChina đã đưa vào vận hành đường ống Đông - Tây thứ 2 (WEPP II) từ cuối năm 2011. Đây là một phần của đường ống dẫn khí liên quốc gia, nối Turkmenistan với các tỉnh phía Đông Trung Quốc. Phần đường ống trên đất Trung Quốc dài 5.472km, nối tỉnh Tân Giang (Xinjiang) tới các thành phố Quảng Châu và Thượng Hải. Các đường nhánh dài 1.996km sẽ hoàn thành xây dựng vào cuối năm 2012. Công suất của đường ống WEPP II đạt 3,1bcf khí/ngày. Đoạn đường ống WEPP III của PetroChina nối Tân Giang với tỉnh Quảng Đông chạy song song với đường ống WEPP II có chiều dài 8.000km và có thể được mở rộng, kéo dài sang địa phận tỉnh Phúc Kiến. PetroChina hy vọng sẽ hoàn thành xây dựng đoạn phía Tây vào năm 2012 và đoạn phía Đông vào năm 2014.

Giai đoạn đầu của đường ống Đông Siberi - Thái Bình Dương (ESPO) dài 4.700km, bao gồm 2.400km đường ống dẫn dầu thô từ Taishet tới Skovorodino gần biên giới Trung Quốc và một đường tàu hỏa tới terminal ở Kozmino trên vịnh Perevoznaia với chi phí 14,1 tỷ USD đã được xây dựng xong vào năm 2009. Trong giai đoạn đầu, 6,3 triệu thùng/ngày được vận chuyển qua nhánh đường ống từ Skovorodino tới Đại Khánh và một nửa số đó được chở bằng tàu hỏa đến Kozmino. Toàn bộ đường ống ESPO có thể vận chuyển được 16,7 triệu thùng/ngày. Giai đoạn 2 sẽ xây dựng đường ống nối Skovorodino với Kozmino thay cho đường chở dầu bằng tàu hỏa. Đoạn đường ống này sẽ đi vào hoạt động năm 2014. Lượng dầu vận chuyển theo đường ống Skovorodino - Kozmino hàng năm là 50 triệu tấn phần lớn được cung cấp cho Nhật Bản và dự báo sẽ có thêm nhiều đường ống nối các mỏ dầu Siberi cũng như ở Nga nối chung để xuất khẩu sang thị trường phương Đông.

Myanmar đã trao quyền xây dựng đường ống dẫn dầu và dẫn khí từ vịnh Bengal đến Tây Nam Trung Quốc cho Tập đoàn Dầu khí Trung Quốc CNPC. Các kế hoạch này đáp ứng nhu cầu vận chuyển 440.000 thùng/ngày giữa đảo Madaya ở Tây Myanmar, đi qua Ruili ở Tây Nam Vân Nam để đến một nhà máy lọc dầu mới ở Anning, công suất 200.000 thùng/ngày. Cả đường ống lẫn nhà máy lọc



Nguồn: shwe.org

Đường ống dẫn dầu khí Myanmar và Trung Quốc

dầu nói trên sẽ đi vào hoạt động năm 2013. CNPC bắt đầu xây dựng cảng nhập khẩu dầu thô ở Kyaukpyu, Myanmar, từ tháng 10/2009 để làm điểm rót dầu vào đường ống. Cảng có thể tiếp nhận tàu có trọng tải lớn đến 300.000 tấn và có sức chứa 600.000m³ dầu thô. Nguồn dầu thô đến từ vùng vịnh A Rập còn nguồn khí lấy từ các mỏ ở lô A-1 và A-3, thềm lục địa Myanmar.

Riêng đường ống dẫn khí đốt có thể vận chuyển 1,2bcf khí/ngày vào năm 2013. Đường ống này chạy song song với đường ống dẫn dầu đến Ruili sau đó tách ra, đi về Côn Minh, thủ phủ tỉnh Vân Nam. Theo kế hoạch, đường ống này sẽ được xây dựng tiếp, kéo dài đến Quý Châu và Quảng Tây. Chi phí cho các dự án này ước tính lên đến 2,54 tỷ USD, trong đó đường ống dẫn dầu thô chiếm 1,5 tỷ. Hệ thống đường ống nói trên tạo điều kiện cho Trung Quốc tiếp cận vững chắc vào nguồn tài nguyên dầu khí Myanmar cũng như các lĩnh vực khác, ngoài ra tránh được một phần rủi ro cho Trung Quốc khi phải chở dầu qua eo biển Malacca.

Châu Âu

Hệ thống đường ống dẫn khí “Dòng chảy phương Bắc” xuyên biển Baltic từ Vyborg ở Tây Bắc Nga tới Greifswal, Tây Đức, đã đi vào hoạt động từ 2011. Công suất của đường ống đạt 2,8bcf khí/ngày. Một đường ống nữa có cùng công suất song song với đường ống nói trên sẽ hoạt động tiếp theo trong năm 2012. Các đường ống này đi qua hải phận 5 nước gồm Nga, Phần Lan, Thụy Điển, Đan Mạch và Đức. Các công ty/tập đoàn tham gia liên doanh xây dựng

gồm Gazprom (51%), Wintershall AG (15,5%), E.ONRuhgas AG (15,5%), NV Nederlandse Gasunie (9%) và GDF Suez (9%). Chi phí dự án hơn 7 tỷ euro và Gazprom còn đầu tư thêm 1,3 tỷ euro cho đường ống trên phần đất liền của Nga. Một liên doanh khác giữa Gazprom và Wintershall (WinGas) đã được thành lập để xây dựng đường ống OPAL (Ostsee-Pipeline-Anbildungs-Leitung) dài 470km nối Dòng chảy phương Bắc

với Đông Âu, hoàn thành vào tháng 8/2011. WinGas cũng xây dựng đường ống nữa mang tên Đường ống khí Bắc Âu (NEL), dài 440km, nhằm chở khí từ Dòng chảy phương Bắc từ Greifswal tới Rehden ở Saxony. NEL sẽ hoạt động trong quý II/2012 với công suất 2bcf khí/ngày.

Gazprom cũng thỏa thuận với ENI (Italia) xây dựng đường ống Dòng chảy phương Nam đi dưới lòng biển Đen và xuyên qua Bulgaria. Đoạn đường ống ngầm dưới biển dài 900km, độ sâu nước biển tối đa 2.250m. Phần đất liền của đường ống chạy về phía Tây Bắc, tới Slovenia, Áo, Tây Nam Hy Lạp và Italia. Nga và Bulgaria đã ký thỏa thuận liên chính phủ vào năm 2008 với sự đồng thuận của Serbia, Hungari, Hy Lạp, Slovenia, Áo, Thổ Nhĩ Kỳ để xác định đường đi của công trình. Khi hoàn thành xong, đường ống có chi phí 15,5 tỷ euro này sẽ cung cấp khí đốt khoảng 3,1bcf khí/ngày cho các nước Bắc và Nam Âu. Các nước tham gia thỏa thuận Dòng chảy phương Nam sẽ được đưa vào hoạt động năm 2015. Gazprom và Transgaz SA của Rumani cũng thỏa thuận xây dựng một đường nhánh tiềm năng nhưng chưa thấy công bố lộ trình. OMV và Gazprom đã ký hợp đồng hợp tác xây dựng đoạn đường ống của Dòng chảy phương Nam đi qua biên giới Áo, Hungaria, tới trung tâm phân phối khí Baumgarten ở Áo. OMV cũng tiếp tục đề án xây dựng đường ống dẫn khí 56 inch Nabucco, đưa khí hỗn hợp từ các nguồn Trung Á, biển Caspian, Trung Đông tới Baumgarten gần biên giới với Slovakia, công suất 3,2bcf khí/ngày trước khi đi vào Tây Âu. Các nghiên cứu tiền khả thi chia đề án thành 2 giai đoạn. Giai đoạn 1 dài 2.000km, giữa Ankara (Thổ Nhĩ Kỳ) và Baumgarten, công suất vận

chuyển 0,8bcf khí/ngày từ hệ thống đường ống khí của Thổ Nhĩ Kỳ hiện có qua đường ống này vào năm 2014. Giai đoạn 2 sẽ xây dựng nhánh chạy về hướng Đông, từ Ankara sang Iran, Georgy. Tổng chiều dài đường ống này là 3.300km. Thổ Nhĩ Kỳ muốn Iran trở thành nguồn cung khí đốt cho đường ống Nabucco và đề án này được Mỹ hỗ trợ vì đây là đường ống kinh tế nhất để đưa khí từ phía Đông vào Tây Âu nhưng Mỹ lại không muốn dùng khí xuất khẩu của Iran.

Turkmenistan đang xây dựng đường ống nội địa Đông - Tây dài 998km để vận chuyển khí từ mỏ Nam Yolotan - Osman, gần biên giới Afganistan về vùng duyên hải Caspian nhưng chưa công bố quyết định dòng khí này có cung cấp cho đường ống Nabucco hay không, hay phục vụ cho xuất khẩu bằng các con đường khác.

Nabucco có tổng vốn đầu tư khoảng 11 tỷ USD và có công suất 3,2bcf khí/ngày với 6 cổ đông: Botas (Thổ Nhĩ Kỳ), Bulgargaz, Transgaz (Rumania), MOL (Hungaria), OMV (Áo) và RWE (Đức).

Để bán khí từ mỏ Bovanenkovo, Nga đang xây dựng một hệ thống đường ống 56 inch, dài 2.400km, áp suất cao, nối bán đảo Yamal với miền Trung nước Nga. Đường ống gồm hai đoạn: Bovanenkovo - Ukhta (1.100km, 14,3bcf khí/ngày); Ukhta - Torzhok (1.300km, 8,3bcf khí/ngày). Với đoạn nối Ukhta, khí sẽ được chuyển sang đường ống Yamal - châu Âu. Gazprom dự kiến bán khí Bovanenkovo vào tháng 5/2012 và đã đầu tư 259,9 tỷ rúp (8,2 tỷ USD) cho đường ống, tăng 70% so với dự toán ban đầu.

Nam Âu

Hai công ty Galsi SPA và Snam Rete Gas SPA ký biên bản ghi nhớ xây dựng đoạn đường ống dẫn khí trên lãnh thổ Italia, công suất 0,8bcf khí/ngày của đường ống dẫn khí Galsi, cung cấp khí Algeria cho Italia đi qua đảo Sardinia. Cổ đông của Galsi gồm Sonatrach, Edison SPA, Enel SPA, Hera Trading, Regione Sardegna và Wintershall AG. Đường

ống Galsi có 4 đoạn: đoạn đầu dài 640km trên đất liền Algeria, nối mỏ khí Hassi R'Mel và El Kala trên bờ biển Địa Trung Hải thuộc Algeria. Đoạn tiếp theo dài 310km nối El Kala và Cagliari trên đảo Sardinia, có nơi nước sâu đến 2.850m. Đoạn thứ 3 dài 300km nối Cagliari và Olbia trên bờ Bắc của Sardinia và đoạn cuối dài 220km, nối Olbia với Pescaia, Đông Nam thành phố cảng Florence của Italia, nước sâu 900m. Sonatrach cung cấp 0,3bcf khí/ngày, Enel cung cấp 0,3bcf khí/ngày và Hera Trading cung cấp 0,1bcf khí/ngày cho đường ống. Dự kiến đường ống sẽ hoạt động vào năm 2014.

Trung Đông

Iran và Pakistan từ 2011 dấn chân tại chỗ trong đề án dẫn khí Iran xuất khẩu về phía Ấn Độ Dương. Đề án 7 tỷ USD này dự kiến sẽ vận chuyển khí từ mỏ South Pars ở vịnh Ba Tư đi qua đoạn đường dài 1.850km tới Pakistan.

Đường ống Iran - Pakistan được xem là nhánh kéo dài của Iranian Gas Trunkline (IGAT) VII, nếu giữ đúng tiến độ đã cung cấp từ 1,8 - 2,9bcf khí vào năm 2010 để phát điện cho Pakistan. Nhưng phía Pakistan từ chối không cho xây

Các đơn vị thông dụng trong công nghiệp khí đốt

Đơn vị	Quy đổi
1 Bcfd (tỷ feet khối/ngày)	28 triệu m ³ khí/ngày
1 cal (calo)	4,1863 J (joules)
1 Btu	1,055 KJ
1 Kcal	3,968 Btu
1 mã lực	745,7 W
1 Btu/h	0,2931 W
1 Kwh	3412 Btu
1 triệu Btu	293 Kwh
1 m ³ (LNG)	~ 600 m ³ khí ~ 21.600 ft ³ khí
1 ft ³	0,0268 m ³
1 m ³	37,3 ft ³
1 sm ³ (m ³ chuẩn)	1,057 m ³ normal (bình thường)
1 Tcf	0,028 exp (12) m ³
100 MMScfd (triệu feet khối chuẩn/ngày)	730.000 tpy LNG (tấn/năm) ~ 10.000 thùng/ngày nhiên liệu lỏng sản xuất từ khí bằng phương pháp Fischer - Tropsch ~ 3400 tpd methanol (tấn/ngày) ~ 3700 tpd ammonia
1 triệu tấn/năm LNG	140 triệu ft ³ /năm
1 triệu m ³ LNG	6,29 triệu thùng LNG ~ 460.000 tấn LNG
Khí thương mại	~ 90% CH ₄
Trọng lượng phân tử	18
Giá trị nhiệt	1.000 Btu/ft ³ chuẩn
Tỷ trọng (còn gọi là trọng lượng riêng) của LNG	0,46

dựng tiếp đoạn cuối nếu Trung Quốc quyết định tham gia vào đề án nên đến nay vẫn chưa thành hiện thực. Mới đây, vào tháng 2/2012, Pakistan lại tiếp tục triển khai dự án, bất chấp lệnh trừng phạt Iran của Liên Hiệp Quốc mỗi ngày một tăng.

Abu Dhabi đang xây dựng đường ống dẫn CO₂ dài 500km nằm trong dự án thu hồi và xử lý khí CO₂ của chính phủ trong chủ trương xây dựng thành phố đầu tiên trên thế giới không cacbon. Abu Dhabi đặt mục tiêu dùng khí CO₂ thu hồi để bơm vào các tầng chứa giúp tăng cường thu hồi dầu đồng thời để chôn cất loại khí gây hiệu ứng nhà kính này. Tuy nhiên ở Trung Đông, việc dùng khí đốt để bơm vào mỏ dầu giúp thu hồi tăng cường còn rẻ hơn rất nhiều so với bơm CO₂ nên khó có thể thực hiện đề án này trước 2015.

Châu Phi

Các nước Nigeria, Algeria và Niger hy vọng bắt đầu xuất khẩu 3,1bcf khí/ngày qua đường ống Trans - Sahara

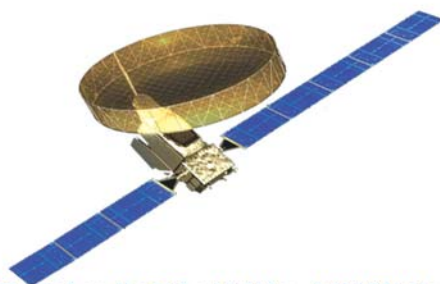
(TSGP) vào năm 2015. Một khi được xây dựng, đường ống dài 4.127km này sẽ vận chuyển khí đốt từ châu thổ Niger ở miền Nam Nigeria, đi qua nước Niger, đến Algeria và từ đó vào châu Âu bằng đường ống ngầm đặt dưới đáy Địa Trung Hải. OAO Gazprom của Nga tuyên bố có thể đầu tư theo tỷ lệ 50:50 vào liên doanh Nigaz với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Nigeria để tìm kiếm, thăm dò và khai thác khí, xây dựng cơ sở hạ tầng kể cả đường ống xuất khẩu, trong đó dự án TSGP có thể là một phần của đường ống dự kiến. Tuy nhiên phong trào giải phóng châu thổ Niger (MEND) tuyên bố họ sẽ tấn công bất kỳ đường ống nào nên đến nay các đề án ở đây chỉ nằm trên giấy, ngoại trừ một số đường ống rất ngắn của Shell, Total để đưa LNG từ các nhà máy khí hóa lỏng nhỏ của Gas's Bonny phục vụ một số nhu cầu nội địa và giúp giảm bớt lượng khí đồng hành khổng lồ bị đốt bỏ ở Nigeria.

PGS. TS. Trần Ngọc Toàn

(tổng hợp từ Oil and Gas Journal)

CÔNG TY TNHH MTV THÔNG TIN ĐIỆN TỬ HÀNG HẢI VIỆT NAM

Số 02 Nguyễn Thượng Hiền, Hồng Bàng, Hải Phòng – Tel: 84.31.3746 464 – Fax: 84.31.3747 062
Email: contact@vishipel.com.vn – Website: www.vishipel.com.vn



Công ty TNHH MTV Thông tin Điện tử Hàng hải Việt Nam (VISHIPEL), Silver Partner của inmarsat, là nhà cung cấp dịch vụ vệ tinh hàng đầu Việt Nam, với các hoạt động chính:



Cung cấp dịch vụ, thiết bị viễn thông vệ tinh: Fleet Broadband (FBB), BGAN, Isatphone Pro, Fleetphone, Isatphone Link, VSAT...



Tư vấn, lắp đặt, sửa chữa thiết bị Inmarsat và nghi khí hàng hải;



Cơ quan thanh toán trung gian viễn thông quốc tế VT02;



Cơ quan quản lý, cấp số và hòa mạng mã nhận dạng tự động MMSI, mã Inmarsat.



TIN TRONG NGÀNH

Đẩy nhanh mục tiêu có dòng dầu siêu sớm ở Venezuela

Giàn khoan PDV-39 của PetroMacareo (Công ty Liên doanh giữa PVEP/PVN và PVDSA) đã khoan mũi khoan đầu tiên. Ảnh: Tuấn Linh

Ngày 19/4/2012, tại thủ đô Caracas, kỳ họp thứ II Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Venezuela đã chính thức khai mạc dưới sự chủ trì của Phó Tổng thống Rafael Ramírez và Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải. Trong lĩnh vực dầu khí, hai bên trao đổi các vấn đề đẩy nhanh mục tiêu có dòng dầu siêu sớm vào năm 2012 của dự án Junin2 cũng như các mốc khai thác quan trọng khác, xem xét mở rộng diện tích lô Hợp đồng Junin 2 như một phần diện tích dự trữ cho hoạt động phát triển mỏ. Nhóm công tác hợp tác về dầu khí cũng đề cập việc triển khai dự án mới, một số vấn đề cung cấp dịch vụ, mua sắm và bảo hiểm cho đầu tư của Petrovietnam tại Venezuela, dự án mở rộng và nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, đóng tàu chở dầu và sửa chữa tàu.

Chiều cùng ngày, trước sự chứng kiến của Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu, Đại sứ Việt Nam tại Venezuela Trần Tấn Huân và nhiều quan chức cấp cao khác, giàn khoan PDV-39 của PetroMacareo (Công ty Liên doanh giữa PVEP/PVN và PVDSA) đã khoan mũi khoan đầu tiên, chuẩn bị cho việc khai thác dòng dầu thương mại tại lô Junin 2. Hai bên nhất trí sẽ tiếp tục ủng hộ, tạo điều kiện để ngành dầu khí hai nước có những bước đi thuận lợi, đưa dự án liên doanh sớm đạt mục tiêu có dòng dầu đầu tiên cũng như các mốc quan trọng khác về kế hoạch sản lượng khai thác; đồng thời đề nghị các đối tác, doanh nghiệp trực tiếp lắp đặt, vận hành, khai thác mỏ nỗ lực, thực hiện đúng tiến độ, mục tiêu, đạt thắng lợi và hiệu quả cao trong những bước đi đầu tiên cũng như toàn bộ hợp đồng, tạo đà thuận lợi cho việc tăng cường mở rộng hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.

Hợp đồng hợp tác liên doanh giữa ngành dầu khí Việt Nam - Venezuela có thời hạn tối đa 25 năm kể từ ngày ký kết, thời gian gia hạn tối đa 15 năm. Khu vực phát triển có diện tích 247,8 km² với trữ lượng dầu thô tại chỗ là 36,6 tỷ thùng. Trữ lượng thu hồi khai thác trong 25 năm là 1,466 tỷ thùng dầu, trong trường hợp gia hạn thêm 15 năm khai thác có thể lên tới 2,5 tỷ thùng dầu. Sản lượng khai thác ban đầu dự kiến 50.000 thùng/ngày và đạt đỉnh 200.000 thùng/ngày vào năm 2015.

Tuấn Linh

Đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực dầu khí Việt Nam - Peru

Trong khuôn khổ chuyến thăm và làm việc tại Peru, ngày 16/4, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đã có buổi làm việc với Tổng công ty Dầu khí Quốc gia Peru (PeruPetro) - đối tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong hợp đồng thăm dò và khai thác dầu khí tại vùng biển Peru. Nhấn mạnh hợp tác kinh tế, trong đó có dầu khí là những lĩnh vực trọng tâm, Phó Thủ tướng mong muốn ngành Dầu khí hai bên tiếp tục đẩy mạnh hợp tác, nhất là tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án hợp tác thời gian tới, như các dự án đang được triển khai tại Peru của Petrovietnam. Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu, Petrovietnam đã ký với đối tác PeruPetro về hợp đồng thăm dò và khai thác dầu khí ở lô 162 tại vùng biển Peru từ tháng 11/2007; đã trúng thầu mua 35% quyền lợi tham gia hợp đồng dầu khí lô 39 và đang trình xin chấp thuận tham gia hợp đồng lô 67 tại Peru.

Cùng ngày, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đã tiếp lãnh đạo Tập đoàn Ferenco (Anh) và Repsol (Tây Ban Nha). Thăm văn phòng đại diện của Tổng công ty Thăm dò Khai



Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải thăm Văn phòng đại diện PVEP tại Peru. Ảnh: Tuấn Linh

thác Dầu khí (PVEP) tại Peru, Phó Thủ tướng hoan nghênh những kế hoạch mang tính chiến lược về thăm dò và khai thác dầu khí của Petrovietnam tại nước ngoài và khẳng định đó là những chủ trương đúng đắn, táo bạo, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng lâu dài cho đất nước.

Nguyễn Linh

Petrovietnam ký các thỏa thuận hợp tác trong lĩnh vực dầu khí tại Hàn Quốc

Trong chuyến thăm và làm việc từ ngày 26 - 29/3 tại Hàn Quốc của Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu đã tham gia Hội nghị đối thoại tròn giữa Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và các doanh nghiệp Hàn Quốc, trong đó có nhiều doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực năng lượng, dầu khí. Thủ tướng Chính phủ đã chứng kiến các lễ ký: Bản ghi nhớ về mở rộng hợp tác trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí và lĩnh vực chế biến, tàng trữ dầu thô giữa Petrovietnam và Công ty Dầu khí Quốc gia Hàn Quốc (KNOC); Bản ghi nhớ về hợp tác trong lĩnh vực cung cấp than và xây dựng các nhà máy điện chạy than, lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, lĩnh vực chế biến và kinh doanh sản phẩm dầu giữa Petrovietnam và SK Holdings; Biên bản thỏa thuận về thu xếp vốn và cung cấp thiết bị cho dự án Nhà máy Nhiệt điện

Thái Bình 2 giữa Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) và Liên doanh nhà thầu Daelim - Sojitz (Hàn Quốc - Nhật Bản).

Cũng trong dịp này, Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu đã có buổi làm việc với KNOC bàn về việc hợp tác trong lĩnh vực thăm dò khai thác và mở rộng hợp tác ra các lĩnh vực khâu sau như khí, chế biến dầu khí. Trong buổi làm việc với SK Holdings, hai bên đã bàn về việc mở rộng hợp tác và khuyến khích sự tham gia của SK Holdings vào các dự án điện chạy than của Petrovietnam và các lĩnh vực thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí. Tổng giám đốc Tập đoàn cũng đã có buổi làm việc với Tập đoàn Hyundai Engineering về việc thúc đẩy hoàn thành và bàn giao Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ. Bên cạnh đó, Tổng giám đốc Tập đoàn đã tiếp Tập đoàn Daelim, Hanshin để thúc đẩy sự hợp tác của Daelim, Hanshin với PVC.

Đinh Sơn

Thúc đẩy triển khai các dự án hợp tác về dầu khí tại Uzbekistan

Từ ngày 3 - 4/4/2012, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam do Phó Tổng giám đốc Tập đoàn TS. Nguyễn Quốc Thập dẫn đầu đã đi thăm và làm việc tại Cộng hòa Uzbekistan nhằm thúc đẩy việc triển khai các dự án hợp tác của PVEP/PVN tại Uzbekistan.

Đoàn công tác của Tập đoàn đã có buổi yết kiến Phó Thủ tướng Gulomzhon Ibraghimov - phụ trách về dầu khí, năng lượng, Bộ Kinh tế Đối ngoại Uzbekistan; Công ty Dầu khí Quốc gia Uzbekistan (UNG). Phó Thủ tướng Gulomzhon Ibraghimov đánh giá cao PVN/PVEP trong việc triển khai tích cực và hiệu quả các dự án hợp tác hiện có, đặc biệt là sẽ tiến hành khoan hai giếng tìm kiếm thăm dò tại Hợp đồng dầu khí lô Kossor trong năm 2012.

Phó Thủ tướng Gulomzhon Ibraghimov mong muốn các bên tiếp tục tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới, ở Uzbekistan cũng như tại các nước thứ ba. Trước mắt, Phó Thủ tướng yêu cầu UNG phối hợp chặt chẽ với PVEP hoàn tất các thủ tục cần thiết để mở rộng diện tích Hợp đồng dầu khí lô Kossor. Về phần mình, Công ty Dầu khí Quốc gia Uzbekistan đã thỏa thuận sẽ chủ động khoan một giếng tìm kiếm thăm dò trong lô Kossor như một phần góp vốn của UNG vào dự án, để thể hiện thiện chí của UNG trong quan hệ hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và PVEP.

Minh Anh

Tổng giám đốc Petrovietnam làm việc với các công ty dầu khí Nga

Chiều ngày 22/3, tại Liên bang Nga, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có buổi làm việc với ông German Khan - Giám đốc điều hành TNK-BP - Tập đoàn dầu khí lớn thứ ba tại Nga. Tại buổi tiếp, ông German Khan khẳng định mong muốn đẩy mạnh quan hệ hợp tác giữa hai bên tại thị trường Việt Nam và Liên bang Nga, trong đó có vấn đề thành lập Liên doanh trên cơ sở các cơ hội TNK-BP đề xuất.

Đồng thời, TNK-BP mong muốn cùng Petrovietnam tham gia vào các dự án lớn mang tính chiến lược ở vùng IANAQ (Khu tự trị Iamal Nenetsky). Lãnh đạo TNK-BP cho rằng, việc tham dự vào các dự án này thể hiện sự hợp tác bền vững lâu dài và truyền thống. Hai bên cũng trao đổi về khả năng hợp tác với nước thứ ba (cụ thể là Venezuela) trong việc chia sẻ kinh nghiệm trong phát triển các mỏ dầu nặng...



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại buổi làm việc với Giám đốc điều hành TNK-BP. Ảnh: PVN

Trước đó, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam do TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn dẫn đầu đã sang thăm và làm việc với các công ty dầu khí của Nga là Gazprom và Zarubezhneft.

Xuân Sơn

Phó Chủ tịch nước tham quan gian triển lãm của Petrovietnam tại Vietnam Expo 2012

Gian triển lãm của Petrovietnam với diện tích 165m², do Viện Dầu khí Việt Nam là đơn vị đầu mối tổ chức thực hiện, là gian triển lãm đầu tiên mà Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Doan tới tham quan sau lễ cắt băng khai mạc “Hội chợ Thương mại Quốc tế Việt Nam lần thứ 22” (Vietnam Expo 2012) ngày 4/4/2012. Tiếp đón Phó Chủ tịch nước có Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Lê Minh Hồng, Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam Phan Ngọc Trung.

Gian triển lãm của Petrovietnam với 5 khu vực vách trụ nhằm thể hiện về 5 lĩnh vực cốt lõi của Ngành Dầu khí Việt Nam. Ngoài ra, Bản đồ hoạt động dầu khí được trưng bày tại mặt trước của gian triển lãm thể hiện rõ nhất về hoạt động của Ngành trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; hình ảnh các công trình/dự án thuộc lĩnh vực lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện, dịch vụ kỹ thuật dầu khí chất lượng cao. Bên cạnh đó, gian triển lãm của Tập đoàn cũng giới thiệu các sản phẩm đặc trưng của Ngành đã được sản xuất và đưa vào thị trường như: sản phẩm xăng dầu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, sản phẩm khí của PV Gas, đạm Phú Mỹ, xơ sợi Nhà máy xơ sợi Polyester Đình Vũ...



Phó Chủ tịch nước Nguyễn Thị Doan nghe giới thiệu về các công trình, dự án trọng điểm của Ngành Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Cấn Dũng

Tại Vietnam Expo 2012, các sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tiếp tục đạt Huy chương Vàng Vietnam Expo 2012. Các sản phẩm đạt Huy chương Vàng gồm: xăng Mogas A92/A95, dầu diesel ô tô DO, dầu đốt lò FO, dầu hỏa KO, xăng máy bay Jet A1, khí hóa lỏng LPG, Propylene, hạt nhựa Polypropylene...

Minh Trí - Minh Sỹ

Bàn giao giàn khoan Tam Đảo 03 sớm hai tháng so với kế hoạch

Gian khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03 đã được Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) bàn giao cho Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) sau 24 tháng nỗ lực thi công, vượt 2 tháng so với kế hoạch cam kết và không phát sinh chi phí so với hợp đồng. Đây là dự án có khối lượng chế tạo cơ khí chính xác lớn, đòi hỏi trình độ kỹ thuật và công nghệ cao với khối lượng thi công khoảng 9.685 tấn kết cấu, 950 tấn đường ống công nghệ, 1.748 tấn thiết bị bao gồm các hạng mục như điện, điện tự động, kiến trúc nội thất. Với chiều cao chân giàn là 145m, giàn khoan có thể hoạt động ở các

khu vực nước sâu đến 90m cùng hệ thống khoan có thể khoan sâu đến 6.100m dưới đáy biển.

Sau khi tổ chức bàn giao giàn khoan tự nâng đầu tiên, trong năm 2012, PV Shipyard sẽ tiếp tục đóng mới giàn khoan tự nâng thứ 2 cho Vietsovpetro với khả năng hoạt động ở các khu vực nước sâu đến 130m, cao hơn so với độ sâu 90m của giàn khoan tự nâng đầu tiên. Bên cạnh đó, PV Shipyard thực hiện chế tạo một xà lan tiếp trợ khoan hoạt động ở độ sâu 250m, chiều sâu khoan 10.000m cho Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling).

Nguyễn Huy

PVEP bảo đảm an ninh an toàn các công trình dầu khí ngoài khơi

Từ ngày 2 - 6/4/2012, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cùng các nhà thầu JVPC, Cửu Long JOC, Hoàng Long - Hoàn Vũ JOC đã phối hợp với Bộ chỉ huy Bộ đội Biên phòng tỉnh Bình Thuận và Bà Rịa - Vũng Tàu tổ chức tuyên truyền trực tiếp tới gần 800 ngư dân tại 4 địa bàn xã, phường thuộc Thị xã Lagi (Tp. Phan Thiết) và tại huyện Long Điền (Tp. Vũng Tàu).

Tại các buổi tuyên truyền, PVEP cùng các nhà thầu đã giới thiệu chi tiết hệ thống các công trình dầu khí trên biển, đặc biệt là hệ thống các công trình ngầm; phân tích các rủi ro liên quan, nguy cơ xảy ra tai nạn sự cố, nhất là cháy nổ và tràn dầu nếu xảy ra va chạm hay hư hỏng công trình, đường ống dầu khí, thiệt hại về người và tài sản nếu xảy ra sự cố... để ngư dân hiểu, hợp tác cùng các nhà thầu dầu khí, không xâm phạm vùng hành lang an toàn các công trình dầu khí. Thực trạng tình hình vi phạm hành lang an toàn, các biện pháp xử lý, kiến nghị, đề xuất, các quy định của pháp luật liên quan cũng đã được nêu ra tại Hội nghị.

Nguyễn Lộc

Chiến lược phát triển khoa học và công nghệ đến năm 2020

Ngày 11/4/2012, Thủ tướng Chính phủ đã ký Quyết định số 418/QĐ-TTg phê duyệt Chiến lược phát triển khoa học và công nghệ (KHCN) giai đoạn 2011 - 2020 với mục tiêu đưa KHCN thực sự trở thành động lực then chốt, đáp ứng các yêu cầu cơ bản của một nước công nghiệp theo hướng hiện đại. Đến năm 2020, KHCN Việt Nam có một số lĩnh vực đạt trình độ tiên tiến, hiện đại của khu vực ASEAN và thế giới. Cụ thể, đến năm 2020, KHCN góp phần đáng kể vào tăng trưởng kinh tế và tái cấu trúc nền kinh tế, giá trị sản phẩm công nghệ cao và sản phẩm ứng dụng công nghệ cao đạt khoảng 45% GDP. Tốc độ đổi mới công nghệ, thiết bị đạt 10 - 15%/năm giai đoạn 2011 - 2015 và trên 20%/năm giai đoạn 2016 - 2020. Giá trị giao dịch của thị trường KHCN tăng trung bình 15 - 17%/năm. Phần đầu tăng tổng đầu tư xã hội cho KHCN đạt 1,5% GDP vào năm 2015 và 2% GDP vào năm 2020. Bảo đảm mức đầu tư từ ngân sách Nhà nước cho KHCN không dưới 2% tổng chi ngân sách Nhà nước hàng năm.

Theo Chiến lược, đến năm 2020, Việt Nam sẽ hình thành 60 tổ chức nghiên cứu cơ bản và ứng dụng đạt trình độ khu vực và thế giới, đủ năng lực giải quyết những vấn đề trọng yếu quốc gia đặt ra đối với khoa học và công nghệ; 5.000 doanh nghiệp khoa học và công nghệ; 60 cơ



Chiến lược định hướng nhiệm vụ phát triển KHCN, trong đó có nghiên cứu ứng dụng các dạng năng lượng mới. Ảnh: CTV

sở ương tạo công nghệ cao, ương tạo doanh nghiệp công nghệ cao. Định hướng nhiệm vụ phát triển KHCN tập trung vào vấn đề: tiếp tục đổi mới cơ bản, toàn diện và đồng bộ tổ chức, cơ chế quản lý, cơ chế hoạt động KHCN; tăng cường tiềm lực KHCN; phát triển đồng bộ khoa học xã hội và nhân văn, khoa học tự nhiên và các hướng công nghệ ưu tiên; nghiên cứu ứng dụng KHCN trong các ngành, lĩnh vực, vùng, địa phương; phát triển dịch vụ KHCN. Trong đó, tái cấu trúc và quy hoạch lại hệ thống tổ chức KHCN Quốc gia theo hướng có trọng tâm, trọng điểm, tránh dàn trải, trùng lặp và phù hợp với chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của đất nước, các ngành, lĩnh vực và vùng kinh tế.

Ngọc Hà

Đẩy mạnh phong trào lao động sáng tạo



Phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật sẽ góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Ảnh: CTV

Ngày 25/4/2012, Nghị định số 13/2012/NĐ-CP của Chính phủ ban hành Điều lệ sáng kiến bắt đầu có hiệu lực thi hành, thay thế Điều lệ sáng kiến, cải tiến kỹ thuật - hợp lý hóa sản xuất và sáng chế ban hành kèm theo Nghị định số 31-CP ngày 23/1/1981 (sửa đổi bổ sung theo Nghị định 84-HĐBT ngày 20/3/1990). Nghị định 13/2012/NĐ-CP gồm 4 Chương, 16 Điều, trong đó có một số thay đổi so với Nghị định 31-CP trước đây theo hướng

khuyến khích hoạt động sáng kiến, mức trả thù lao tăng lên tối thiểu 7% và trong 3 năm đầu tiên áp dụng sáng kiến.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã phổ biến nội dung Nghị định này đến các đơn vị trong toàn Tập đoàn nhằm thúc đẩy và phát huy hơn nữa phong trào lao động sáng tạo, phát huy sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, góp phần tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh trong năm 2012 và các năm tiếp theo. Đồng thời, Tập đoàn yêu cầu các đơn vị gửi ý kiến đóng góp sau 1 năm thực hiện Quy chế quản lý hoạt động sáng kiến, sáng chế của Tập đoàn ban hành kèm theo Quyết định số 1239/QĐ-HĐTV để Tập đoàn bổ sung, sửa đổi Quy chế phù hợp với Nghị định mới ban hành của Chính phủ và phản ánh thực tế hoạt động sáng kiến sáng chế của đơn vị.

Ngọc Linh

Lời chia buồn

ThS. Đào Duy Khu - Ủy viên Ban biên tập Tạp chí Dầu khí; Bí thư Chi bộ, Trưởng Ban An toàn - Sức khỏe - Môi trường Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; Nguyên Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, Nguyên Giám đốc Trung tâm An toàn Môi trường Dầu khí đã tạ thế vào ngày 11/4/2012 (tức ngày 21 tháng 3 năm Nhâm Thìn), Ban biên tập Tạp chí Dầu khí xin gửi tới gia đình ThS. Đào Duy Khu lời chia buồn sâu sắc.

VPA khảo sát thực địa, đánh giá địa chất vùng biển Tây Nam Việt Nam



Đoàn khảo sát tại điểm lộ trên đảo Phú Quốc

Từ ngày 21 - 23/4/2012, Hội Dầu khí Việt Nam (VPA) tổ chức khảo sát thực địa vùng biển Tây Nam Việt Nam, cụ thể là quần đảo Hải Tặc, Phú Quốc, Nam Du (tỉnh Kiên Giang) nhằm nghiên cứu cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng các bể trầm tích Paleozoi - Mesozoi khu vực này.

Chương trình được bố trí nhằm khảo sát có khái niệm tổng thể mạng lưới về cấu trúc địa chất khu vực vùng biển Hải Tặc - Nam Du được xem như vết tích của cung đảo núi lửa Paleozoi muộn - Mesozoi và di chỉ của đới xáo trộn kiến tạo lớn kéo dài từ Sra Keo qua vịnh Hà Tiên, trên bờ và ngoài khơi (gần bờ - xa bờ), phân tích cơ chế hình thành bể Việt Nam Phú Quốc; nghiên cứu địa tầng và thạch học trầm tích trước Đệ Tam, xác định môi trường thành tạo song - hồ của các trầm tích Mesozoi muộn ở đảo Phú

Quốc. Ngoài ra, đoàn còn tìm hiểu về cấu trúc địa chất của các phức hệ lục nguyên - núi lửa Perm - Trias và phức hệ đá biến chất tuổi Devon và sự biến dạng của chúng. Các nhà địa chất dầu khí đã trao đổi về nguồn sinh và khả năng chứa chắn, bảo tồn các bẫy dầu khí ở bể Mesozoi. Những niên đại thông tin này đó có thể được liên kết với áp dụng để phân tích hệ thống dầu khí, của các cấu trúc liên quan như việc ứng dụng chúng trong việc chính xác hóa mô hình địa chất. Hiểu được mối quan hệ giữa quá trình lắng đọng trầm tích và các đặc tính dầu khí để hiểu rõ hơn ảnh hưởng của sự khuếch hóa và rửa trôi với thành phần dầu thô. Việc khảo sát này có thể ứng dụng vào các mô hình địa chất (phân tích tương) một cách có ích trong việc kết hợp tuổi và phân chia các tập địa chấn - địa tầng, tối ưu hóa công tác tìm kiếm - thăm dò dầu khí sau này ở bể Mesozoi Phú Quốc và Đồng bằng sông Cửu Long để tối ưu hóa việc xác định vị trí chính xác cho việc phát triển giếng khoan.

Theo Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam Ngô Thường San: Khu vực khảo sát có ý nghĩa quan trọng về địa chất và được xem là miền rìa Tây khối Indosinia suốt trong giai đoạn Paleozoi giữa đến cuối Mesozoi.

Tin và Ảnh: **Lê Khoa**



Các khóa đào tạo

THÁNG 5 VÀ THÁNG 6 NĂM 2012 CỦA VPI

Viện Dầu khí Việt Nam xin trân trọng giới thiệu các khóa đào tạo sẽ tổ chức trong tháng 5 và tháng 6 năm 2012, rất mong nhận được sự hưởng ứng từ đồng đảo bạn đọc Tạp chí Dầu khí.

TT	Tên lớp học	Địa điểm	Dự kiến khai giảng	Giảng viên
1	Khoan ở điều kiện nhiệt độ, áp suất cao (Advanced HPHT Workshop - PVN)	HN	7-11/5/2012 (5 ngày)	Các chuyên gia nước ngoài
2	Công nghệ khai thác Dầu khí	HN	29-30/5/2012 (2 ngày)	TS. Nguyễn Hữu Trung
3	Xử lý tranh chấp bằng phân xử trọng tài	HN	5/2012 (5 ngày)	Các chuyên gia cao cấp (Bộ Tư pháp và TT Trọng tài Quốc tế Việt Nam)
4	Công nghệ khí	HN	04-05/6/2012 (2 ngày)	GV. Nguyễn Thị Vân
5	Một số vấn đề chiến lược trong lĩnh vực thượng nguồn	HN	15/6/2012 (1 ngày)	TS. Nguyễn Hồng Minh
6	Địa chất Dầu khí Việt Nam	HN	21-22/6/2012 (2 ngày)	PGS. TS. Nguyễn Trọng Tín
7	Địa tầng phân tập ứng dụng (có thực địa)	HN	6/2012 (7 ngày)	GS.TS Trần Nghi, TS. Nguyễn Trung Chí, TS. Vũ Trụ
8	Minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan ứng dụng	HN	6/2012 (5 ngày)	TS. Nguyễn Quốc Quân
9	Phân tích PVT Gas/Condensate	HCM	6/2012 (5 ngày)	TS. Nguyễn Hữu Trung CG. Nguyễn Vi Hùng
10	Tính pháp lý và quan hệ quốc tế của pháp nhân tham gia Hợp đồng thương mại	HN	6/2012 (5 ngày)	Các chuyên gia cao cấp (Bộ Tư pháp và TT Trọng tài Quốc tế Việt Nam)

Nhiều phát hiện dầu khí lớn ở châu Phi, Nam Á



Kết quả thử vỉa của Anadarko Petroleum Corp. cho thấy Mozambique có tiềm năng khí đốt lớn. Nguồn ảnh: Upstreamonline

Tập đoàn Anadarko Petroleum Corp. cho biết, kết quả thử vỉa giếng khoan Barquentine 2 ở khu vực 1, bồn trũng Rovuma, thềm lục địa nước sâu 4.500ft của Mozambique cho dòng khí 200 triệu ft³/ngày, với áp lực phun rất lớn. Tính liên thông của vỉa chứa rất tốt nên mật độ giếng khai thác sẽ rất thưa, khoảng cách giữa các giếng trên 3km. Kết quả thử vỉa cho thấy Mozambique có tiềm năng khí đốt lớn và sẽ sớm trở thành nước xuất khẩu khí quan trọng ở Nam châu Phi. Anadarko cũng bắt đầu khai thác mỏ Caesar/Tonga ở Green Canyon thuộc vùng nước

sâu vịnh Mexico với lưu lượng ban đầu đạt 45.000 thùng/ngày, trữ lượng mỏ khoảng 200 - 400 triệu thùng.

Kuwait Energy PLC đã có phát hiện thứ 4 tại lô Abu Sennan ở sa mạc phía Tây Ai Cập. Giếng El Salmyia-1 đã cho dòng dầu thương mại từ tầng chứa tuổi Creta, giếng nhánh E cho lưu lượng 400 thùng dầu/ngày; giếng nhánh C cho lưu lượng 2.500 thùng dầu/ngày và 17 triệu ft³ khí/ngày. Phát hiện tại El Salmyia tiếp nối các phát hiện mỏ condensate vào tháng 8/2011 và phát hiện dầu tại Al-Jaahra vào tháng 1/2012.

Ở khu vực Nam Á, Niko Resources Ltd mới tìm thấy một lượng khí lớn ở Bangladesh. Giếng khoan Bangora-1 sâu 11.930ft đã bắt gặp nhiều tầng chứa khí ở độ sâu từ 8.465 - 10.778ft với bề dày 285ft. Ba đoạn sâu nhất đã được thử vỉa, lưu lượng đạt 120 triệu ft³/ngày, áp suất vỉa hơn 2.000psi từ các lớp riêng lẻ. Chất lượng khí rất cao, 99,13% là khí hydrocarbon. Bên cạnh đó, Niko Resources Ltd đã phát hiện ít nhất 3 lớp cát chứa khí được xác định qua phân tích tài liệu carota, các đối tượng này cũng sẽ được thử vỉa tiếp. Sắp tới, Niko Resources Ltd sẽ thăm dò địa chấn bổ sung và khoan thăm định để xác định trữ lượng thu hồi, phục vụ cho lập kế hoạch khai thác.

Phong Hà (theo World Oil)

OPEC và IEA giữ nguyên dự đoán về nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ năm 2012

Trong tháng 4/2012, Tổ chức Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) tuyên bố vẫn giữ nguyên dự đoán về nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ trong năm nay. Cụ thể, OPEC dự kiến nhu cầu tiêu thụ "vàng đen" trong năm nay sẽ chỉ tăng 0,86 triệu thùng so với năm ngoái, lên 88,64 triệu thùng/ngày. Con số này không thay đổi mấy so với dự đoán 88,63 triệu thùng/ngày đưa ra trong báo cáo hàng tháng trước đó.

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) cũng giữ nguyên dự đoán về nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ trong năm nay, sẽ ở mức 89,9 triệu

thùng/ngày. Theo báo cáo IEA, trong Quý I/2012, nguồn cung dầu mỏ tại các quốc gia ngoài OPEC đã tăng 0,5 triệu thùng, lên 53,2 triệu thùng/ngày. Cùng thời gian, sản lượng dầu mỏ tại Mỹ tăng 11% so với cùng kỳ năm trước và đạt 6,4 triệu thùng/ngày. Riêng trong tháng 3/2012, nguồn cung dầu mỏ của OPEC tăng 135.000 thùng, lên 31,43 triệu thùng/ngày, gần mức cao nhất trong 3,5 năm qua nhờ sản lượng dầu mỏ của Iraq, Libya và Các Tiểu Vương quốc Ả Rập Thống nhất giúp bù đắp sự sụt giảm nguồn cung tại Iran và Angola.

Trà My (theo TTXVN/AFP)

Thu hồi bitumen trong cát ngậm dầu

Ủy ban Bảo toàn các Tài nguyên Năng lượng (ERCB) bang Alberta, Canada đã phê duyệt đề án của Koch Oil Sands Operating ULC thu hồi bitumen trong cát ngậm dầu ở vùng Cold Lake, gồm 2 giai đoạn bằng phương pháp gom trọng lực kết hợp với bơm hơi nước nóng, công suất 10.000 thùng/ngày. Giai đoạn đầu gồm khoan các giếng khai thác và giếng quan sát, xây dựng nhà máy xử lý, đường ống để thu hồi 1.200 thùng/ngày. Giai đoạn 2 khoan thêm 23 giếng và xây dựng các công trình xử lý, đường ống bổ sung. ERCB yêu cầu của cơ quan quản lý nhà nước tập trung chú ý về bảo vệ, giám sát tầng nước ngầm, giải quyết các tranh chấp về các ảnh hưởng của đề án đối với nguồn nước trên mặt đất ở khu vực xung quanh các giếng khoan. ERCB đã chấp thuận để Công ty Laricina Energy mở rộng thử nghiệm, chứng minh giải pháp công nghệ tiên bộ của Đức trong khai thác dầu trong đá cát ở vùng Athabasca, nhằm đạt công suất thu hồi thương mại 155.000 thùng bitumen/ngày trong giai đoạn 2013 - 2018.

Hà Phong (theo Oil & Gas Journal)

Đầu tư cho năng lượng sạch toàn cầu đạt kỷ lục 263 tỷ USD

Theo báo cáo nghiên cứu mới công bố của Pew Charitable Trusts, đầu tư cho năng lượng sạch toàn cầu đang trên đà tăng mạnh và đạt mức kỷ lục 263 tỷ USD trong năm 2011, tăng 6,5% so với năm 2010. Đầu tư cho năng lượng sạch ở châu Á và châu Đại Dương tăng 10% lên 75 tỷ USD, đưa khu vực này trở thành điểm đến hấp dẫn thứ hai cho đầu tư năng lượng sạch. Trong đó Ấn Độ, Nhật Bản và Indonesia nằm trong những thị trường năng lượng sạch tăng trưởng nhanh nhất thế giới.

Ông Phyllis Cuttino - Giám đốc Chương trình năng lượng sạch của Pew, cho biết, đầu tư cho năng lượng sạch (không tính nghiên cứu và phát triển) đã tăng 600% kể từ năm 2004. Sự gia tăng mạnh này có ý nghĩa rất quan trọng vì nó thúc đẩy đổi mới, thương mại, sản xuất và lắp đặt các công nghệ năng lượng sạch, tạo ra cơ hội mới cho các nhà sáng tạo, các doanh nhân và người lao động. Trong số các lĩnh vực năng lượng tái tạo, đầu tư vào năng lượng mặt trời đạt 128 tỷ USD, tăng 44% và chiếm hơn 1/2 tổng vốn đầu tư cho năng lượng sạch ở các nước G20. Chi phí và giá của các môđun năng lượng mặt trời giảm mạnh tới 50% trong vòng một năm qua đã càng thúc đẩy đầu tư vào lĩnh vực này. Giá các turbine gió cũng giảm trong năm 2011. Cũng trong năm 2011 thế giới đã sản xuất được gần 30GW năng lượng mặt trời và 43GW điện gió. Sự kết hợp của giá giảm và đầu tư phát triển tăng tốc đã giúp tạo ra được một công suất năng lượng sạch lắp đặt kỷ lục 83,5GW trong năm 2011, nâng tổng công suất năng lượng sạch toàn cầu lên 565GW.

Giám đốc điều hành lĩnh vực tài chính năng lượng mới của Bloomberg - ông Michael Liebreich - cho biết, tính đến hết năm 2011, lĩnh vực năng lượng sạch đã nhận được 1.000 tỷ USD đầu tư tư nhân, đánh dấu một sự tăng trưởng đáng kể trong 8 năm qua. Giá các môđun quang điện hiện thấp hơn so với cách đây 3 năm là động lực quan trọng cho việc phát triển sử dụng năng lượng mặt trời trên quy mô toàn cầu.

Theo nghiên cứu của Pew, đầu tư cho năng lượng sạch tại Australia đã tăng 11% trong năm 2011 lên 4,9 tỷ USD,



Với việc đầu tư tăng 54% lên 10,2 tỷ USD trong năm 2011, Ấn Độ là một trong những thị trường năng lượng sạch tăng trưởng nhanh nhất thế giới. Nguồn ảnh: TopNews.in

trong đó 82% vào lĩnh vực năng lượng mặt trời và gần 800 triệu USD vào năng lượng gió. Trong nhóm G20, Australia đứng thứ 13 về tăng trưởng, thứ 4 về tăng trưởng trong 5 năm và thứ 9 về tăng trưởng công suất lắp đặt với tổng công suất lắp đặt năng lượng sạch hiện nay là trên 5GW. Trong khi đó, Trung Quốc đã thu hút được 45,5 tỷ USD đầu tư cho năng lượng sạch, đứng thứ 2 trong G20. Đầu tư vào năng lượng gió ở Trung Quốc đạt 29 tỷ USD, cao gấp 3 lần nước thành viên đứng ngay sau trong G20. Trong hai năm 2010 và 2011 Trung Quốc đã lắp đặt được 20GW công suất điện gió mỗi năm, đưa tổng công suất lắp đặt năng lượng gió lên hơn 64GW. Đầu tư vào lĩnh vực năng lượng mặt trời của nước này đã tăng lên 11,3 tỷ USD và thêm 2,3GW công suất lắp đặt mới trong năm 2011.

Với việc đầu tư tăng 54% lên 10,2 tỷ USD trong năm 2011, lĩnh vực năng lượng sạch của Ấn Độ tiếp tục phát triển mạnh, giữ vị trí thứ 6 trong G20. New Zealand đặt mục tiêu lắp đặt 20GW năng lượng mặt trời từ nay đến năm 2020 với tổng mức đầu tư 4,2 tỷ USD và 4,2 tỷ USD cho lĩnh vực năng lượng gió để tạo thêm 2,8GW công suất lắp đặt. Đầu tư vào năng lượng sạch tại Nhật Bản cũng tăng 23% lên 8,6 tỷ USD, cho thấy sự chuyển hướng rõ ràng của nước này từ năng lượng hạt nhân sang năng lượng sạch. Nhật Bản đứng thứ 8 trong G20 về đầu tư cho năng lượng sạch, trong đó 94% cho lĩnh vực năng lượng mặt trời.

Việt Tú (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ THẾ GIỚI

Để đối phó với các hậu quả của lệnh cấm vận Iran xuất khẩu dầu sang Tây Âu cũng như phục vụ cho các cuộc vận động ứng cử Tổng thống nhiệm kỳ tới của ông Obama, Mỹ và một số nước đồng minh (Pháp, Anh...) thỏa thuận mở kho dầu thô dự trữ chiến lược để hạ nhiệt giá dầu. Từ cuối tháng 3/2012 đến đầu tháng 4/2012, lượng cung dầu thô trên thị trường tăng vọt lên 7,1 triệu thùng/ngày, vượt con số dự báo dựa theo số liệu điều tra của Platts 2,75 triệu thùng/ngày. Trong phiên giao dịch ngày 27/3, giá dầu thô ngọt tăng nhẹ 0,3% so với phiên giao dịch trước đó, lên 107,33 USD/thùng, giúp duy trì mức tăng 8,6% từ đầu năm. Sang ngày 28/3, giá dầu thô ngọt nhẹ giao tháng 5 lại giảm 1,92 USD/thùng, xuống 105,42 USD/thùng. Tuần tiếp theo, giá dầu thô gần như ổn định ở mức này nhưng hiện nay giá lại bắt đầu nhích lên.

Ngay cả Thủ tướng Pháp Francois Fillon khi thông báo mở kho dầu dự trữ nhấn mạnh: "Chúng tôi sẽ đẩy giá xuống trong một thời gian nhất định, nhưng cũng dừng kỳ vọng vào một phép màu". Hiện tượng này cho thấy, với tư cách là một vũ khí, dầu thô vẫn còn có tác dụng nhất định, mặc dù lượng dầu của Iran cung cấp cho thị trường bị cắt chưa phải là lớn, đồng thời việc đưa dầu dự trữ chiến lược ra thị trường cũng chỉ là giải pháp tạm thời. Cần lưu ý rằng giá dầu giao tháng 4 theo các hợp đồng ký ngày 12/2/2012 vẫn ở mức cao chứ không thấp như giá giao ngay (Bảng 1). Theo báo cáo của EIA, dự trữ xăng trong tuần qua giảm 3,5 triệu thùng, các chế phẩm khác cũng giảm 2,5 triệu thùng. Giá xăng giao tháng 4/2012 ở Mỹ là 3,4 USD/gallon, giá dầu sưởi là 3,21 USD/gallon, tức là có giảm nhưng chỉ 1 cent so với tháng 3/2012. Song song với

hiện tượng này, giá khí đốt cũng giảm 0,8%, còn 2,21 USD/triệu BTU trên sàn giao dịch New York, một phần do giá dầu giảm, một phần nữa do thời tiết ấm áp.

Tại thị trường châu Á, các Chính phủ cũng tỏ ra ủng hộ đề nghị tăng giá xăng dầu vì thâm hụt ngân sách lớn, tuy nhiên đều bị người dân phản đối quyết liệt. Ở Indonesia, nhân dân biểu tình liên tục dẫn đến bạo động khi có tin giá xăng sẽ tăng 30%, nên Quốc hội nước này đã phải bác bỏ đề xuất tăng giá. Chính phủ Indonesia cho biết nếu không tăng giá xăng dầu theo đà tăng của thị trường thế giới (khi giá dầu thô vượt ngưỡng 100 USD/thùng) thì ngân sách sẽ thâm hụt vượt ngưỡng 3% GDP. Nhưng nếu tăng giá đột ngột thì giá tất cả các loại hàng hóa sẽ tăng, sản xuất đình đốn, đời sống nhân dân dần khó khăn. Đây là một bài toán khó nên Chính phủ vẫn phải lấy tiền lãi xuất khẩu dầu thô để bù lỗ cho xăng dầu tiêu thụ nội địa.

Trung Quốc, nước có thu nhập 4.000 USD/đầu người, được xếp vào nhóm các nước phát triển trung bình, cũng rơi vào tình trạng tương tự. Hãng tin Bloomberg dẫn tuyên bố của Ủy ban Phát triển và Cải cách Quốc gia Trung Quốc cho biết từ đầu năm đến nay đã có 2 lần nước này quyết định tăng giá bán lẻ xăng dầu. Lần thứ nhất vào ngày 8/2/2012 và lần mới đây nhất vào ngày 20/3/2012. Sau lần cuối cùng này, giá xăng bán lẻ tăng 600 nhân dân tệ (NDT)/tấn, tương đương tăng khoảng 95 USD/tấn. Cụ thể, giá xăng bán lẻ trung bình đạt 9.980 NDT/tấn (1.584 USD/tấn), giá diesel đạt 9.130 NDT/tấn (1.445 USD/tấn), tức là xăng tăng 6,6% và diesel tăng 7,2%. Từ khuynh hướng trên cộng với các bất ổn với mức độ khác nhau, từ khủng hoảng nợ công ở châu Âu đến tình hình ở Iran, Iraq, Syria, Bắc Triều Tiên, Nigeria... có thể nhận định

rằng giá dầu trong thời gian tới khó có thể trở lại mức dưới 100USD/thùng. Do đó, mỗi quốc gia cần phải có chiến lược dài hạn để đối phó với giá năng lượng tăng, không thể dùng mãi các giải pháp tình thế.

Giá các dịch vụ dầu khí luôn ở mức cao. Đầu tư cho tìm kiếm thăm dò cũng như cho phát triển cơ sở hạ tầng, đóng giàn khoan cùng các phương tiện nổi, đóng mới các tàu chở dầu thô và sản phẩm dầu khí, xây dựng các nhà máy lọc dầu, hóa dầu, hóa lỏng khí công suất lớn vẫn được tăng cường. Tất cả các hoạt động trên đều nhằm đến đáp ứng các nhu cầu năng lượng tăng cao khi nền kinh tế thế giới ra khỏi tình trạng suy thoái hiện nay.

Bảng 1. Giá dầu thô trung bình giao đầu tháng 4/2012 theo hợp đồng 12/2/2012
Đơn vị: USD/thùng

Opec basket chuẩn	117,98	A rập nhẹ Saudi Arabia	118,01	Iraq nhẹ Basrah	116,21
Bonny nhẹ 37° Nigeria	122,36	ES Sider Libya	120,26	Girassol Angola	120,51
Iran nặng	116,51	Kuwait Xuất khẩu	116,79	Marine Qatar	126,31
Merey Venezuela	109,26	Tia Juana Venezuela	119,56	Murban UEA	119,31
Oriente Ecuador	112,44	Sahara trộn 44° Algeria	120,36	Minas 34° Indonesia	126,31
Fateh 32° Dubai	116,17	Brent 38° UK	114,42	Ismuth 33° Mexico	112,36
Urals Nga	118,50	Chênh lệch WTI/Brent	-10,28	Chênh lệch Brent/Dubai	1,75

Nguồn: OPEC monthly Oil Market Report/OGJ 6/4/2012

Bảng 2. Giá LNG của Đài Loan, Ấn Độ, châu Âu giai đoạn 2011 - 2012

Đơn vị: USD/triệu BTU

Nguồn nhập	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
Đài Loan													
	Australia		9,88		12,63	15,94							
	Ai Cập	9,73		9,65	13,52		14,92	14,54		17,10	19,19		
	Guinea Xích Đạo			14,65	13,38	13,88		15,92	17,92	17,35	19,40		
	Indonesia	15,62	15,42	17,42	19,19	20,13	18,96	18,75	18,83	18,44	18,50		
	Malaysia	11,98	11,73	12,46	13,50	15,08	17,29	19,04	19,13	20,69	19,06		
	Nigeria	10,00	10,25				13,25	15,88	13,71	14,35	15,48		
	Nauy									15,11			
	Qatar	5,96	5,88	5,88	6,31	7,54	7,21	8,56	9,56	8,65	6,00		
	Nga	9,77				12,15							
	Trung bình				12,38	13,23	14,25	13,87	14,37	14,71	15,46		
Ấn Độ													
	Australia				10,32								
	Ai Cập		9,48	9,75		11,22							
	Qatar			8,77	6,85	7,25							
	Trung bình				7,80	7,98							
Bỉ													
	Nigeria		7,53	8,41						8,99			
	Qatar	6,15	6,88	6,55	9,53	9,41	9,18	8,99	8,95	9,59	8,83	9,27	8,64
Pháp													
	Algeria	9,18	9,56	10,02	10,33	10,45	10,72	10,79	10,90	11,64	11,55	11,48	11,70
	Ai cập	9,10		10,21	10,50	10,61	10,84		10,63	11,60			11,60
	Nigeria	9,21	9,76	10,14	10,43	10,61	10,81	10,85	10,85	11,81	11,71	11,66	11,91
	Nauy		9,55	10,07	10,33				12,11	11,91			
	Qatar	9,37	9,93	10,05	12,08	12,48	11,92	11,25	13,62	13,52	13,70	12,87	13,52
	Trung bình	9,26	9,74	10,07	10,57	10,92	11,13	10,71	11,97	11,91	12,04	11,66	12,38
Các nước Tây Âu khác													
	Algeria	4,55	8,72	9,40	10,36	10,73	12,04	11,86	13,91	13,14	13,85	13,88	14,19
	Ai Cập							11,22					
	Qatar			8,99			8,72						
Italy													
	Algeria	9,92	8,39	9,15	11,11	10,39	15,48	18,14	15,08	14,58	17,79	12,98	11,37
	Ai Cập	7,88	7,99			9,46	10,21			11,02	11,88		8,54

Nước Nguồn nhập	Jan. 2011	Feb. 2011	Mar. 2011	Apr. 2011	May 2011	Jun. 2011	Jul. 2011	Aug. 2011	Sep. 2011	Oct. 2011	Nov. 2011	Dec. 2011
Nauy				8,94								
Qatar	9,72	9,75	10,33	10,78	11,01	11,77	12,02	12,17	12,29	13,19	13,01	13,15
Bồ Đào Nha												
Algeria									10,23	10,87		
Nigeria	8,97	7,57	8,72	9,11	9,53	9,12	8,92	7,26	8,03	7,24	8,58	10,69
Nauy									9,95			
Qatar							10,53					10,66
Tây Ban Nha												
Algeria	8,49	8,71	8,94	9,69	9,68	9,91	9,85	11,09	10,38	13,75	12,18	11,45
Ai Cập	7,63	7,31	7,76	7,69	7,73	8,55	8,53	8,50	8,95	9,81	9,07	9,28
Libya	7,81	7,95	8,22									
Nigeria	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	5,33	6,33
Nauy		8,06	6,88	9,12	8,93				8,27	10,09		10,09
Qatar	7,89	7,87	8,13	9,18	8,99	9,05	10,11	10,16	9,85	10,30	10,62	9,98
Trung bình	7,14	7,77	7,19	8,11	7,06	7,62	8,32	8,24	9,02	10,55	10,27	9,96
Vương quốc Anh												
Algeria	7,42	8,59		9,41		8,87						
Australia			6,65									
Ai Cập				8,76								
Libya		8,39										
Nigeria	8,70	8,54		9,32	9,76							
Nauy	6,94			7,48	8,52	6,94		6,04				7,51
Qatar	8,31	8,28	8,10	8,96	8,91	8,67	8,39	8,28	7,45	9,00	9,07	8,86

Nguồn: www.argusmedia.com

Bảng 3. Tàu LNG quy ước dự kiến được giao trong năm 2012 - 2013

Tên tàu	Chủ tàu	Công ty đóng tàu	Thuộc nước	Năm giao	Loại	Sức chứa (m³)
Cubal	MOL/NYK	Samsung	Hàn Quốc	2012	Quy ước (conventional)	160.276
CNOOC/MISC	CNOOC	Hudong	Trung Quốc	2012	-	147.000
Etosha	Sonagol	Daewoo	Hàn Quốc	2012	-	160.500
Benguela	Sonagol	Daewoo	Hàn Quốc	2012	-	160.500
Anthony Veder	Anth, Veder	MeyerWerft	Đức	2012	-	156.000
Golar LNG	Golar LNG	Samsung	Hàn Quốc	2013	-	160.000
Gaslog LNG	GaslogLNG	Samsung	Hàn Quốc	2013	-	155.000
AwilcoLNG	Awilco	Daewoo	Hàn Quốc	2013	-	160.000
Golar LNG	GolarLNG	Samsung	Hàn Quốc	2013	-	160.000
MaranGasMaritime	MGMaritime	Daewoo	Hàn Quốc	2013	-	155.900
Hoegh LNG	HoeghLNG	Hyundai	Hàn Quốc	2013	Floating Regas	170.000
Sovcomflot	Sovcomflot	STX shipbuilding	Hàn Quốc	2013	Quy ước	170.200
Awilco LNG	Awilco	Daewoo	Hàn Quốc	2013	-	160.000
Dynagas1	Dynagas	Hyundai	Hàn Quốc	2013	-	155.000
Dynagas2	Dynagas	Hyundai	Hàn Quốc	2013	-	155.000
GolarLNG3	GolarLNG	Samsung	Hàn Quốc	2013	-	160.000
GolarLNG4	GolarLNG	Samsung	Hàn Quốc	2013	-	160.000
GolarLNGFSRU	GolarLNG	Samsung	Hàn Quốc	2013	Floating Regas	170.000
GolarLNG5	GolarLNG	Samsung	Hàn Quốc	2013	Quy ước	160.000
MaranGasMaritime	MGMaritime	Hyundai	Hàn Quốc	2013	-	160.000

Nguồn: PFC Energy-Global LNG service - 13/2/2012

Hà Phong

Đề tài

Nghiên cứu xây dựng thang chuẩn phân loại mức độ độc trong pha nước của các hóa chất dựa trên kết quả kiểm định với đối tượng ấu trùng tôm sú nhằm phục vụ công tác quản lý môi trường trong các hoạt động dầu khí biển Việt Nam

Trong các hoạt động dầu khí biển, nhiều hóa chất được sử dụng và thải ra môi trường. Trong đó, có một số loại là tác nhân độc hại cho hệ sinh thái biển. Nhằm quản lý việc sử dụng và thải bỏ các hóa chất nói trên, các nước trên thế giới nói chung và Việt Nam nói riêng đã có những quy định về mặt kỹ thuật và pháp lý rất nghiêm ngặt. Một trong những cơ sở dữ liệu quan trọng hàng đầu để quản lý là thông tin về độ độc hại.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã quy định về việc đánh giá độ độc của các hóa chất độc hại trong công nghiệp dầu khí trước khi sử dụng bằng “*Hướng dẫn thực hiện các quy định về bảo vệ môi trường liên quan đến sử dụng và thải hóa chất, dung dịch khoan trong các hoạt động ngoài khơi Việt Nam*” (PVN, 2005), trong đó có quy định thống nhất về đối tượng và phương pháp kiểm định. Một trong các đối tượng thử nghiệm được sử dụng trong đánh giá độ độc pha nước là ấu trùng tôm sú *P. monodon*. Việc sử dụng loài sinh vật bản địa ấu trùng tôm sú để làm đối tượng thử nghiệm đã đảm bảo tính thực tiễn và phù hợp với điều kiện môi trường Việt Nam. Nhưng hiện nay, việc áp dụng các thang chuẩn quốc tế để đánh giá kết quả thử nghiệm độ độc trên đối tượng sinh vật Việt Nam vẫn có những hạn chế nhất định.

Trước tình hình đó, nhóm tác giả thuộc Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (CPSE), Viện Dầu khí Việt Nam đã thực hiện đề tài trên với mục tiêu xây dựng và kiến nghị với cơ quan chức năng về thang chuẩn phân loại mức độ độc pha nước của các hóa chất trong công nghiệp dầu khí đối với ấu trùng tôm sú *P. monodon*.

Đề tài sử dụng loài sinh vật copepod *A. tonsa* làm đối tượng so sánh để lập thang chuẩn. Đây là loài sinh vật được sử dụng nhiều trên thế giới trong thử nghiệm độ độc pha nước và có thang chuẩn đánh giá là OCNS. Nhằm so sánh độ nhạy cảm của hai loài sinh vật, đề tài đã tiến hành thử nghiệm độ độc của 10 chất độc chuẩn bao gồm dodecyl sodium sulfate (DSS), phenol, pentachlorophenol (PCP), 3,5-dichlorophenol, cadmium chloride (CdCl_2), potassium dichromate ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$), copper sulfate (CuSO_4), potassium chloride (KCl), silver nitrate (AgNO_3), zinc sulfate (ZnSO_4) trên ấu trùng tôm sú *P. monodon* và copepod *A. tonsa*, từ đó lập thang chuẩn sơ bộ. Các thử nghiệm độ độc trên ấu trùng tôm sú *P. monodon* được thực hiện tại CPSE; thử

nghiệm độ độc trên copepod *A. tonsa* được thực hiện tại phòng thí nghiệm SINTEF - Na Uy.

Kết quả cho thấy tỷ lệ về sự nhạy cảm của *A. tonsa* và *P. monodon* khác nhau tùy thuộc vào chất độc chuẩn và biến thiên từ 0,71 (PCP) đến 4,93 lần (CuSO_4). Tỷ lệ trung bình của độ nhạy cảm của 2 loài sinh vật thử nghiệm vào khoảng 2,25 lần. Tuy nhiên, một thang chuẩn phân loại vừa phải thể hiện được tính phù hợp trong đánh giá, vừa phải dễ áp dụng trong công tác quản lý. Các bậc phân loại trong thang chuẩn cần phải có các ranh giới rõ ràng. Vì vậy, nhóm tác giả đề xuất điều chỉnh hệ số chuyển đổi thang chuẩn từ 2,25 lần đến hàng đơn vị là 2 lần. Thang chuẩn đánh giá độ độc pha nước trên ấu trùng tôm sú được hoàn thiện bao gồm các mức phân loại như sau: A - kém nhất (< 2), B ($> 2 - 20$), C ($> 20 - 200$), D ($> 200 - 2.000$) và E - tốt nhất ($> 2.000\text{mg/l}$).

Để đánh giá độ phù hợp của thang chuẩn mới thành lập so với thang chuẩn trên thế giới, nhóm tác giả đã thực hiện thử nghiệm độ độc trên các hóa phẩm dầu khí và kết quả cho thấy có 2 chất thuộc nhóm B (Blacksmith O-3670R và Bactron), 1 chất thuộc nhóm C (Biosafe) và 3 chất thuộc nhóm E (Fluorecein LT, KCl/PHPA/Glycol và NEOFLO 1-58). Kết quả đánh giá bằng thang chuẩn sơ bộ trên *P. monodon* có sự phù hợp nhất định so với kết quả đánh giá bằng thang chuẩn OCNS.

Nội dung của báo cáo tổng kết đề tài bao gồm phần mở đầu và 4 chương. Phần mở đầu giới thiệu tính cấp thiết và mục tiêu nghiên cứu của đề tài. Chương I tổng quan về những vấn đề liên quan đến công trình nghiên cứu. Chương II nêu chi tiết đối tượng nghiên cứu, các phương pháp thử nghiệm độ độc và lập thang chuẩn. Chương III đề cập đến các kết quả thử nghiệm và lập thang chuẩn. Cuối cùng, chương IV là một số kết luận và kiến nghị.

Qua việc thực hiện đề tài đã xây dựng được thang chuẩn phân loại mức độ độc pha nước của các hóa chất trong công nghiệp dầu khí đối với ấu trùng tôm sú *P. monodon*. Đây là một tài liệu cần thiết cho công tác nghiên cứu chuyên môn cũng như cho các cơ quan chức năng trong việc đánh giá mức độ nguy hại, quản lý sử dụng và thải bỏ các hóa chất công nghiệp dầu khí nói riêng và các chất thải độc hại nói chung. Đồng thời, bổ sung cho cơ sở dữ liệu về độ độc của các hóa chất công nghiệp dầu khí Việt Nam.

Đoàn Đặng Phi Công (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. 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!

THẺ 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 phân, 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)