DầuKhí

TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM ■ SỐ 5 - 2012

ISSN-0866-854X

Sử dụng E5, E10 Cho phát triển bền vững

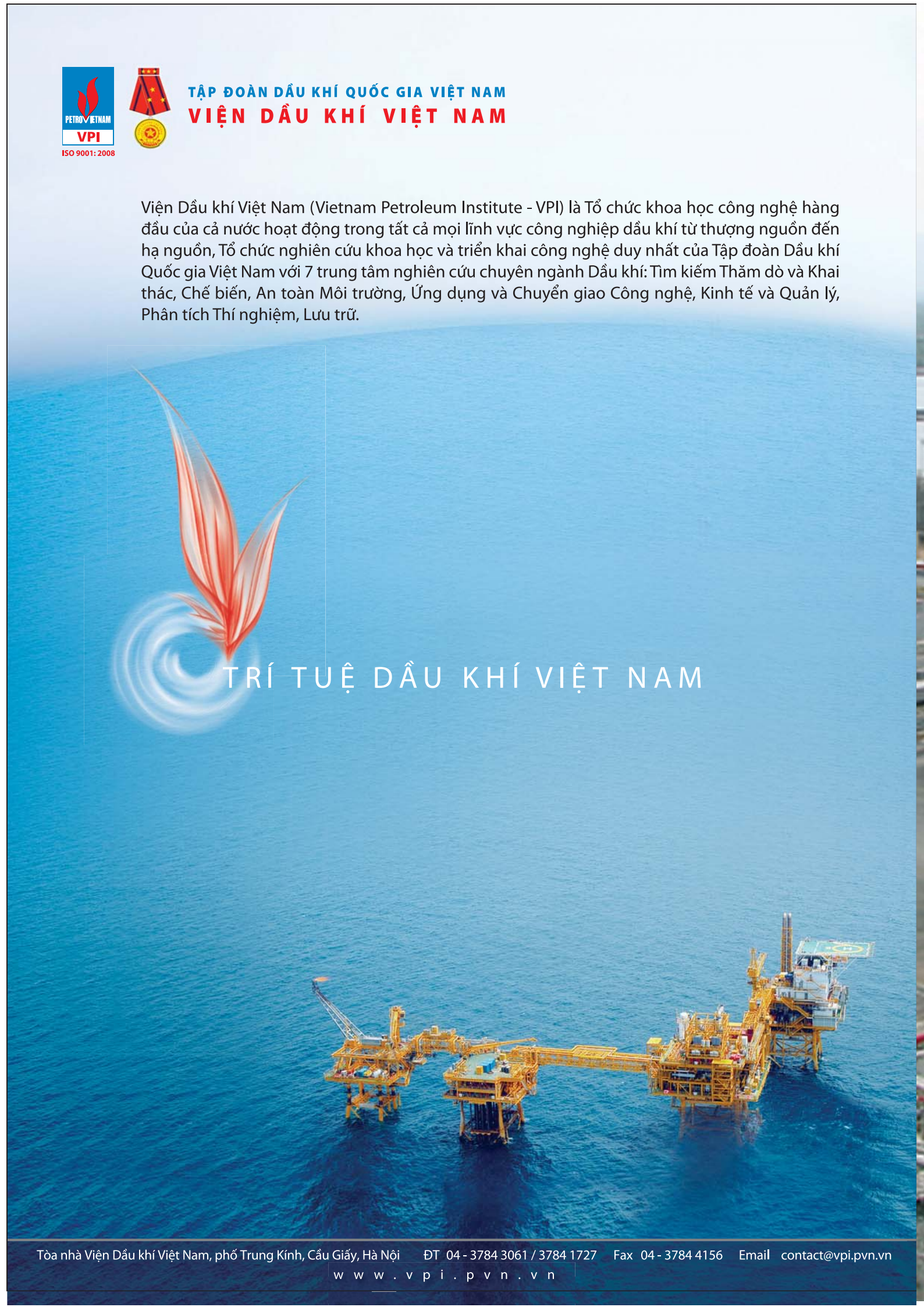
TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM

VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM

ISO 9001: 2008

Viện Dầu khí Việt Nam (Vietnam Petroleum Institute - VPI) là Tổ chức khoa học công nghệ hàng đầu của cả nước hoạt động trong tất cả mọi lĩnh vực công nghiệp dầu khí từ thượng nguồn đến hạ nguồn, Tổ chức nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ duy nhất của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam với 7 trung tâm nghiên cứu chuyên ngành Dầu khí: Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác, Chế biến, An toàn Môi trường, Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ, Kinh tế và Quản lý, Phân tích Thí nghiệm, Lưu trữ.

TRÍ TUỆ DẦU KHÍ VIỆT NAM



Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam, phố Trung Kính, Cầu Giấy, Hà Nội ĐT 04 - 3784 3061 / 3784 1727 Fax 04 - 3784 4156 Email contact@vpi.pvn.vn
www.vpi.pvn.vn

TẠP CHÍ Dầu Khí

Xuất bản hàng tháng
Số 5 - 2012

Tổng biên tập
TSKH. Phùng Đình Thực

Phó Tổng biên tập
TS. Nguyễn Văn Minh
TS. Phan Ngọc Trung
TS. Vũ Văn Viện

Ban Biên tập
TSKH. Lâm Quang Chiến
TS. Hoàng Ngọc Đang
TS. Nguyễn Minh Đạo
CN. Vũ Khánh Đông
TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Trần Hưng Hiển
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: Nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học Bình Phước. Ảnh: Nguyễn Quang

Giấy phép xuất bản số 170/ GP - BVHTT ngày 24/4/2001; Giấy phép bổ sung số 20/GP - SĐBS ngày 1/7/2008
In tại Nhà máy In Bản đồ

TIÊU ĐIỂM

PETROVIETNAM

Kỷ họp lần thứ III Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn:

TẬP TRUNG NGHIÊN CỨU TÌM GIẢI PHÁP

THÁO GỠ KHÓ KHĂN, THÚC ĐẨY SẢN XUẤT KINH DOANH PHÁT TRIỂN

Tại Kỳ họp lần thứ III của Hội đồng Khoa học và Công nghệ (KHCN), Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu nhấn mạnh một trong những trọng tâm đặt ra cho Hội đồng KHCN là vấn đề gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác, đồng thời có các biện pháp đột phá để nâng cao hệ số thu hồi dầu; tập trung nghiên cứu để tìm ra các giải pháp tháo gỡ khó khăn, thúc đẩy sản xuất kinh doanh ở tất cả các lĩnh vực nhằm đạt mục tiêu, kế hoạch đã đề ra.

TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại kỳ họp lần thứ III Hội đồng KHCN Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam . Ảnh: Ngọc Linh

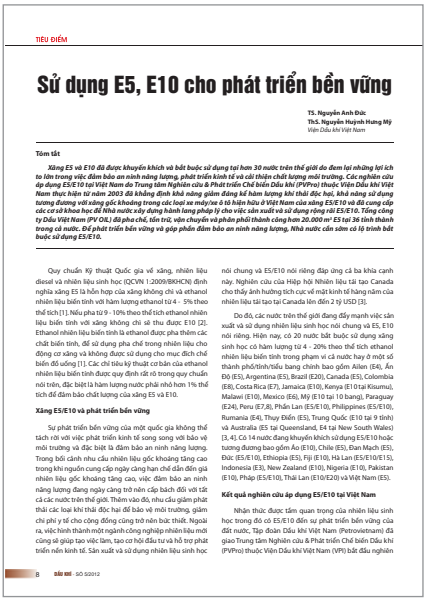
Tái cấu trúc để phát triển hiệu quả hơn

Ngày 24/5/2012, Hội đồng KHCN Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Kỳ họp lần thứ III dưới sự chủ trì của TS. Nguyễn Văn Minh - Chủ tịch Hội đồng KHCN Tập đoàn và các Phó Chủ tịch Hội đồng: TS. Nguyễn Quốc Thập, TS. Nguyễn Tiến Dũng, TS. Phan Ngọc Trung. Tham dự Kỳ họp có TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, cùng các đồng chí trong HĐTV, Ban Tổng giám đốc Tập đoàn, đại diện Hội Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên...

Tại kỳ họp lần này, Hội đồng KHCN dành nhiều thời gian thảo luận về kế hoạch, các giải pháp để triển khai Đề án tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015; các giải pháp nâng cao hiệu quả hoạt động cho các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học; công tác đầu tư tìm kiếm thăm dò dầu khí; thực trạng và giải pháp đưa các phát hiện dầu khí vào phát triển, khai thác...

Thực hiện Nghị quyết Trung ương 3 Khóa XI về việc tập trung vào lĩnh vực kinh doanh chính và Chỉ thị số 03/CT-TTg về việc đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp Nhà nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nghiêm túc thực hiện đề án tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015. Trong quá trình tái cấu trúc, Tập đoàn xác định rõ mục tiêu tái cấu trúc để tiếp tục phát triển Tập đoàn mạnh hơn, tập trung vào ngành, nghề kinh doanh chính, nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh và phát triển bền vững, đảm bảo thực hiện thắng lợi Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, trước mắt thực hiện thành công kế hoạch 5 năm 2011 - 2015; tiếp tục giữ vững vị trí tập đoàn mạnh số 1 của Việt Nam và phấn đấu trong 5 năm tới là tập đoàn kinh tế mạnh trong khu vực, có tốc độ tăng trưởng bình quân 18 - 20%/năm. Theo TS. Lê Xuân Vũ - Trưởng Ban Tổ chức Nhân sự Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đây là quá trình tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý để hoạt động của Tập đoàn đạt hiệu quả cao hơn với lộ trình phù hợp, không gây xáo trộn không cần thiết trong hoạt động sản xuất kinh doanh.

Trong 5 nhóm giải pháp triển khai thực hiện, thứ nhất, Tập đoàn sẽ tiếp tục 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. Thứ hai, tiếp tục đẩy mạnh cổ phần hóa các doanh nghiệp còn tại, giảm bớt tỷ lệ vốn của Tập đoàn, có cơ chế thu hút các nhà đầu tư chiến lược, đẩy mạnh thoái vốn, có cơ chế hỗ trợ về tài chính, đặc biệt mạnh



TIÊU ĐIỂM

Sử dụng E5, E10 cho phát triển bền vững

TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Xăng E5 và E10 đã được khuyến khích và bắt buộc sử dụng tại hơn 30 nước trên thế giới do đem lại những lợi ích to lớn trong việc đảm bảo an ninh năng lượng, phát triển kinh tế và cải thiện chất lượng môi trường. Các nghiên cứu áp dụng E5/E10 tại Việt Nam do Trung tâm Nghiên cứu & Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện từ năm 2003 đã khẳng định khả năng giảm đáng kể hàm lượng khí thải độc hại, khả năng sử dụng tương đương với xăng gốc khoáng trong các loại xe máy/xe ô tô hiện hữu ở Việt Nam của xăng E5/E10 và đã cung cấp các cơ sở khoa học để Nhà nước xây dựng hành lang pháp lý cho việc sản xuất và sử dụng rộng rãi E5/E10. Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã pha chế, tồn trữ, vận chuyển và phân phối thành công hơn 20.000 m³ E5 tại 36 tỉnh thành trong cả nước. Để phát triển bền vững và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, Nhà nước cần sớm có lộ trình bắt buộc sử dụng E5/E10.

Quy chuẩn Kỹ thuật Quốc gia về xăng, nhiên liệu diesel và nhiên liệu sinh học (QCVN 1:2009/BKHCN) định nghĩa xăng E5 là hỗn hợp của xăng không chì và ethanol nhiên liệu biến tính với hàm lượng ethanol từ 4 - 5% theo thể tích [1]. Nếu pha từ 9 - 10% theo thể tích ethanol nhiên liệu biến tính với xăng không chì sẽ thu được E10 [2]. Ethanol nhiên liệu biến tính là ethanol được pha thêm các chất biến tính, để sử dụng pha chế trong nhiên liệu cho động cơ xăng và không được sử dụng cho mục đích chế biến đồ uống [1]. Các chỉ tiêu kỹ thuật cơ bản của ethanol nhiên liệu biến tính được quy định rất rõ trong quy chuẩn nói trên, đặc biệt là hàm lượng nước phải nhỏ hơn 1% thể tích để đảm bảo chất lượng của xăng E5 và E10.

Xăng E5/E10 và phát triển bền vững

Sự phát triển bền vững của một quốc gia không thể tách rời với việc phát triển kinh tế song song với bảo vệ môi trường và đặc biệt là đảm bảo an ninh năng lượng. Trong bối cảnh nhu cầu nhiên liệu gốc khoáng tăng cao trong khi nguồn cung cấp ngày càng hạn chế dẫn đến giá nhiên liệu gốc khoáng tăng cao, việc đảm bảo an ninh năng lượng đang ngày càng trở nên cấp bách đối với tất cả các nước trên thế giới. Thêm vào đó, nhu cầu giảm phát thải các loại khí thải độc hại để bảo vệ môi trường, giảm chi phí y tế cho cộng đồng cũng trở nên bức thiết. Ngoài ra, việc hình thành một ngành công nghiệp nhiên liệu mới cũng sẽ giúp tạo việc làm, tạo cơ hội đầu tư và hỗ trợ phát triển nền kinh tế. Sản xuất và sử dụng nhiên liệu sinh học nói chung và E5/E10 nói riêng đáp ứng cả ba khía cạnh này. Nghiên cứu của Hiệp hội Nhiên liệu tái tạo Canada cho thấy ảnh hưởng tích cực về mặt kinh tế hàng năm của nhiên liệu tái tạo tại Canada lên đến 2 tỷ USD [3].

Do đó, các nước trên thế giới đang đẩy mạnh việc sản xuất và sử dụng nhiên liệu sinh học nói chung và E5, E10 nói riêng. Hiện nay, có 20 nước bắt buộc sử dụng xăng sinh học có hàm lượng từ 4 - 20% theo thể tích ethanol nhiên liệu biến tính trong phạm vi cả nước hay ở một số thành phố/tỉnh/tiểu bang chính bao gồm Ailen (E4), Ấn Độ (E5), Argentina (E5), Brazil (E20), Canada (E5), Colombia (E8), Costa Rica (E7), Jamaica (E10), Kenya (E1 tại Kisumu), Malawi (E10), Mexico (E6), Mỹ (E10 tại 10 bang), Paraguay (E24), Peru (E7,8), Phần Lan (E5/E10), Philippines (E5/E10), Rumania (E4), Thụy Điển (E5), Trung Quốc (E10 tại 9 tỉnh) và Australia (E5 tại Queensland, E4 tại New South Wales) [3, 4]. Có 14 nước đang khuyến khích sử dụng E5/E10 hoặc tương đương bao gồm Áo (E10), Chile (E5), Đan Mạch (E5), Đức (E5/E10), Ethiopia (E5), Fiji (E10), Hà Lan (E5/E10/E15), Indonesia (E3), New Zealand (E10), Nigeria (E10), Pakistan (E10), Pháp (E5/E10), Thái Lan (E10/E20) và Việt Nam (E5).

Kết quả nghiên cứu áp dụng E5/E10 tại Việt Nam

Nhận thức được tầm quan trọng của nhiên liệu sinh học trong đó có E5/E10 đến sự phát triển bền vững của đất nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã giao Trung tâm Nghiên cứu & Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) bắt đầu nghiên

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

24 ◆ Đặc điểm cấu trúc địa chất khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây dựa trên kết quả minh giải tài liệu địa chấn

31 ◆ Các phức tạp địa chất ảnh hưởng đến công tác khoan ở bể Nam Côn Sơn

37 ◆ Nghiên cứu định hướng sản xuất các sản phẩm hóa dầu tại Việt Nam từ nguồn nguyên liệu khí giai đoạn 2011 - 2025

43 ◆ Nghiên cứu sự hình thành mầm tinh thể SAPO-5 tại các nhiệt độ kết tinh khác nhau bằng các phổ trong dòng, ứng dụng làm chất nền cho xúc tác cracking

51 ◆ Xử lý nước thải bằng hiệu ứng Fenton điện hóa

56 ◆ Các công cụ phái sinh sử dụng trong quản lý rủi ro ngành năng lượng

DẦU KHÍ THẾ GIỚI

63 ◆ Tiềm năng dầu khí Iraq trong các lô gọi thầu vòng 4/2012

71 ◆ Bài học từ sự điều chỉnh chiến lược năng lượng của Nga

TIN TỨC - SỰ KIỆN

74 ◆ Petrovietnam tham dự Hội nghị Công nghệ Ngoài khơi

77 ◆ Hội thảo nâng cao hệ số thu hồi dầu năm 2012

79 ◆ Indonesia điều chỉnh tăng giá bán khí đốt

80 ◆ Malaysia đầu tư 40 tỷ USD xây trung tâm lọc hóa dầu

Kỳ họp lần thứ lll Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn:

TẬP TRUNG NGHIÊN CỨU TÌM GIẢI PHÁP

THÁO GỠ KHÓ KHĂN, THÚC ĐẨY SẢN XUẤT KINH DOANH PHÁT TRIỂN

Tại Kỳ họp lần thứ III của Hội đồng Khoa học và Công nghệ (KHCN), Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu nhấn mạnh một trong những trọng tâm đặt ra cho Hội đồng KHCN là vấn đề gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác, đồng thời có các biện pháp đột phá để nâng cao hệ số thu hồi dầu; tập trung nghiên cứu để tìm ra các giải pháp tháo gỡ khó khăn, thúc đẩy sản xuất kinh doanh ở tất cả các lĩnh vực nhằm đạt mục tiêu, kế hoạch đã đề ra.

TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại kỳ họp lần thứ lll Hội đồng KHCN Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam . Ảnh: Ngọc Linh

Tái cấu trúc để phát triển hiệu quả hơn

Ngày 24/5/2012, Hội đồng KHCN Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã tổ chức Kỳ họp lần thứ III dưới sự chủ trì của TS. Nguyễn Văn Minh - Chủ tịch Hội đồng KHCN Tập đoàn và các Phó Chủ tịch Hội đồng: TS. Nguyễn Quốc Thập, TS. Nguyễn Tiến Dũng, TS. Phan Ngọc Trung. Tham dự Kỳ họp có TSKH. Phùng Đình Thực - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, cùng các đồng chí trong HĐTV, Ban Tổng giám đốc Tập đoàn, đại diện Hội Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên… Tại kỳ họp lần này, Hội đồng KHCN dành nhiều thời gian thảo luận về kế hoạch, các giải pháp để triển khai Đề án tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015; các giải pháp nâng cao hiệu quả hoạt động cho các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học; công tác đầu tư tìm kiếm thăm dò dầu khí; thực trạng và giải pháp đưa các phát hiện dầu khí vào phát triển, khai thác.

Thực hiện Nghị quyết Trung ương 3 (Khóa XI) về việc tập trung vào lĩnh vực kinh doanh chính và Chỉ thị số 03/CT-TTg về việc đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp Nhà nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nghiêm túc thực hiện đề án tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015. Trong quá trình tái cấu trúc, Tập đoàn xác định rõ mục tiêu tái cấu trúc để tiếp tục phát triển Tập đoàn mạnh hơn, tập trung vào ngành, nghề kinh doanh chính, nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh và phát triển bền vững, đảm bảo thực hiện thắng lợi Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, trước mắt thực hiện thành công kế hoạch 5 năm 2011 - 2015; tiếp tục giữ vững vị trí tập đoàn mạnh số 1 của Việt Nam và phấn đấu trong 5 năm tới là tập đoàn kinh tế mạnh trong khu vực, có tốc độ tăng trưởng bình quân 18 - 20%/năm. Theo TS. Lê Xuân Vệ - Trưởng Ban Tổ chức Nhân sự Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đây là quá trình tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý để hoạt động của Tập đoàn đạt hiệu quả cao hơn với lộ trình phù hợp, không gây xáo trộn không cần thiết trong hoạt động sản xuất kinh doanh.

Trong 5 nhóm giải pháp triển khai thực hiện, thứ nhất, Tập đoàn sẽ tiếp tục 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. Thứ hai, tiếp tục đẩy mạnh cổ phần hóa các doanh nghiệp còn lại, giảm bớt tỷ lệ vốn của Tập đoàn, có cơ chế thu hút các nhà đầu tư chiến lược, đẩy mạnh thoái vốn, có cơ chế hỗ trợ về tài chính, đặc biệt mạnh

dạn xử lý các đơn vị làm ăn thua lỗ, kinh doanh không phù hợp. Thứ ba, nâng cao năng lực hiệu quả quản trị doanh nghiệp, điều chỉnh lại mô hình chiến lược phát triển của các đơn vị, hoàn thiện cơ chế liên kết, nghiên cứu vận dụng thông lệ quản trị quốc tế tiên tiến, lựa chọn cơ chế bổ nhiệm cán bộ phù hợp. Thứ tư, đổi mới tăng cường quản lý giám sát hành chính, ban hành quy chế giám sát, tăng cường hoạt động thanh tra, kiểm tra minh bạch, công khai... Thứ năm, nâng cao năng lực điều hành, hướng dẫn chỉ đạo người đại diện, khẩn trương hoàn thiện các quy định nội bộ, triển khai quyết liệt công tác tái cấu trúc sau khi Đề án tái cấu trúc Tập đoàn được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tập đoàn xem xét hỗ trợ các đơn vị trong việc thực hiện tái cấu trúc như xử lý lao động dôi dư, hỗ trợ về vốn… để nâng cao khả năng cạnh tranh. Yêu cầu các đơn vị triển khai công tác tái cấu trúc đồng bộ, liên tục và thường xuyên trên tất cả các mặt hoạt động từ quản trị doanh nghiệp, phân cấp đầu tư, xây dựng quy trình, quy chế nội bộ, huy động vốn… TS. Lê Xuân Vệ cho rằng, quan trọng là quyết tâm chính trị cao và sự đồng thuận. Trên cơ sở Đề án tái cấu trúc Tập đoàn đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, Tập đoàn sẽ tiếp tục rà soát và phê duyệt kế hoạch, lộ trình, phương án tái cấu trúc chi tiết của từng doanh nghiệp/đơn vị thành viên trong Quý II/2012.

Cũng tại kỳ họp lần này, TS. Nguyễn Anh Đức - Trưởng Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí, Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam đã trình bày các giải pháp nâng cao hiệu quả hoạt động cho các nhà máy sản xuất nhiên liệu sinh học của Tập đoàn. Xuất phát từ các vấn đề khó khăn nảy sinh về vốn, tiến độ, thị trường, nguyên liệu, giá thành, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã đưa ra các nhóm giải pháp cụ thể trong ngắn hạn, trung và dài hạn. Trong đó, Tiểu ban đề xuất Tập đoàn bắt buộc các đơn vị trực thuộc 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; hỗ trợ về kỹ thuật và kinh tế cho các đơn vị kinh doanh xăng dầu của Tập đoàn nhanh chóng phát triển hệ thống phân phối xăng E5; nghiên cứu và triển khai công nghệ nhằm đa dạng hóa nguồn nguyên liệu cho nhà máy (từ rỉ đường, rơm rạ, bã mía…), sản xuất các sản phẩm khác từ ethanol hoặc trong quá trình sản xuất ethanol (cồn thực phẩm, acid lactic, PLA, ETBE); tận dụng các sản phẩm phụ từ quá trình sản xuất ethanol... Đặc biệt, Tập đoàn cần đẩy mạnh công tác tuyên truyền, giải thích cho người tiêu dùng trong nước hiểu rõ sự khác biệt giữa xăng pha ethanol và xăng pha methanol; sự khác biệt giữa ethanol chất lượng đúng quy chuẩn (do PV OIL sản xuất, pha chế) và ethanol ngậm nước (do cơ sở tư nhân sản xuất)…

Trọng tâm gia tăng trữ lượng, nâng cao hệ số thu hồi dầu

Về công tác đầu tư tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong và ngoài nước, Phó Trưởng Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí Trần Mạnh Cường cho rằng, Tập đoàn cần tiếp tục tăng cường công tác điều tra cơ bản, đánh giá tài nguyên; cần thu nổ địa chấn 2D với mạng lưới đủ đánh giá được tiềm năng tại các lô khu vực nước sâu, chưa có hợp đồng dầu khí. Đối với các lô thuộc bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, nơi hệ thống dầu khí đã được khẳng định cần thu nổ địa chấn 3D để đánh giá đầy đủ các đối tượng còn lại. Nghiên cứu đánh giá tài nguyên các đối tượng mới, bẫy phi truyền thống của bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, áp dụng các phương pháp/giải pháp để tối ưu hóa quá trình thăm dò thẩm lượng và phát triển khai thác các mỏ có trữ lượng nhỏ. Lựa chọn lô nước sâu tiềm năng nhất để triển khai khoan tìm kiếm thăm dò nhằm mở hướng mới, hợp tác đầu tư với các công ty nước ngoài. Với các lô thuộc bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Tập đoàn/PVEP nắm tỷ lệ chi phối với mục tiêu tăng cường khả năng tự đầu tư, tự điều hành; với các lô có đối tác quan tâm thì mời đầu tư với tỷ lệ tham gia tương ứng với số giếng khoan cam kết. Đối với công tác tìm kiếm thăm dò ở nước ngoài, cần cập nhật thông tin về các bể trầm tích có tiềm năng nhất ở các khu vực trọng điểm đầu tư của Tập đoàn/PVEP, đồng thời tìm kiếm đối tác tham gia ngay từ khi bắt đầu dự án, tránh đầu tư dàn trải.

Đánh giá về những thuận lợi trong công tác phát triển mỏ, theo báo cáo của Ban Khai thác Dầu khí, Tập đoàn, PVEP đã bắt đầu tổ chức triển khai các dự án tự đầu tư 100% (Đại Hùng, Hải Thạch Mộc Tinh); làm chủ công nghệ chế tạo và lắp đặt giàn đầu giếng (WHP) ở độ sâu trên 90m nước, đang chế tạo giàn công nghệ trung tâm; nhiều mỏ có thời gian từ khi phát hiện đến khi đưa vào khai thác ngắn, làm tăng hiệu quả của dự án, góp phần đảm bảo kế hoạch sản lượng… Tuy nhiên, trữ lượng các phát hiện mới có xu hướng giảm theo thời gian (ở Bể Cửu Long, trữ lượng các phát hiện mới đã ở dưới ngưỡng có thể phát triển độc lập), việc chưa chủ động đối với FSO/FPSO làm một số dự án chậm tiến độ và phát sinh chi phí liên quan; sản lượng khai thác thực tế ở một số dự án thấp hơn so với dự kiến. Đặc biệt, thời gian đưa phát hiện mới vào khai thác còn chậm (khoảng 6 - 9 năm ở bể Cửu Long và trên 10 năm ở bể Nam Côn Sơn), đặc biệt tại các mỏ khí; nhiều mỏ nhỏ, cận biên dù phát hiện đã lâu nhưng không thể đưa vào khai thác vì hiệu quả kinh tế thấp… Trên cơ sở

Tập thể CBCNV Việt Nam - Liên bang Nga tại Vietsovpetro phấn đấu hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác năm 2012. Ảnh: CTV

đó, ThS. Lê Ngọc Sơn - Phó Trưởng ban Khai thác Dầu khí cho rằng cần cải tiến quy trình công nghệ, nâng cao năng suất/hiệu quả thi công để cắt giảm hơn nữa chi phí, nâng cao hiệu quả kinh tế đối với mỏ cận biên. Để đẩy nhanh tiến độ đưa các phát hiện mới vào khai thác cần có cơ chế khuyến khích phát triển các mỏ có trữ lượng nhỏ, đẩy nhanh công tác đàm phán giá khí; cần tiếp tục phát triển và hoàn thiện quy trình phát triển mỏ, đặc biệt chú trọng đến khâu đánh giá rủi ro. Bên cạnh đó, cần sử dụng tư vấn độc lập để so sánh tiến độ, chi phí với các dự án khác và đánh giá mức độ rủi ro của dự án, coi đây là điều kiện bắt buộc trước khi có quyết định đầu tư, nâng cao chất lượng xem xét phê duyệt dự án phát triển mỏ trên cơ sở rà soát, hiệu chỉnh, bổ sung quy trình hiện tại. Tiêu chuẩn hóa thiết kế sử dụng thiết kế tương tự, nâng cao trình độ quản lý dự án cho người Việt Nam, đặc biệt là các vị trí chủ chốt, tiến tới giảm thiểu người nước ngoài, xem xét xây dựng và áp dụng đơn giá định mức cho chế tạo WHP, xây dựng hệ thống cơ sở dữ liệu phục vụ công tác phát triển mỏ.

Phát biểu chỉ đạo tại kỳ họp, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu phân tích mục tiêu, thuận lợi, thách thức của Tập đoàn trong thực hiện các mục tiêu của kế hoạch 5 năm 2011 - 2015, trong đó tập trung vào 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính: thăm dò khai thác dầu khí, lọc hóa dầu, công nghiệp khí, công nghiệp điện, dịch vụ dầu khí chất lượng cao. Trong đó về tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí, Tập đoàn đang nỗ lực đảm bảo nhịp độ gia tăng trữ lượng và đẩy mạnh sản lượng khai thác, phấn đấu đến năm 2015 sản lượng khai thác đạt 19 - 20 triệu tấn dầu. Một trong những vấn đề nghiên cứu trọng tâm đặt ra cho Hội đồng KHCN là gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác, đồng thời cần các biện pháp đột phá để nâng cao hệ số thu hồi dầu. "Nếu gia tăng hệ số thu hồi dầu ở các mỏ lớn lên 1% thì hiệu quả kinh tế cao hơn khai thác nhiều mỏ nhỏ" - TS. Đỗ Văn Hậu nhấn mạnh.

Bên cạnh đó, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định, "tái cấu trúc Tập đoàn nhằm hoạt động hiệu quả hơn". Đối với Tập đoàn, tái cấu trúc không phải là vấn đề quá mới bởi trên thực tế Tập đoàn đã hoạt động theo các lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính và có các đơn vị hoạt động theo lĩnh vực này. Trên cơ sở đó, tái cấu trúc một số đơn vị cấp 2, 3 nhằm hiệu chỉnh để hoạt động hiệu quả hơn. Tổng giám đốc Tập đoàn đề nghị Hội đồng KHCN phát huy trí tuệ của toàn Ngành, tập trung nghiên cứu, tư vấn những vấn đề thực tiễn đang đặt ra trong hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn như nâng cao hiệu quả các dự án nhiên liệu sinh học; tăng hiệu quả đầu tư vốn, cơ cấu vốn… đưa Tập đoàn tiếp tục phát triển.

Việt Hà

PETROVIETNAM
làm chủ khoa học và công nghệ hiện đại

Ngày 3/5/2012, tại buổi làm việc với đoàn công tác liên ngành Ban Tuyên giáo Trung ương - Bộ Khoa học và Công nghệ do Phó Trưởng Ban Tuyên giáo Trung ương Phạm Văn Linh làm Trưởng đoàn, TSKH. Phùng Đình Thực - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định chủ trương nhất quán coi khoa học và công nghệ (KHCN) là nền tảng, động lực cho sự phát triển nhanh, bền vững Ngành Dầu khí Việt Nam theo chiều sâu.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực: "Nếu không có KHCN đi trước thì Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam không có thành tựu như ngày hôm nay". Ảnh: NL

Đầu tư đồng bộ, có chiều sâu

Thực hiện Nghị quyết Trung ương 2 (Khóa VIII) và các văn bản pháp luật của Nhà nước về KHCN, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chú trọng đầu tư cho công tác nghiên cứu khoa học, coi giải pháp đột phá về KHCN là nền tảng, động lực cho sự phát triển nhanh và bền vững Petrovietnam theo chiều sâu. Đặc biệt, Tập đoàn đã soạn thảo và ban hành "Chiến lược KHCN Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025", trong đó trọng tâm là nghiên cứu ứng dụng, có chú ý đúng mức đến nghiên cứu cơ bản phục vụ cho sản xuất kinh doanh và cho khoa học dầu khí. Đồng thời, ưu tiên phát huy nội lực, tăng cường hợp tác quốc tế đa dạng, nhằm đạt trình độ tiên tiến của khu vực vào năm 2015 và trình độ tiên tiến của thế giới trong một số lĩnh vực quan trọng từ sau năm 2025.

Báo cáo với đoàn công tác, ThS. Nguyễn Văn Tuấn - Phó Trưởng Ban Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, Tập đoàn chủ trương đầu tư thích đáng cho nghiên cứu cơ bản và một số chương trình nghiên cứu dài hạn mang tính chiến lược; triển khai đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu ứng dụng nhằm giải quyết các vấn đề xuất phát từ thực tiễn hoạt động sản xuất kinh doanh. Các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu ứng dụng phải được áp dụng vào sản xuất kinh doanh và giải quyết được các vấn đề KHCN của sản xuất, nhằm thúc đẩy sản xuất kinh doanh phát triển. Các lĩnh vực được Tập đoàn ưu tiên tập trung giải quyết bao gồm: nâng cao hệ số thu hồi dầu, tìm kiếm thăm dò vùng biển nước sâu, dầu nặng, khí có hàm lượng CO_2 cao, khí có hàm lượng H_2S cao, khí hydrate, năng lượng tái tạo… Bên cạnh đó, Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh lựa chọn, chuyển giao, ứng dụng công nghệ hiện đại/tiên tiến, thân thiện với môi trường vào hoạt động của Petrovietnam, định hướng ứng dụng công nghệ cao, làm chủ các công nghệ hiện đại đã nhận chuyển giao. Tự chủ hoàn toàn công tác vận hành các thiết bị/dây chuyền công nghệ hiện đại sau tối đa 2 năm từ khi nhận chuyển giao công nghệ; tự bảo dưỡng và sửa chữa từng phần, tiến tới hoàn toàn, các thiết bị/nhà máy có công nghệ hiện đại; đào tạo đội ngũ chuyên gia đầu đàn đạt trình độ khu vực và quốc tế trong các khâu công nghệ và trong từng công đoạn.

Đi đầu trong ứng dụng công nghệ hiện đại

Nhằm phát triển các lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang tập trung đầu tư nâng cao năng lực KHCN Dầu khí Việt Nam trong các lĩnh vực này, trong đó công tác nghiên cứu khoa học (NCKH)

phục vụ hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác dầu khí là một trong những trọng tâm ưu tiên trong chương trình NCKH 5 năm và hàng năm. Tập đoàn đang sử dụng nhiều công nghệ hiện đại, kể cả các ứng dụng mới nhất của công nghệ tin học, như các phần mềm xử lý và minh giải số liệu, tài liệu địa vật lý, mô hình hoá và mô phỏng mỏ, thiết kế khai thác, công nghệ khai thác dầu trong móng. Công nghệ điều khiển tự động trong khoan và khai thác cũng được áp dụng rộng rãi: công nghệ khoan ngang, khoan thân giếng nhỏ, vận hành giếng khai thác tự động trên các giàn nhẹ, vận hành các đầu giếng ngầm trong khai thác... Công nghệ sinh học và hóa học đã được áp dụng để nâng cao hệ số thu hồi dầu ở các mỏ trong khai thác thứ cấp, tam cấp như Bạch Hổ, Rạng Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng... Trong lĩnh vực hóa chế biến dầu khí, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đang sở hữu 10 phân xưởng công nghệ bản quyền hàng đầu thế giới của UOP (Mỹ), IFP/Axens (Pháp), Merichem (Mỹ), Mitsu (Nhật Bản). Tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ, công nghệ sản xuất NH3 của Haldor Topsoe (Đan Mạch) và sản xuất urea của Snamprogetti (Italia) với chu trình khép kín, tối ưu về tiêu hao năng lượng, hạn chế tối đa việc ảnh hưởng đến môi trường; công nghệ KM-CDR Process của Nhật Bản là một trong các công nghệ thu hồi CO_2 hàng đầu trên thế giới hiện nay, giảm phát thải CO_2 ra môi trường...

Các công trình NCKH của Tập đoàn đã góp phần làm sáng tỏ nhiều vấn đề quan trọng như: cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí các bể trầm tích, các lô tìm kiếm thăm dò, đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò tiếp theo, đưa ra các giải pháp duy trì và nâng cao sản lượng khai thác dầu khí, phát triển thị trường, phát triển công nghệ sử dụng khí, cung cấp các số liệu cơ sở về tài nguyên dầu khí của Việt Nam phục vụ kinh doanh, thương mại và triển khai các đề án dầu khí. Đánh giá kịp thời tác động môi trường của các hoạt động dầu khí và đảm bảo an toàn cho các hoạt động này. Công tác NCKH và phát triển công nghệ của Tập đoàn luôn được đặt ra với trọng tâm hàng đầu là đáp ứng những yêu cầu cấp thiết cho điều hành, quản lý của Chính phủ/Bộ, Ngành, của Tập đoàn, các đơn vị thành viên, các công ty liên doanh, nhà thầu dầu khí nước ngoài nhằm phục vụ kịp thời và giải quyết các vấn đề về KHCN phát sinh trong sản xuất kinh doanh của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Trong buổi làm việc, đoàn công tác liên ngành Ban Tuyên giáo Trung ương - Bộ Khoa học và Công nghệ đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam luôn đi tiên phong trong việc đổi mới công nghệ, là doanh nghiệp có năng lực đổi mới, ứng dụng công nghệ hàng đầu của Việt Nam; luôn có những giải pháp mạnh mẽ đưa tiến bộ khoa học kỹ thuật vào sản xuất. Với nhiều thành tựu KHCN đã đạt được và xuất phát từ thực tiễn hoạt động KHCN Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã kiến nghị: Đoàn công tác đề xuất Trung ương Đảng xem xét ra Nghị quyết mới về KHCN bắt kịp nhịp đập và hơi thở thực tiễn hoạt động KHCN trong bối cảnh tái cấu trúc nền kinh tế nước nhà theo hướng phát triển theo chiều sâu, bối cảnh quốc tế về toàn cầu hóa và phát triển kinh tế tri thức; Chính phủ có cơ chế, chính sách đưa KHCN, cùng với giáo dục, thực sự là "quốc sách" nhằm hỗ trợ quá trình tái cơ cấu và chuyển đổi mô hình phát triển theo chiều sâu của Tập đoàn và cả nền kinh tế; Sớm hoàn thiện hệ thống văn bản pháp luật liên quan đến hoạt động KHCN để đưa Chính sách/Nghị quyết về KHCN đi vào cuộc sống. Bên cạnh đó, cần có chính sách ưu đãi hơn nữa về thuế cho hoạt động KHCN, đặc biệt là đối với các sản phẩm Quốc gia, công nghệ quan trọng, mũi nhọn; có cơ chế chính sách ưu tiên hỗ trợ cho một số tập đoàn kinh tế mũi nhọn/chủ lực của đất nước nâng cao tiềm lực KHCN và tạo ra được ngày càng nhiều công nghệ/sản phẩm mang thương hiệu Việt Nam, là sản phẩm Quốc gia, đạt trình độ KHCN quốc tế...

Lộ trình phát triển khoa học công nghệ của Ngành Dầu khí Việt Nam:

- Lựa chọn, chuyển giao và từng bước làm chủ công nghệ

- Đến năm 2015: Phát triển đồng bộ, khép kính từ khâu đầu đến khâu cuối trong nước và quốc tế. Làm chủ công nghệ tiên tiến và bước đầu có phát minh công nghệ mang thương hiệu Petrovietnam.

- Đến năm 2025: Sáng tạo công nghệ, phát minh nhiều công nghệ mới mang thương hiệu Petrovietnam

Theo Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực: "Nếu không có KHCN đi trước thì Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam không có thành tựu như ngày hôm nay. Ngay từ giai đoạn đầu tiên khi thành lập Tập đoàn, Viện Dầu khí Việt Nam ra đời làm công tác nghiên cứu khoa học. Tiếp theo, Vietsovpetro ngay thời điểm mới thành lập cũng hình thành tổ chức nghiên cứu khoa học tại doanh nghiệp. Ngành Dầu khí có hai đặc điểm rất quan trọng đó là: công tác nghiên cứu khoa học đi trước một bước và áp dụng những công nghệ tiên tiến nhất". Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định chủ trương coi KHCN là giải pháp đột phá, tiếp tục phát triển nền KHCN Dầu khí Việt Nam bắt kịp trình độ tiên tiến của thế giới, đóng góp tích cực vào sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Ngọc Linh

Sử dụng E5, E10 cho phát triển bền vững

TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Xăng E5 và E10 đã được khuyến khích và bắt buộc sử dụng tại hơn 30 nước trên thế giới do đem lại những lợi ích to lớn trong việc đảm bảo an ninh năng lượng, phát triển kinh tế và cải thiện chất lượng môi trường. Các nghiên cứu áp dụng E5/E10 tại Việt Nam do Trung tâm Nghiên cứu & Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện từ năm 2003 đã khẳng định khả năng giảm đáng kể hàm lượng khí thải độc hại, khả năng sử dụng tương đương với xăng gốc khoáng trong các loại xe máy/xe ô tô hiện hữu ở Việt Nam của xăng E5/E10 và đã cung cấp các cơ sở khoa học để Nhà nước xây dựng hành lang pháp lý cho việc sản xuất và sử dụng rộng rãi E5/E10. Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã pha chế, tồn trữ, vận chuyển và phân phối thành công hơn 20.000 m^3 E5 tại 36 tỉnh thành trong cả nước. Để phát triển bền vững và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, Nhà nước cần sớm có lộ trình bắt buộc sử dụng E5/E10.

Quy chuẩn Kỹ thuật Quốc gia về xăng, nhiên liệu diesel và nhiên liệu sinh học (QCVN 1:2009/BKHCN) định nghĩa xăng E5 là hỗn hợp của xăng không chì và ethanol nhiên liệu biến tính với hàm lượng ethanol từ 4 - 5% theo thể tích [1]. Nếu pha từ 9 - 10% theo thể tích ethanol nhiên liệu biến tính với xăng không chì sẽ thu được E10 [2]. Ethanol nhiên liệu biến tính là ethanol được pha thêm các chất biến tính, để sử dụng pha chế trong nhiên liệu cho động cơ xăng và không được sử dụng cho mục đích chế biến đồ uống [1]. Các chỉ tiêu kỹ thuật cơ bản của ethanol nhiên liệu biến tính được quy định rất rõ trong quy chuẩn nói trên, đặc biệt là hàm lượng nước phải nhỏ hơn 1% thể tích để đảm bảo chất lượng của xăng E5 và E10.

Xăng E5/E10 và phát triển bền vững

Sự phát triển bền vững của một quốc gia không thể tách rời với việc phát triển kinh tế song song với bảo vệ môi trường và đặc biệt là đảm bảo an ninh năng lượng. Trong bối cảnh nhu cầu nhiên liệu gốc khoáng tăng cao trong khi nguồn cung cấp ngày càng hạn chế dẫn đến giá nhiên liệu gốc khoáng tăng cao, việc đảm bảo an ninh năng lượng đang ngày càng trở nên cấp bách đối với tất cả các nước trên thế giới. Thêm vào đó, nhu cầu giảm phát thải các loại khí thải độc hại để bảo vệ môi trường, giảm chi phí y tế cho cộng đồng cũng trở nên bức thiết. Ngoài ra, việc hình thành một ngành công nghiệp nhiên liệu mới cũng sẽ giúp tạo việc làm, tạo cơ hội đầu tư và hỗ trợ phát triển nền kinh tế. Sản xuất và sử dụng nhiên liệu sinh học nói chung và E5/E10 nói riêng đáp ứng cả ba khía cạnh này. Nghiên cứu của Hiệp hội Nhiên liệu tái tạo Canada cho thấy ảnh hưởng tích cực về mặt kinh tế hàng năm của nhiên liệu tái tạo tại Canada lên đến 2 tỷ USD [3].

Do đó, các nước trên thế giới đang đẩy mạnh việc sản xuất và sử dụng nhiên liệu sinh học nói chung và E5, E10 nói riêng. Hiện nay, có 20 nước bắt buộc sử dụng xăng sinh học có hàm lượng từ 4 - 20% theo thể tích ethanol nhiên liệu biến tính trong phạm vi cả nước hay ở một số thành phố/tỉnh/tiểu bang chính bao gồm Ailen (E4), Ấn Độ (E5), Argentina (E5), Brazil (E20), Canada (E5), Colombia (E8), Costa Rica (E7), Jamaica (E10), Kenya (E10 tại Kisumu), Malawi (E10), Mexico (E6), Mỹ (E10 tại 10 bang), Paraguay (E24), Peru (E7,8), Phần Lan (E5/E10), Philippines (E5/E10), Rumania (E4), Thụy Điển (E5), Trung Quốc (E10 tại 9 tỉnh) và Australia (E5 tại Queensland, E4 tại New South Wales) [3, 4]. Có 14 nước đang khuyến khích sử dụng E5/E10 hoặc tương đương bao gồm Áo (E10), Chile (E5), Đan Mạch (E5), Đức (E5/E10), Ethiopia (E5), Fiji (E10), Hà Lan (E5/E10/E15), Indonesia (E3), New Zealand (E10), Nigeria (E10), Pakistan (E10), Pháp (E5/E10), Thái Lan (E10/E20) và Việt Nam (E5).

Kết quả nghiên cứu áp dụng E5/E10 tại Việt Nam

Nhận thức được tầm quan trọng của nhiên liệu sinh học trong đó có E5/E10 đến sự phát triển bền vững của đất nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã giao Trung tâm Nghiên cứu & Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) bắt đầu nghiên

Bảng 1. *Mức phát thải ô nhiễm trung bình của xe gắn máy (Honda Dream Thái Lan) sử dụng E10 (RON 92) so với xăng A92 [5]*

Thành phần khí xả	Xăng E10/A92	Chênh lệch giữa xăng E10 và xăng A92
CO (%vol)	4,548/5,467	Giảm 17%
HC (ppm)	264,5/350,667	Giảm 25%
NO_x (ppm)	50,5/56,333	Giảm 10%

Hình 1.*Thử nghiệm trên băng tải [7]*

Bảng 2. *Mức phát thải ô nhiễm trung bình của xe Mercedes Benz MB 140 [7]*

Thành phần khí xả	Xăng E10/A92	Chênh lệch giữa xăng E10 và xăng A92
CO (%vol)	0,0156/0,0278	Giảm 44%
HC (ppm)	5,3/5,5	Giảm 3%
NO_x (ppm)	400,4/422,7	Giảm 5%

Hình 2. *Thử nghiệm trên đường trường, địa hình đồi núi [7]*

cứu thử nghiệm xăng E5/E10 từ năm 2003 [5]. Trải qua 3 giai đoạn nghiên cứu từ trên băng tải trong phòng thí nghiệm đến chạy thử nghiệm trên hiện trường và đánh giá ý kiến người tiêu dùng cho các loại xe máy, xe ô tô khác nhau, kết quả thu được (Bảng 1 và 2) đều cho thấy sử dụng xăng E5/E10 giúp giảm mạnh hàm lượng khí thải gây ô nhiễm môi trường, đặc biệt là CO (đến 44%), hydrocarbon (đến 25%) và NOx (đến 10%). Như vậy, sử dụng E5/E10 sẽ giúp hiện thực hóa "Lộ trình áp dụng tiêu chuẩn khí thải đối với xe ô tô, xe mô tô hai bánh sản xuất, lắp ráp và nhập khẩu mới" của Chính phủ trong đó quy định rõ chất lượng xăng tương ứng với tiêu chuẩn Euro 4 từ 1/1/2016 và Euro 5 từ 1/1/2021 [6]. Với trên 30 triệu chiếc xe máy và khoảng 1 triệu chiếc ô tô chạy xăng ở Việt Nam hiện nay, tổng lượng khí thải độc hại gây ô nhiễm môi trường hàng năm sẽ giảm đáng kể khi sử dụng E5/E10.

Kết quả thử nghiệm cho thấy các thông số vận hành (như công suất, lực kéo có ích, khả năng tăng tốc, khả năng vượt dốc) và mức tiêu hao nhiên liệu của động cơ chạy xăng E5 trên các phương tiện ngoài thực tế tương đương như khi sử dụng xăng gốc khoáng (Bảng 3 và 4).

Đặc biệt, PVPro đã tiến hành thử nghiệm đánh giá độ bền động cơ xe sử dụng 2 động cơ xe ô tô Suzuki mới 100% trong đó 1 động cơ chạy E5 và 1 động cơ chạy E10 liên tục với cường độ cao và chế độ gia tốc khắc nghiệt trong 3 tháng. Trước và sau thử nghiệm, mỗi động cơ đều được tháo dỡ để đo kiểm các chi tiết kim loại của cụm truyền động và chi tiết phi kim loại để làm chuẩn so sánh với hiện trạng sau 3 tháng chạy thử nghiệm. Kết quả cho thấy độ mài mòn của cụm truyền động (xy lanh, piston, séc-măng, xu-pap, bạc lót, chốt piston) của động cơ chạy xăng E5 hoàn toàn tương đương với động cơ mới chạy bằng xăng A92 gốc khoáng (Bảng 5, 6 và 7). Ngoài ra, các chi tiết phi kim loại (cao su, nhựa) như ống dẫn xăng, lọc xăng, các gioăng đệm, phớt bít kín máy đều không bị tác động bởi xăng E5 sau lộ trình quy đổi tương đương với chạy 36.000 km đường thực tế [8].

Các kết quả nghiên cứu này cùng với các kết quả nghiên cứu ở nước ngoài và các trường, Viện, công ty khác trong nước như APP và Đại học Bách

Bảng 3. *Mức độ giảm công suất khi thử nghiệm hao mòn của động cơ chạy xăng E5 so với A92 [8]*

Động cơ thử nghiệm(ở tốc độ 5.500 vòng/phút)	$P_{ban\ đầu}/P_{sau}$ kW	Mức giảm công suất ΔP%
Chạy xăng A92	39,779/38,887	- 2,242
Chạy xăng E5	38,463/37,738	- 1,887

Bảng 4. *Mức độ tiêu hao nhiên liệu trung bình của hai động cơ trong quá trình thử nghiệm [8]*

So sánh tiêu hao nhiên liệu trung bình	Động cơ chạy xăng E5/A92	Chênh lệch giữa xăng E5 và xăng A92
Tiêu hao nhiên liệu trung bình (kg/h)	6,876/6,921	- 0,653

Bảng 5. *Mức độ tăng lớn nhất kích thước xy lanh động cơ do hao mòn sau khi chạy thử nghiệm 455 giờ [8]*

Thử nghiệm	Độ mòn lớn nhất kích thước xy lanh (%)
Động cơ chạy A92	0,203
Động cơ chạy E5	0,139

Bảng 6. *Mức độ hao mòn lớn nhất kích thước xu-pap của 2 động cơ sau khi chạy thử nghiệm 455 giờ [8]*

Thử nghiệm	Độ mòn lớn nhất kích thước xu-pap (mm)
Động cơ chạy A92	0,066
Động cơ chạy E5	0,088

Bảng 7. *Diễn biến độ nhớt động học dầu bôi trơn trong cac-ter động cơ [8]*

Độ nhớt động họcở 100°C, cSt	Sau chạy rà 15 giờ	Sau 100 giờ	Sau 220 giờ	Sau 370 giờ
Động cơ chạy A92	15,45	16,49	16,46	16,24
Động cơ chạy E5	15,48	16,52	16,30	14,90

khoa Hà Nội đã được dùng làm cơ sở để Thủ tướng Chính phủ ký quyết định 177/2007/QĐ-TTg phê duyệt "Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025". Trong đó, Đề án đặt ra mục tiêu cụ thể đến năm 2010 sản xuất và sử dụng 100.000 tấn E5/năm, đến năm 2015 nhiên liệu sinh học đáp ứng 1% và đến năm 2025 khoảng 5% nhu cầu xăng dầu của cả nước [9] (tương đương với khoảng 1,1 triệu tấn E5/năm vào năm 2015 và khoảng 4,4 triệu tấn E10/năm vào năm 2025). Các kết quả nghiên cứu này giúp Bộ Khoa học Công nghệ ban hành các quy chuẩn, tiêu chuẩn cho xăng E5 và E10 để đảm bảo xăng E5/E10 có chất lượng tương đương với xăng gốc khoáng và tương hợp với các loại xe ô tô/xe máy đang hoạt động.

Việc sử dụng xăng E5/E10 cũng được các nhà sản xuất ô tô/xe máy ủng hộ thông qua việc chính thức cam kết bảo hành cho người tiêu dùng sử dụng các loại xăng E5/E10. Các nhà sản xuất ô tô chính trên thế giới đều ghi rõ trong Sổ tay hướng dẫn sử dụng việc chấp nhận sự tương hợp giữa xăng không chì chứa từ 10% thể tích ethanol nhiên liệu biến tính trở xuống đối với động cơ và vẫn đảm bảo đầy đủ các quyền lợi bảo hành cho người sử dụng xe. Một số hãng sản xuất xe lớn như General Motors, Ford, Daimler Chrysler, Infinity, Isuzu, Lexus, Mitsubishi, Nissan, Saab, Saturn, Subaru và Toyota còn khuyến cáo nên sử dụng loại xăng có chứa đến 10% thể tích ethanol nhiên liệu biến tính để tăng hiệu suất vận hành xe và giảm khí thải, cải thiện chất lượng không khí [10]. Tại Việt Nam, hãng Honda chấp nhận cho người sử dụng xe gắn máy Honda Air Blade sử dụng xăng có chứa dưới 10% ethanol [11].

Hiện trạng phân phối xăng E5/E10 tại Việt Nam

Với mong muốn góp phần hình thành thị trường nhiên liệu sinh học ở Việt Nam và giới thiệu rộng rãi cho người tiêu dùng về nhiên liệu mới thân thiện với môi trường, ngay từ đầu năm 2010, PV OIL đã triển khai công tác chuẩn bị kinh doanh thí điểm xăng E5 tại một số tỉnh thành trong cả nước như: đầu tư hệ thống pha chế, cải tạo cửa hàng xăng dầu và xe bồn, tìm kiếm nhà cung cấp để chuẩn bị nguồn nguyên liệu, tổ chức tuyên truyền, quảng bá về nhiên liệu sinh học trên các phương tiện truyền thông đại chúng [12].

Sau khi hoàn tất các công tác chuẩn bị, ngày 1/8/2010, PV OIL đã chính thức đưa sản phẩm xăng E5 ra thị trường xăng dầu Việt Nam với 20 điểm bán đầu tiên và đến cuối năm 2011 đã phát triển mạng lưới cung cấp lên thành 146 cửa hàng xăng dầu (92 cửa hàng thuộc hệ thống của PV OIL, 54 cửa hàng thuộc đại lý và tổng đại lý) tại

36 tỉnh thành trong cả nước và cung cấp ra thị trường khoảng 22.000m^3 xăng E5 [13]. Toàn bộ lượng xăng có pha ethanol của PV OIL trước khi đưa ra thị trường đều được hợp quy bởi các cơ quan chức năng có thẩm quyền và đáp ứng đầy đủ các quy định trong Quy chuẩn Kỹ thuật Quốc gia về xăng, nhiên liệu diesel và nhiên liệu sinh học (QCVN 1:2009/BKHCN). Bên cạnh PV OIL, từ tháng 8/2010, Công ty TNHH MTV Dầu khí Tp. Hồ Chí Minh (SaigonPetro) cũng đã triển khai pha chế và phân phối xăng E5. Đến nay, SaigonPetro đã bán xăng E5 tại 4 cửa hàng tại Tp. HCM. Ngoài ra, Công ty CP Vật tư Xăng dầu Comeco cũng có 5 điểm bán xăng E5 đặt tại Tp. Hồ Chí Minh.

Trong tương lai gần, xăng E5/E10 sẽ được bắt buộc áp dụng tại Việt Nam theo xu hướng chung của khu vực và thế giới. Dự thảo "Lộ trình bắt buộc áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống" của Bộ Công Thương quy định bắt buộc áp dụng tỷ lệ pha trộn xăng E5 cho phương tiện cơ giới đường bộ bắt đầu từ ngày 1/12/2013 tại 7 tỉnh thành phố bao gồm: Hà Nội, Tp. Hồ Chí Minh, Hải Phòng, Đà Nẵng, Cần Thơ, Quảng Ngãi, Bà Rịa - Vũng Tàu. Đến ngày 1/6/2015, xăng E5 sẽ được bắt buộc áp dụng cho các phương tiện cơ giới trên toàn quốc. Dự kiến, xăng E10 sẽ được phân phối bắt buộc từ ngày 1/6/2015 tại 7 tỉnh, thành phố trên và từ ngày 1/12/2016 trên toàn quốc.

Kết luận

Sử dụng E5/E10 giúp giảm lượng xăng dầu phải nhập khẩu, giảm nhập siêu, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng. Ước tính nếu Việt Nam sử dụng toàn bộ xăng E5 trong năm 2012 sẽ giảm nhập khẩu gần 300.000m^3 xăng, tương đương khoảng 200 triệu USD. Nếu sử dụng toàn bộ xăng E10, lượng ngoại tệ tiết kiệm sẽ tăng gấp đôi, khoảng 400 triệu USD. Ngoài ra, do có nguồn tiêu thụ ổn định các loại nguyên liệu để sản xuất ethanol nhiên liệu biến tính (như sắn, mía…), thu nhập của người nông dân trồng các loại nông sản này sẽ được ổn định và nâng cao, góp phần phát triển ngành nông nghiệp và sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên đất.

Bên cạnh đó, việc hình thành ngành công nghiệp sản xuất nhiên liệu sinh học sẽ tạo ra nhiều việc làm và cơ hội đầu tư, thúc đẩy sự phát triển của nền kinh tế nói chung. Đồng thời, việc sử dụng E5/E10 còn giúp giảm phát thải các loại khí thải độc hại như: CO, hydrocarbon, NOx và bụi ra môi trường, giúp cải thiện chất lượng sống của người dân và giảm chi phí y tế cho cộng đồng, đặc biệt ở các thành phố có lượng xe máy, xe ô tô chạy xăng lớn như Hà Nội hay Tp. Hồ Chí Minh. Với các tác dụng to lớn trong việc đảm bảo an ninh năng lượng, hỗ trợ phát triển kinh tế và cải thiện chất lượng môi trường, giúp đất nước phát triển bền vững, việc Nhà nước sớm ban hành lộ trình bắt buộc cho việc sử dụng E5/E10 trên toàn quốc là hết sức cần thiết.

Tài liệu tham khảo

1. Quy chuẩn Kỹ thuật Quốc gia về xăng, nhiên liệu diesel và nhiên liệu sinh học (QCVN 1:2009/BKHCN).

2. TCVN 8401:2011. *Xăng không chì pha 10% ethanol*. Yêu cầu kỹ thuật.

3. *Biofuels mandates around the world*. http://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2011/07/21/biofuels-mandates-around-the-world/.

4. *Common ethanol fuel mixtures*. http://en.wikipedia.org/wiki/Common_ethanol_fuel_mixtures.

5. TS. Vũ Tam Huề, 2003 - 2005. *Báo cáo tổng kết đề tài Petrovietnam: "Nghiên cứu dùng cồn etylic sản xuất trong nước pha chế xăng thương phẩm có trị số octane cao (giai đoạn 1)"*.

6. Quyết định số 49/2011/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 01/09/2011 về việc quy định *"Lộ trình áp dụng tiêu chuẩn khí thải đối với xe ô tô, xe mô tô hai bánh sản xuất, lắp ráp và nhập khẩu mới"*.

7. ThS. Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ, 2006 - 2007. *Báo cáo tổng kết đề tài Petrovietnam: "Nghiên cứu dùng cồn etylic sản xuất trong nước pha chế xăng thương phẩm có trị số octane cao (giai đoạn 2)"*.

8. ThS. Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ, 2008 - 2009. *Báo cáo tổng kết đề tài Petrovietnam: "Nghiên cứu dùng cồn etylic sản xuất trong nước pha chế xăng thương phẩm có trị số octane cao (giai đoạn 3)*.

9. *"Đề án phát triển nhiên liệu sinh học đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025"* phê duyệt theo Quyết định số 177/2007/QĐ-TTg ngày 20/11/2007 của Thủ tướng Chính phủ.

10. *Ethanol across America*. http://www.cleanfuelsdc.org/pubs/documents/e10.pdf.

11. Sách hướng dẫn sử dụng Honda Air Blade PGM-FI, p. 26.

12. Báo cáo tham luận của PV OIL tại kỳ họp lần thứ III Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí nhiệm kỳ 2011 - 2013: *"Tình hình phân phối và định hướng phát triển mạng lưới phân phối nhiên liệu sinh học của PV OIL"*.

PVEP khẳng định năng lực và tính chuyên nghiệp trong quản lý, điều hành các dự án dầu khí

Tại lễ đón nhận Huân chương Độc lập Hạng Ba và kỷ niệm 5 năm Ngày thành lập Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải nhấn mạnh: "PVEP đã khẳng định được năng lực và tính chuyên nghiệp trong quản lý, điều hành các dự án dầu khí, khả năng làm chủ công nghệ, khoa học kỹ thuật trong lĩnh vực chuyên ngành dầu khí phức tạp, tích cực đẩy mạnh và mở rộng hoạt động thăm dò khai thác, tăng cường tự lực, tự chủ trong tìm kiếm, đánh giá và triển khai các cơ hội, dự án đầu tư ở trong và ngoài nước".

Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải gắn Huân chương Độc lập Hạng Ba lên lá cờ truyền thống của PVEP. Ảnh: PVEP

Làm chủ khoa học công nghệ hiện đại

Thực hiện chủ trương tái cấu trúc sau khi Petrovietnam chuyển đổi từ mô hình Tổng công ty Nhà nước sang Tập đoàn kinh tế, ngày 4/5/2007, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã quyết định thành lập Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí trên cơ sở hợp nhất Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP) trước đây và Công ty Đầu tư Phát triển Dầu khí (PIDC). Đây là một bước đi chiến lược của Petrovietnam nhằm tập trung nguồn lực trong lĩnh vực hoạt động cốt lõi, nâng cao tính chủ động và năng lực cạnh tranh để PVEP trở thành công ty dầu khí quốc tế, có hoạt động ở cả trong và ngoài nước.

Là một trong hai đơn vị được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao nhiệm vụ tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở cả trong và ngoài nước, PVEP đã và đang khẳng định vai trò hàng đầu về cung cấp sản lượng dầu khí trong nước (sản lượng dầu chiếm hơn 60% và sản lượng khí chiếm hơn 90% sản lượng cả nước). PVEP đang triển khai thực hiện 62 dự án dầu khí, trong đó có 44 dự án dầu khí ở trong nước. Với 18 dự án dầu khí đang triển khai ở 14 quốc gia/vùng lãnh thổ, PVEP là đơn vị tiên phong của Petrovietnam và Việt Nam trong hội nhập kinh tế quốc tế, đầu tư ra nước ngoài. Đặc biệt, lực lượng cán bộ kỹ thuật của PVEP đã thực sự trưởng thành, làm chủ khoa học công nghệ, đảm nhận những vị trí trước đây phải thuê chuyên gia nước ngoài. Trong hoạt động tìm kiếm đánh giá các cơ hội đầu tư và đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, PVEP đảm nhận và triển khai thành công các dự án có nhiều yếu tố thách thức: mỏ nhỏ, cận biên, khu vực nước sâu, xa bờ…

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Đỗ Văn Hậu khẳng định: Việc thành lập PVEP là dấu mốc quan trọng trong việc thống nhất các hoạt động sản xuất kinh doanh trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí của Việt Nam ở trong nước và nước ngoài, tạo bước phát triển quan trọng cho toàn Ngành Dầu khí. Từ việc tham gia điều

hành các mỏ trong nước, PVEP đã trở thành nhà cung cấp sản lượng dầu khí hàng đầu ở Việt Nam, có sản lượng khai thác dầu khí từ các dự án ở nước ngoài. Trữ lượng và sản lượng dầu khí ngày một tăng cao. Bên cạnh đó, PVEP có vai trò quan trọng trong hợp tác hội nhập quốc tế, góp phần đảo bảo an ninh năng lượng quốc gia, bảo vệ chủ quyền bảo đảm an ninh trên biển, tham gia hiệu quả chương trình an sinh xã hội.

Nâng cao sức cạnh tranh trên thị trường dầu khí quốc tế

TS. Đỗ Văn Hậu nhấn mạnh, việc PVEP gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí từ nước ngoài tại các mỏ: Cendor (Lô PM304); Dana, D30 (Lô SK305) ở Malaysia, đặc biệt trong tương lai gần bắt đầu khai thác Lô Junin 2 (Venezuela), Bir Seba - Lô 433a & 416b (Algieria) đã khẳng định bước đi đúng đắn hiệu quả của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và PVEP trong việc mở rộng đầu tư ra nước ngoài. Đây là minh chứng rõ ràng cho sự trưởng thành nhanh chóng của đội ngũ cán bộ, kỹ sư, người lao động của PVEP, giờ đây đã có đủ trình độ, năng lực để tiếp tục đảm nhận các dự án dầu khí ở những nơi, những vùng có điều kiện khó khăn.

Ghi nhận đóng góp của PVEP vào sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, vào sự phát triển mạnh mẽ của Ngành Dầu khí Việt Nam, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải nhấn mạnh: Mặc dù xuất phát điểm của PVEP có nhiều bất lợi so với các công ty dầu khí quốc tế khác và trong bối cảnh thị trường dầu khí thế giới diễn biến phức tạp, có nhiều khó khăn, thách thức nhưng tập thể cán bộ nhân viên PVEP đã nỗ lực phấn đấu và thu được những kết quả đáng tự hào. PVEP đã khẳng định được năng lực và tính chuyên nghiệp trong quản lý, điều hành các dự án dầu khí, khả năng làm chủ công nghệ, khoa học kỹ thuật trong lĩnh vực chuyên ngành dầu khí phức tạp, tích cực đẩy mạnh và mở rộng hoạt động thăm dò khai thác, tăng cường tự lực, tự chủ trong tìm kiếm, đánh giá và triển khai các cơ hội, dự án đầu tư ở trong và ngoài nước... Phó Thủ tướng mong muốn PVEP tiếp tục thi đua lao động sáng tạo, hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ được giao, xây dựng PVEP ngày càng vững mạnh và đóng góp nhiều hơn nữa cho sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Với nhiệm vụ rất nặng nề của Ngành Dầu khí Việt Nam, đặc biệt đối với lĩnh vực hoạt động cốt lõi là thăm dò, khai thác dầu khí nhằm mục tiêu gia tăng trữ lượng, sản lượng dầu khí ở trong và ngoài nước, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu PVEP cần triển khai hiệu quả hơn các giải pháp thực hiện chiến lược tăng tốc phát triển, nâng cao năng lực quản lý và sức cạnh tranh trên thị trường dầu khí quốc tế, tích cực nắm bắt các cơ hội đầu tư nhằm gia tăng sản lượng khai thác các mỏ dầu khí ở nước ngoài. Đồng thời, cần đẩy mạnh công tác nghiên cứu, áp dụng các công nghệ tiên tiến nhất vào công tác thăm dò và khai thác dầu khí để triển khai có hiệu quả hơn các mục tiêu đã đề ra, góp phần cùng Tập đoàn phát triển bền vững, xứng đáng với tầm vóc và vị thế của Tập đoàn kinh thế mũi nhọn hàng đầu đất nước.

Cùng với thành công trong việc chuyển đổi mô hình tổ chức quản lý từ hạch toán phụ thuộc sang hạch toán độc lập, trong giai đoạn 2007 - 2011, PVEP đã có những bước trưởng thành mạnh mẽ, liên tục: vốn điều lệ và tổng tài sản của tăng trưởng 400%; tổng mức đầu tư trung bình hằng năm đạt 1 - 1,5 tỷ USD. Tổng sản lượng khai thác dầu khí của PVEP đạt 77,1 triệu tấn quy dầu, trong đó sản lượng khai thác dầu và condensate đạt 40,6 triệu tấn, khai thác khí đạt 36,5 tỷ m^3; gia tăng trữ lượng đạt 272,8 triệu tấn quy dầu. Đưa 13 mỏ mới vào khai thác, công bố 27 phát hiện dầu khí mới...

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải và Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thăm giàn khoan PDV-39 tại Venezuela. Ảnh: PVEP

Theo TS. Đỗ Văn Khạnh - Tổng giám đốc PVEP: "Để trở thành công ty dầu khí hàng đầu khu vực, nhiệm vụ trước mắt còn nhiều thách thức, đặc biệt là việc tăng cường công tác gia tăng trữ lượng đảm bảo sự phát triển bền vững, lâu dài của Tổng công ty, đảm bảo khai thác an toàn mỏ, đẩy nhanh tiến độ phát triển mỏ bù đắp phần sản lượng thiếu hụt tại các mỏ hiện hữu và gia tăng sản lượng khai thác theo kế hoạch đề ra". Thực hiện chiến lược xây dựng và phát triển PVEP trở thành công ty dầu khí quốc tế mạnh đứng trong nhóm ba công ty dầu khí hàng đầu khu vực vào năm 2015, công tác đầu tư thăm dò khai thác dầu khí trong và ngoài nước sẽ được PVEP tiếp tục tích cực thực hiện trên nguyên tắc hiệu quả kinh tế, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng cho đất nước.

Việt Hà

XÂY DỰNG CHIẾN LƯỢC
tìm kiếm thăm dò dài hạn

Theo TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, mục tiêu xuyên suốt của Tập đoàn trong lĩnh vực "xương sống" là tiếp tục duy trì nhịp độ gia tăng trữ lượng từ 30 - 35 triệu tấn quy dầu/năm ở cả trong và ngoài nước, tăng cường gia tăng trữ lượng ở nước ngoài để bổ trợ cho nỗ lực gia tăng trữ lượng trong nước. Do đó, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Liên doanh Việt - Nga (Vietsovpetro) cần sớm có chiến lược tìm kiếm thăm dò dài hạn, ít nhất đến năm 2015.

Ngày 10/5/2012, tại Hà Nội, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ III dưới sự chủ trì của PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín - Trưởng Tiểu ban, cùng hai Phó trưởng Tiểu ban ông Nguyễn Văn Toàn và TS. Nguyễn Tiến Long. Tại Kỳ họp, các đại biểu đã nghe các báo cáo và tham luận: Một số ý kiến về công tác đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí; khu vực ưu tiên cho các dự án tìm kiếm thăm dò và mua tài sản của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) ở nước ngoài; phát hiện Cá Voi Xanh, lô 118 bể Sông Hồng; thực trạng và giải pháp đưa các phát hiện dầu khí vào phát triển và khai thác; một số định hướng ban đầu trong chiến lược thăm dò và thẩm lượng của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí ở khu vực bồn trũng Cửu Long và Bắc vịnh Bắc bộ...

TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Kỳ họp lần thứ III của Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí. Ảnh: Văn Khoa

Về công tác đầu tư tìm kiếm thăm dò dầu khí, Tiểu ban thống nhất cần tiếp tục đẩy mạnh, tăng cường công tác nghiên cứu điều tra cơ bản đặc biệt là các khu vực còn mở, nước sâu, xa bờ; tập trung đầu tư nghiên cứu các đối tượng mới (tập E, tập G bể Cửu Long…), các đối tượng phi truyền thống. Khu vực nước sâu xa bờ phải có chiến lược cụ thể, rõ ràng và khẩn trương. Có chính sách và chế độ ưu tiên đối với các đơn vị thăm dò khai thác của Tập đoàn (PVEP, Vietsovpetro) so với các nhà đầu tư nước ngoài nhằm thúc đẩy và gia tăng hoạt động tìm kiếm thăm dò của Tập đoàn ở trong nước.

Đối với khu vực ưu tiên cho các dự án thăm dò khai thác và mua tài sản của PVEP ở nước ngoài, Tiểu ban cho rằng, cần phải đưa ra những tiêu chí cụ thể (về vị trí địa lý, đặc điểm địa chất dầu khí, đặc điểm chính trị, luật pháp…) để xác định thứ tự vùng ưu tiên, đâu là thị trường chiến lược để có kế hoạch đầu tư. Công tác đầu tư tìm kiếm thăm dò ở nước ngoài cần có chọn lọc, chỉ nên đầu tư ở những vùng/những thị trường trọng điểm, có triển vọng và ít rủi ro. PVEP cần tổng hợp các dự án đầu tư nước ngoài từ trước đến nay để tổ chức hội thảo, rút kinh nghiệm.

Cũng theo đề xuất của Tiểu ban, đối với các mỏ nhỏ, mỏ cận biên phải có giải pháp thích hợp cả về công nghệ cũng như cơ chế để đảm bảo hiệu quả đầu tư. Giải pháp

công nghệ bao gồm: tối ưu hoá thiết kế, áp dụng các thiết bị phù hợp để có thể sử dụng cho nhiều mỏ nhỏ; sử dụng các công nghệ khoan tối ưu, chế tạo các giàn mẫu để giảm thiểu đầu tư. Giải pháp về cơ chế, tập trung kiến nghị với Chính phủ có sự điều chỉnh về chính sách thuế cho PVEP, Vietsovpetro và các nhà đầu tư khác khi đầu tư vào các mỏ nhỏ, mỏ cận biên. Giải pháp quản lý, hạn chế chỉ định thầu, tăng cường đấu thầu rộng rãi; đưa các nhà thầu chuyên cung cấp hệ thống khai thác mỏ nhỏ tham gia vào đầu tư khai thác, phát triển mỏ; cải tiến quy trình thẩm định, phê duyệt dự án.

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Chủ tịch Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn đánh giá cao các vấn đề chuyên môn được thảo luận tại các kỳ họp của Tiểu ban Thăm dò Khai thác cùng Hội đồng Khoa học và Công nghệ đã tư vấn/giúp lãnh đạo Tập đoàn trong công tác quản lý và điều hành trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí trong và ngoài nước. Mục tiêu xuyên suốt của Tập đoàn trong lĩnh vực "xương sống" là tiếp tục duy trì nhịp độ gia tăng trữ lượng từ 30 - 35 triệu tấn quy dầu/năm ở cả trong và ngoài nước, tăng cường gia tăng trữ lượng ở nước ngoài để bổ trợ cho nỗ lực gia tăng trữ lượng trong nước. Do đó, PVEP và Vietsovpetro cần sớm có chiến lược tìm kiếm thăm dò dài hạn (ít nhất đến năm 2015); khẩn trương phê duyệt chương trình thăm dò, thẩm lượng tổng thể (hiện chỉ phê duyệt chương trình công tác và ngân sách hàng năm). Tiểu ban Thăm dò Khai thác, Ban Tìm kiếm Thăm dò Tập đoàn cùng với PVEP khẩn trương soạn thảo dự thảo tiêu chí tìm kiếm thăm dò ở nước ngoài trình lãnh đạo Tập đoàn.

Phó Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Thập yêu cầu Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí tiếp tục nghiên cứu phát triển và đưa các mỏ nhỏ, mỏ cận biên vào khai thác; Hội Dầu khí Việt Nam triển khai cập nhật Quy chế phân cấp trữ lượng; hoàn chỉnh việc sửa hợp đồng dầu khí mẫu trình Bộ Công Thương. Nguồn nhân lực lĩnh vực E&P còn mỏng, chưa đào tạo được lực lượng kế cận phù hợp - TS. Nguyễn Quốc Thập nhấn mạnh cần đẩy mạnh các loại hình đào tạo/thay thế, đặc biệt là đào tạo qua công việc, đó là cách nhanh nhất để đào tạo cán bộ, chuyên gia.

Theo kế hoạch, Kỳ họp thứ IV của Tiểu ban Thăm dò Khai thác sẽ tập trung thảo luận các nội dung sau: các vấn đề cần chỉnh sửa, cập nhật trong Quy chế phân cấp trữ lượng, Quy chế khai thác sau một năm áp dụng; phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên; các tiêu chí tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ở nước ngoài; chương trình nghiên cứu gas hydrate, bẫy chứa phi truyền thống; xem xét thảo luận về chương trình nghiên cứu KHCN thuộc lĩnh vực E&P năm 2013.

Lê Khoa

Giàn công nghệ khai thác trung tâm tại mỏ Sư Tử Vàng. Ảnh: CTV

TÁI CẤU TRÚC TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM GIAI ĐOẠN 2012 - 2015:

Nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh để phát triển bền vững

Với sự tham gia của nhiều chuyên gia từ Văn phòng Chính phủ, các Bộ, Ngành liên quan, Hội thảo bàn về công tác tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015 đã xoay quanh các giải pháp nhằm đưa Petrovietnam tiếp tục phát triển mạnh hơn, nâng cao hiệu quả, sức cạnh tranh và phát triển bền vững, đảm bảo thực hiện thắng lợi Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, trước mắt thực hiện thành công kế hoạch 5 năm 2011 - 2015.

Ông Phạm Tuấn Anh - Phó Vụ trưởng Vụ Đổi mới Doanh nghiệp - Văn phòng Chính phủ phát biểu tại Hội thảo. Ảnh: Ngọc Linh

Tái cấu trúc gắn với đổi mới mô hình tăng trưởng

Ngày 24/5/2012, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội thảo công tác tái cấu trúc doanh nghiệp và phổ biến Bộ chỉ số PVN Index nhằm cung cấp cách nhìn tổng quan hơn đối với công tác tái cấu trúc và quản trị doanh nghiệp, cập nhật các chủ trương chính sách của Nhà nước đối với công tác sắp xếp đổi mới doanh nghiệp, để việc triển khai Đề án tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam giai đoạn 2012 - 2015 đạt hiệu quả cao nhất. TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, thực hiện chủ trương của Đảng và Nhà nước về việc đẩy mạnh tái cơ cấu doanh nghiệp Nhà nước, Tập đoàn Dầu khí đang tiếp tục đẩy mạnh công tác sắp xếp, đổi mới, tái cấu trúc, tập trung vào ngành nghề sản xuất kinh doanh chính, nâng cao sức cạnh tranh của các đơn vị trong Tập đoàn, bảo đảm phát triển bền vững, thực hiện thắng lợi Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2025.

Tại Hội thảo, ông Phạm Tuấn Anh - Phó Vụ trưởng Vụ Đổi mới Doanh nghiệp, Văn phòng Chính phủ đã chia sẻ thông tin liên quan đến thực trạng sắp xếp đổi mới doanh nghiệp Nhà nước và mục tiêu, nhiệm vụ, giải pháp tái cấu trúc doanh nghiệp Nhà nước trong giai đoạn tới. Theo đó, tái cấu trúc doanh nghiệp Nhà nước phải gắn với đổi mới mô hình tăng trưởng; cơ cấu lại ngành nghề kinh doanh, chiến lược phát triển, tổ chức sản xuất, kinh doanh, đầu tư phát triển và lao động; đẩy mạnh đa dạng hóa sở hữu đối với các tập đoàn kinh tế; xử lý dứt điểm đối với các tập đoàn kinh tế và doanh nghiệp thành viên có khó khăn, làm ăn thua lỗ; đổi mới, bổ sung, hoàn thiện cơ chế chính sách; đổi mới tổ chức và hoạt động của các tổ chức đảng, đoàn thể trong tập đoàn kinh tế. Gợi mở những giải pháp cho tái cấu trúc doanh nghiệp Nhà nước trong thời điểm hiện nay, ông Phạm Tuấn Anh nhấn mạnh: Việc tái cấu trúc doanh nghiệp Nhà nước tiến hành theo các ngành, lĩnh vực kinh doanh không phân biệt cấp cơ quan quản lý để sử dụng có hiệu quả hơn cơ sở vật chất. Đối với tái cơ

cấu nội bộ, các doanh nghiệp tiến hành theo tiêu chí chỉ kinh doanh mặt hàng chính, những ngành có liên quan phục vụ trực tiếp cho phát triển, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp.

Ông Khiếu Hữu Bộ - Phó Vụ trưởng Vụ Tổ chức cán bộ, Bộ Công Thương khẳng định, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam là đơn vị đi đầu trong công tác sắp xếp, cổ phần hóa các doanh nghiệp trực thuộc. Để nâng cao năng lực cạnh tranh và mô hình tổ chức của Tập đoàn trong quá trình tái cấu trúc, ông Khiếu Hữu Bộ cho rằng, việc tái cấu trúc Tập đoàn cần tập trung sắp xếp lại chiến lược kinh doanh ở cả trong nước và nước ngoài, nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp, rà soát lại các dự án đầu tư, thực hiện thoái vốn theo lộ trình cụ thể với các lĩnh vực ngân hàng, bảo hiểm, chứng khoán, bất động sản. Trong điều kiện thị trường chứng khoán như hiện nay, việc thoái vốn này cần tính đến các điều kiện cụ thể, có lộ trình hợp lý để tái cấu trúc tài chính trước năm 2015.

Đối với lĩnh vực công nghiệp điện, Bộ Công Thương đề nghị sau khi sắp xếp, thu gọn đầu mối lại các đơn vị thành viên của Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power), cần có định hướng đa dạng hóa sở hữu Tổng công ty này để bảo đảm phù hợp với lộ trình phát điện cạnh tranh theo quy định và cần xem xét thêm việc định hướng để PV Power tham gia vào các lĩnh vực truyền tải điện. Nhất trí việc thu gọn đầu mối kinh doanh xăng dầu như đề xuất của Tập đoàn, nhưng Bộ Công Thương cho rằng do Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) và Tổng công ty Thương mại Kỹ thuật & Đầu tư (PETEC) hoạt động theo 2 mô hình khác nhau nên cần có nghiên cứu cụ thể, chi tiết để phù hợp với quy định của pháp luật và quyền lợi của các cổ đông; cần nghiên cứu việc sắp xếp Công ty CP Bất động sản trong Tổng công ty PETEC…

Phân loại và định hướng tỷ lệ nắm giữ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại các doanh nghiệp Cấp II (theo Đề án tái cấu trúc Tập đoàn giai đoạn 2012 - 2015 Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trình Chính phủ xem xét, phê duyệt)

1. Nhóm doanh nghiệp chủ chốt

- Hoạt động trong 5 lĩnh vực kinh doanh chính của Tập đoàn (tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; lọc hóa dầu; công nghiệp khí; công nghiệp điện; dịch vụ dầu khí chất lượng cao) và thuộc ngành, nghề kinh doanh chính quy định tại Điều lệ của Tập đoàn.

- Là những doanh nghiệp do Tập đoàn nắm giữ hoặc có định hướng nắm giữ từ 51% đến 100% vốn điều lệ. Tỷ lệ nắm giữ từng thời điểm sẽ được thực hiện theo tình hình hoạt động cụ thể của doanh nghiệp và thị trường.

2. Nhóm các doanh nghiệp do Tập đoàn nắm quyền chi phối ngoài vốn

- Hoạt động trong lĩnh vực thuộc ngành, nghề kinh doanh có liên quan đến ngành, nghề kinh doanh chính quy định tại Điều lệ của Tập đoàn.

- Là những doanh nghiệp do Tập đoàn nắm giữ hoặc có định hướng nắm giữ dưới 51% vốn điều lệ nhưng không thấp hơn 36% vốn điều lệ và nắm quyền chi phối khác ngoài vốn.

- Đối với nhóm doanh nghiệp này, người đại diện Tập đoàn nghiên cứu, báo cáo Tập đoàn các nội dung bổ sung Điều lệ doanh nghiệp để đảm bảo quyền chi phối khác ngoài vốn và việc thực hiện công tác kiểm toán nội bộ của Tập đoàn.

3. Nhóm doanh nghiệp liên kết

- Là những doanh nghiệp do Tập đoàn nắm dưới 36% vốn điều lệ và các công ty hoạt động ở nước ngoài, có thỏa thuận liên kết với Tập đoàn theo quy định tại Điều lệ của Tập đoàn.

- Hoạt động trong lĩnh vực thuộc ngành nghề kinh doanh có liên quan đến ngành nghề kinh doanh chính.

- Có quan hệ gắn bó lâu dài về lợi ích kinh tế, công nghệ, thị trường và các dịch vụ kinh doanh khác với Tập đoàn hoặc doanh nghiệp/đơn vị thành viên Tập đoàn tùy từng thời điểm cụ thể.

Lắp đặt chân đế Đại Hùng. Ảnh: CTV

Để nâng cao năng lực cạnh tranh và hoàn thiện mô hình trong giai đoạn tới, Phó Vụ trưởng Vụ Tổ chức cán bộ Bộ Công Thương nhấn mạnh Tập đoàn cần tiếp tục rà soát lại ngành nghề, lĩnh vực kinh doanh chính để có thể tận dụng hết lợi thế, tiềm năng phát triển và tránh xu hướng đầu tư dàn trải và cạnh tranh không cần thiết. Bên cạnh đó, Tập đoàn cần tiếp tục triển khai cổ phần hóa theo hướng giảm dần phần vốn nắm giữ của Tập đoàn ở các đơn vị thành viên không cần thiết nhằm ưu tiên nguồn tài chính cho các hoạt động mũi nhọn theo chiến lược phát triển để ra; đồng thời nâng cao tính minh bạch trong hoạt động cũng như thu hút được nguồn lực xã hội. Việc sắp xếp và đổi mới cơ cấu tổ chức triển khai bằng các giải pháp như đầu tư tài chính, phát triển thị trường, đột phá về khoa học công nghệ và đào tạo, an toàn và bảo vệ môi trường; trong đó, các giải pháp đột phá về con người, về khoa học công nghệ và quản lý mang tính chất quyết định, chú trọng công tác đào tạo cán bộ, đảm bảo cán bộ đủ năng lực tổ chức triển khai công tác nghiên cứu khoa học, đổi mới công tác tổ chức nghiên cứu, sắp xếp lại các cơ sở nghiên cứu khoa học và đào tạo theo hướng tập trung và chuyên sâu để khoa học công nghệ thật sự trở thành động lực phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Nhiều "rào cản" khi tiến hành tái cấu trúc

Một trong những "rào cản" lớn doanh nghiệp gặp phải trong quá trình thực hiện tái cấu trúc là lộ trình thoái vốn. Về vấn đề này, ông Phạm Tuấn Anh - Phó Vụ trưởng Vụ Đổi mới Doanh nghiệp, Văn phòng Chính phủ cho biết, thoái vốn ngoài ngành trước năm 2015 sẽ theo ba hướng: tập đoàn, tổng công ty Nhà nước bán phần vốn Nhà nước cho các đơn vị bên ngoài; bán, chuyển phần vốn Nhà nước về tập đoàn, tổng công ty Nhà nước có ngành nghề kinh doanh chính phù hợp; chuyển nhượng toàn bộ hoặc chuyển giao nguyên trạng doanh nghiệp đang nắm giữ sang tập đoàn và tổng công ty Nhà nước khác có cùng ngành nghề. Tuy nhiên, ngay cả thực hiện thoái vốn theo cách này, tập đoàn, tổng công ty Nhà nước cũng rất khó thực hiện và nếu thực hiện cũng không thể thu hồi toàn bộ vốn ban đầu bởi tiến trình này diễn ra đồng loạt trong bối cảnh nền kinh tế suy thoái, ông Phạm Tuấn Anh nhận định.

Ông Lại Văn Xuân - Trưởng phòng Cục Tài chính Doanh nghiệp, Bộ Tài chính cũng cho biết: Tính toán trên phương diện hiệu quả kinh tế, các doanh nghiệp Nhà nước thoái vốn thời điểm thị trường khó khăn sẽ lỗ và khả năng chỉ thu về được khoảng 50% vốn ban đầu, nhưng còn có dòng vốn để sản xuất kinh doanh. Tuy nhiên, chủ

PV OIL sẽ sắp xếp thống nhất lại hệ thống kinh doanh xăng dầu. Ảnh: Phương Hiền

trương tái cơ cấu lại toàn bộ nền kinh tế đã được thông qua nên dù trong hoàn cảnh nào thì các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước vẫn phải thoái vốn đầu tư trái ngành xong trước năm 2015.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Nguyễn Tiến Dũng cho biết, Đề án tổng thể tái cấu trúc Petrovietnam đã trình lên Thủ tướng Chính phủ xem xét và được nhiều Bộ, Ngành chức năng đánh giá là phương án quyết liệt, nhất quán bởi từ nay đến 2015, Tập đoàn sẽ thoái vốn hoàn toàn ở doanh nghiệp trái ngành và giảm vốn theo tỷ lệ tại hầu hết các đơn vị thành viên để tập trung nguồn lực cho 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi gồm: tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí; lọc hóa dầu; công nghiệp khí; công nghiệp điện; dịch vụ dầu khí chất lượng cao. Mặc dù quyết tâm cao như vậy nhưng khi đi vào từng vấn đề cụ thể, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam gặp nhiều khó khăn vướng mắc nhất là vẫn chưa tìm được giải pháp hỗ trợ tài chính trong quá trình thoái vốn tại các đơn vị đầu tư ngoài lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính.

Theo TS. Nguyễn Tiến Dũng, mục tiêu tái cấu trúc là để tăng hiệu quả nhưng điều này không đồng nghĩa với việc "cứ tái cấu trúc xong là có thể đạt hiệu quả ngay" mà cần có thời gian, sự hỗ trợ về tài chính, về quản trị thì mới có thể tăng hiệu quả được. Trong tình hình khủng hoảng tài chính, kinh tế như hiện nay, "muốn thoái vốn phải chấp nhận lỗ để có dòng tiền khôi phục sản xuất". Các quy định hiện hành không cho phép tập đoàn hỗ trợ tài chính cho các đơn vị thành viên, Tập đoàn "không có cách nào xử lý được nguồn tài chính để các đơn vị thực hiện quá trình tái cấu trúc", ngay cả khi sắp xếp trong nội bộ và chuyển giao theo giá 1:1. "Đây là những vấn đề rất quan trọng, không làm thì không thể thực hiện tái cấu trúc được", TS. Nguyễn Tiến Dũng khẳng định.

Tại Hội thảo, Công ty CP Chứng khoán Dầu khí (PSI) đã thực hiện phổ biến Bộ chỉ số PVN Index và hướng dẫn các đơn vị về cách thức tham gia, quản lý và vận hành Bộ chỉ số PVN Index. Hiện nay, Bộ chỉ số PVN Index được đăng tải trên kênh thông tin Bloomberg, là kênh thông tin đầy đủ về Ngành Dầu khí Việt Nam, giúp các nhà đầu tư đặc biệt là các nhà đầu tư nước ngoài dễ dàng hơn trong việc tiếp cận thông tin về hoạt động và hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp. Theo Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Nguyễn Tiến Dũng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đầu tư xây dựng bộ chỉ số đạt tiêu chuẩn quốc tế, thể hiện quyết tâm của các doanh nghiệp nghiệp dầu khí trong quá tái cấu trúc phải niêm yết, phải đảm bảo minh bạch hóa thông tin và xây dựng hệ thống quản trị tốt nhất.

Bộ chỉ số PVN Index trên Bloomberg giúp các nhà đầu tư nước ngoài dễ dàng tiếp cận thông tin về hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của các doanh nghiệp trong Ngành Dầu khí. Ảnh: PSI

Trong khi vấn đề thoái vốn đầu tư vẫn chưa tìm được phương án hiệu quả để vừa đảm bảo tiến độ thoái vốn, vừa hạn chế thiệt hại cho Nhà nước đến mức thấp nhất, theo kinh nghiệm của nhiều tư vấn quốc tế, thoái vốn không nên hiểu cứng nhắc là phải giảm vốn ngay. Trước khi thoái vốn, các doanh nghiệp cần được chăm lo, hỗ trợ thay đổi cách quản trị để hoạt động hiệu quả. Vì vậy, giải pháp chính là các cơ quan quản lý cần cân nhắc mọi khía cạnh để có hành lang pháp lý phù hợp, tạo điều kiện cho các doanh nghiệp Nhà nước thực hiện tái cấu trúc trong bối cảnh cụ thể của Việt Nam. Trong Đề án tái cấu trúc trình Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng đề xuất Chính phủ chấp thuận để Tập đoàn có các chính sách hỗ trợ về vốn đối với các doanh nghiệp/đơn vị thành viên trong quá trình tái cấu trúc.

Hà Linh

PV POWER đẩy nhanh tiến độ các dự án trong Sơ đồ điện 7

"Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) cần đẩy nhanh tiến độ các dự án điện trong Sơ đồ điện 7 đã được Chính phủ phê duyệt, phải tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh, đồng thời phải chú trọng phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng sạch nhằm mục tiêu phát triển nhanh, mạnh và bền vững" - Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc nhấn mạnh tại Lễ kỷ niệm 5 năm ngày thành lập và đón nhận Huân chương Lao động hạng Ba của PV Power diễn ra ngày 17/5/2012.

Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc trao Huân chương Lao động hạng Ba cho PV Power. Ảnh: CTV

Tham gia thị trường phát điện cạnh tranh

Phó Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá cao những nỗ lực của Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam: "Mặc dù là "tân binh" với 5 năm hình thành, phát triển nhưng PV Power đã nỗ lực vượt qua nhiều khó khăn thách thức để trở thành một trong năm đơn vị nòng cốt của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, trở thành nhà cung cấp điện lớn thứ hai tại Việt Nam, với tổng công suất đạt lên tới 2.700MW, hàng năm cung cấp 15% tổng sản lượng điện toàn hệ thống". Phó Thủ tướng Chính phủ nhấn mạnh, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Tổng sơ đồ điện 7, trong đó có nhiều dự án do PV Power đảm nhận. Do đó, PV Power cần đảm bảo tiến độ, chất lượng các dự án này, đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Bên cạnh đó, PV Power phải tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh, đồng thời chú trọng phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng sạch nhằm mục tiêu phát triển nhanh, mạnh và bền vững. Với mục tiêu chiếm 30% tổng sản lượng điện hệ thống, PV Power cần tập trung mọi nguồn lực, hoàn thành đúng tiến độ các dự án điện được giao.

Tuy nhiên, trong quá trình phát triển và triển khai các dự án, Tổng công ty cần tuân thủ nghiêm ngặt các quy trình, quy phạm pháp luật, thực hiện tốt công tác giám sát, thanh tra nhằm chống tham nhũng, lãng phí. Việt Nam có tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng gió rất lớn nhưng đến nay mới chỉ có dự án điện gió công suất 30MW do tư nhân đầu tư. Với tiềm lực tài chính và con người của PV Power, Tổng công ty cần tập trung nghiên cứu và phát triển nguồn năng lượng này. Phó Thủ tướng nhấn mạnh, thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh là một nhiệm vụ quan trọng trong giai đoạn hiện nay; trong đó, Chính phủ xác định đưa giá điện tiến sát với giá thị trường trong thời gian sớm nhất để đảm bảo hài hòa quyền lợi của doanh nghiệp và người tiêu dùng. Từ nay đến năm 2013, khi tình trạng

lạm phát cao được kiểm soát, Chính phủ sẽ xem xét quyết định để đảm bảo giá điện, giá than, giá xăng dầu tiến sát với giá thị trường.

Cung cấp trên 44,5 tỷ kWh điện

Qua 5 năm hình thành và phát triển, PV Power đã khẳng định vai trò đơn vị chủ lực của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, là nhà cung cấp điện năng lớn thứ hai của đất nước với tổng công suất chiếm 15% toàn hệ thống. Với việc đưa 4 nhà máy điện trọng điểm có tổng công suất đạt khoảng 2.700MW đi vào hoạt động, đến nay, tổng sản lượng điện lũy kế PV Power cung cấp cho hệ thống điện Quốc gia đã vượt 44,5 tỷ kWh, doanh thu từ sản xuất điện đạt 56.000 tỷ đồng, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Thực hiện chủ trương ưu tiên sử dụng dịch vụ trong nước, PV Power đã chú trọng phát triển dịch vụ kỹ thuật điện. Đến nay, PV Power đã từng bước làm chủ công nghệ, thiết bị các nhà máy điện. Công tác bảo trì bảo dưỡng hàng năm đem lại gần 1.000 tỷ đồng doanh thu cho PV Power, góp phần tiết giảm chi phí sản xuất, tăng nguồn thu cho Nhà nước. Ngoài việc đảm bảo vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy điện đã và đang vận hành phát điện, PV Power còn đầu tư xây dựng, phát triển các dự án điện. Ông Vũ Huy Quang - Tổng giám đốc PV Power cho biết, đó là một trong những công tác trọng điểm của Tổng công ty. Đến thời điểm này, PV Power đã đầu tư vào hơn 20 dự án nguồn điện trong và ngoài nước…

Từ nay đến cuối năm 2012, PV Power sẽ đưa vào vận hành ổn định Nhà máy Phong điện Phú Quý (Bình Thuận), Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 (Hà Tĩnh) và phát điện Nhà máy Thủy điện Hủa Na (Nghệ An). Bên cạnh đó, PV Power cũng đang đẩy mạnh công tác đào tạo, tuyển dụng để chuẩn bị lực lượng vận hành cho một loạt các nhà máy nhiệt điện than công suất lớn như Thái Bình 2, Sông Hậu, Quảng Trạch, Long Phú. Đồng thời, PV Power hướng đến là đơn vị tiên phong trong lĩnh vực phát triển năng lượng sạch, năng lượng tái tạo trong ngành điện Việt Nam. Dự kiến, sắp tới PV Power sẽ đưa Nhà máy Phong điện Phú Quý (Bình Thuận) vào vận hành.

Theo định hướng phát triển, đến năm 2015, PV Power hướng tới mục tiêu trở thành một Tổng công ty công nghiệp thương mại mạnh, sản xuất kinh doanh điện và các sản phẩm dịch vụ liên quan, xây dựng PV Power thành thương hiệu mạnh, có uy tín trong khu vực và trên thị trường quốc tế. Đẩy mạnh xây dựng và phát triển nguồn điện, sản xuất kinh doanh điện đa năng, phấn đấu đứng đầu cả nước về sản lượng điện khí, đứng thứ hai sau Tập đoàn Điện lực Việt Nam về tổng sản lượng thuỷ điện và tổng sản lượng điện cung cấp. Từ nay đến năm 2015, tổng sản lượng điện của PV Power sẽ chiếm từ 15 - 20% tổng công suất toàn quốc và tới năm 2025 dự tính sẽ chiếm từ 25 - 30%. Hiện PV Power đang tập trung phát triển các dự án nhiệt điện than, điện khí, đồng thời chú trọng phát triển nguồn năng lượng sạch từ gió, mặt trời, thủy triều...

Ngọc Linh

Chuẩn bị đưa dự án Phong điện Phú Quý vào vận hành

Dự án Phong điện Phú Quý có công suất giai đoạn 1 là 6MW, bao gồm 3 trụ turbine, chiều cao của mỗi trụ tháp turbine là 60m, gồm 3 cánh quạt, mỗi cánh dài 37m để hứng gió, đường kính khi quạt quay là 75m. Công suất trung bình của một turbine gió tạo ra 2MW điện. Trọng lượng của mỗi trụ tháp nặng khoảng 175 tấn (được chia làm 4 đoạn để lắp đặt) và mỗi cánh quạt nặng 6 tấn, trong đó riêng thân turbine nặng tới 60 tấn. Riêng về tính năng hoạt động, với tốc độ gió trung bình 6,7m/giây ở đảo Phú Quý rất lý tưởng để các cánh quạt turbine quay đều, trong khi chỉ với tốc độ gió 3 - 4m/giây thì cánh quạt turbine gió của phong điện đã có thể quay, turbine sẽ phát điện. Dự án có tổng vốn đầu tư 335 tỷ đồng do Công ty TNHH MTV Năng lượng Tái tạo Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power RE) làm chủ đầu tư. Đây là dự án phong điện đầu tiên của Việt Nam với sản lượng điện sản xuất bình quân hàng năm khoảng 25,4 triệu kWh.

Dự án Phong điện Phú Quý dự kiến sẽ được đưa vào vận hành trong Quý II/2012 . Ảnh: CTV

CHỦ ĐỘNG PHÒNG NGỪA, diễn tập ứng phó tình huống khẩn cấp

Theo ông Lê Hồng Thái - Trưởng Tiểu ban An toàn Sức khỏe Môi trường (thuộc Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam), các đơn vị cần soạn thảo kế hoạch ứng cứu tình huống khẩn cấp cụ thể tại các công trình sản xuất, tiến hành thường xuyên hoạt động diễn tập ứng cứu tình huống khẩn cấp có sự phối hợp của các lực lượng tại địa phương. Tùy theo đặc thù của mỗi công trình, mọi tình huống sự cố có thể xảy ra phải được phân tích chi tiết và đề ra quy trình cụ thể để mỗi nhân viên, nhóm nhân viên làm việc trên công trình thực hiện nhằm ứng cứu kịp thời và hiệu quả.

Tại Kỳ họp III - Tiểu ban An toàn Sức khỏe Môi trường được tổ chức mới đây, các đại biểu đã tập trung thảo luận xung quanh các vấn đề: "Bảo đảm an toàn trong công tác chuẩn bị vận hành Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2"; "Công tác phòng ngừa, diễn tập ứng phó tình huống khẩn cấp và những bài học kinh nghiệm tại Vietsovpetro", "Trao đổi kinh nghiệm trong công tác cập nhật các vấn đề pháp lý về an toàn sức khỏe môi trường"; "Công tác quản lý tàu dầu của Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí Việt Nam"; "Chương trình nhân viên an toàn tại chi nhánh Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam - Công ty Tàu dịch vụ Dầu khí"…

Một góc Nhà máy điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: CTV

Trong đó, công tác phòng ngừa, diễn tập ứng phó tình huống khẩn cấp là một trong những vấn đề được Tiểu ban quan tâm dành nhiều thời gian thảo luận. Thực tế cho thấy, để đảm bảo sản xuất liên tục, Vietsovpetro luôn chú trọng thực hiện công tác phòng ngừa, chủ động xây dựng kế hoạch phòng chống, ứng phó mọi tình huống khẩn cấp trong sản xuất cũng như các tình huống thiên tai. Các kế hoạch sau khi xây dựng, phê duyệt đều hướng dẫn đến toàn thể nhân viên với mục đích giúp người lao động làm quen với các tình huống sự cố có thể xảy ra. Cụ thể, khi gặp sự cố đứt ống mềm nhận dầu của tàu FSO PTSC Bạch Hổ gây ra sự cố tràn dầu (ngày 17/6/2011), Vietsovpetro đã huy động lực lượng ứng cứu khẩn cấp phối hợp với các đơn vị liên quan triển khai kế hoạch ứng cứu kiểm soát hiệu quả sự cố trên, tránh rò rỉ dầu ra môi trường. Công tác ứng cứu khẩn cấp của Vietsovpetro thể hiện sự chuyên nghiệp, kịp thời, quyết đoán và phù hợp với tình hình trên các mỏ, các phòng ban chuyên môn phối hợp tốt, đúng thời gian quy định trong "Kế hoạch ứng phó sự cố khẩn cấp" của Vietsovpetro. Tiểu ban An toàn Sức khỏe Môi trường cho rằng, tùy thuộc vào đặc thù của mỗi công trình, mọi tình huống sự cố có thể xảy ra phải được phân

Tàu PTSC Bạch Hổ. Ảnh: PTSC

tích chi tiết và đề ra các quy trình mà mỗi nhân viên, nhóm nhân viên làm việc trên công trình phải thực hiện khi xảy ra sự cố.

Theo ông Lê Hồng Thái - Trưởng Tiểu ban An toàn Sức khỏe Môi trường, Phó Trưởng Ban phụ trách Ban An toàn Sức khỏe Môi trường Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các đơn vị cần tiến hành thường xuyên hoạt động diễn tập ứng cứu tình huống khẩn cấp có sự phối hợp của các lực lượng tại địa phương. Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần tổ chức các đợt diễn tập phối hợp giữa các đơn vị để việc phối hợp được tốt, giảm thiểu thiệt hại khi sự cố xảy ra.

Về công tác đảm bảo an toàn Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2, Tiểu ban An toàn Sức khỏe Môi trường đánh giá Nhà máy tuy mới đi vào hoạt động nhưng đã thực hiện đầy đủ thủ tục theo quy định pháp luật của Nhà nước, cụ thể là thủ tục xin cấp giấy chứng nhận đủ điều kiện về phòng cháy chữa cháy, giấy phép sử dụng nước mặt, giấy phép xả thải… Công tác quản lý an toàn môi trường tại Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 được thực hiện nghiêm ngặt các quy trình vận hành, bảo dưỡng, kiểm tra, giám sát. Tuy nhiên, để phát huy hiệu quả công tác này, Tiểu ban đề nghị đơn vị trực tiếp quản lý, vận hành Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 sớm xây dựng và hoàn thiện các quy trình vận hành tại Nhà máy, xây dựng và triển khai áp dụng Hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường; đồng thời rà soát, cập nhật thường xuyên các văn bản pháp luật liên quan đến công tác này để áp dụng đầy đủ theo yêu cầu pháp luật, đặc biệt là công tác giám sát môi trường, chất thải nguy hại…

Chương trình nhân viên an toàn tại Công ty Tàu Dịch vụ Dầu khí (PTSC Marine) nhằm tăng cường nhận thức về an toàn vệ sinh lao động, tuân thủ nội quy lao động và các yêu cầu của Hệ thống quản lý an toàn; phát hiện sớm các mối nguy và đưa ra biện pháp khắc phục phù hợp; thu thập các bài học thực tế về an toàn để chia sẻ cho toàn bộ đội tàu của Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam. Tiểu ban cho rằng, cần phát động phong trào nhân viên an toàn đến toàn thể người lao động trong Công ty và các tàu thuê ngoài; đào tạo tuyên truyền huấn luyện nâng cao nhận thức công tác an toàn sức khỏe môi trường để có thể nhận biết được hành động/điều kiện mất an toàn cho người lao động của Công ty và cho thuyền viên tàu thuê ngoài. PTSC Marine cũng cần xét và trao giải cho các báo cáo nhận diện nguy hiểm có ý nghĩa nhất và người báo cáo tích cực nhất nhằm động viên khuyến khích việc thực hiện báo cáo nhận diện nguy hiểm.

Đặc biệt, từ tham luận "Trao đổi kinh nghiệm trong công tác cập nhật các vấn đề pháp lý về an toàn sức khỏe môi trường", Trưởng Tiểu ban An toàn Sức khỏe Môi trường đề nghị các đơn vị cần thường xuyên cập nhật các văn bản pháp quy của Nhà nước, của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. "Việc cập nhật phải tiến hành xem xét quy định cụ thể trong văn bản để xác định các nội dung thay đổi cần chỉnh sửa đối với hệ thống quản lý an toàn sức khỏe môi trường của đơn vị mình, bảo đảm công tác cập nhật kịp thời và có hiệu quả" - ông Lê Hồng Thái nhấn mạnh.

Thanh Ngọc

Đặc điểm cấu trúc địa chất khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây dựa trên kết quả minh giải tài liệu địa chấn

ThS. Lê Đức Công, PGS.TS. Nguyễn Trọng Tín, TS. Trịnh Xuân Cường
KS. Nguyễn Hữu Quỳnh, CN. Nguyễn Đăng Hoàng
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây là khu vực nước sâu xa bờ, có diện tích khoảng 150.000km². Hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí ở khu vực này trong những năm gần đây đã được quan tâm và có thêm các khảo sát địa chấn cũng như nghiên cứu về địa chất và tiềm năng khoáng sản, đặc biệt là tiềm năng dầu khí. Đặc điểm cấu trúc địa chất khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây và lân cận rất phức tạp, chưa được làm sáng tỏ. Ngoài ra, độ sâu mực nước biển trong khu vực thay đổi từ vài chục mét tại các bãi ngầm đến vài trăm mét và sâu hơn từ 1.000 - 2.800m cũng ảnh hưởng lớn đến công tác khảo sát và nghiên cứu. Trong khu vực này chỉ có một giếng khoan PV-94-2X trên khối nâng Tư Chính đã làm sáng tỏ một phần về cấu trúc địa chất, nhưng nhìn chung chưa đủ cơ sở để đánh giá về địa chất và tiềm năng khoáng sản của cả khu vực. Trong bài viết này, các tác giả phân tích đặc điểm cấu trúc địa chất của khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây dựa trên các kết quả minh giải tài liệu địa chấn 2D đến thời điểm hiện tại.

Kết quả minh giải tài liệu địa chấn 2D cho toàn bộ khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây thể hiện qua các bản đồ cấu trúc được thành lập mới bao gồm: bản đồ nóc móng trước Đệ tam, Oligocen, Miocen dưới, Miocen giữa và Miocen trên. Bản đồ hệ thống đứt gãy khu vực nghiên cứu đã được thành lập, trong đó các hệ thống đứt gãy chính gồm: hệ thống Đông Bắc - Tây Nam, hệ thống á kinh tuyến và hệ thống á vĩ tuyến. Trên cơ sở nghiên cứu, phân tích cấu trúc địa chất, các tác giả đã phân chia khu vực Tư Chính - Vũng Mây thành 6 đơn vị cấu trúc chính là: đới Đông Bắc Bể Nam Côn Sơn; đới giãn đáy Biển Đông; đới nâng Tư Chính - Phúc Nguyên - Phúc Tần; trũng Vũng Mây; đới nâng Đá Lát - Đá Tây; đới nâng Vũng Mây - An Bang.

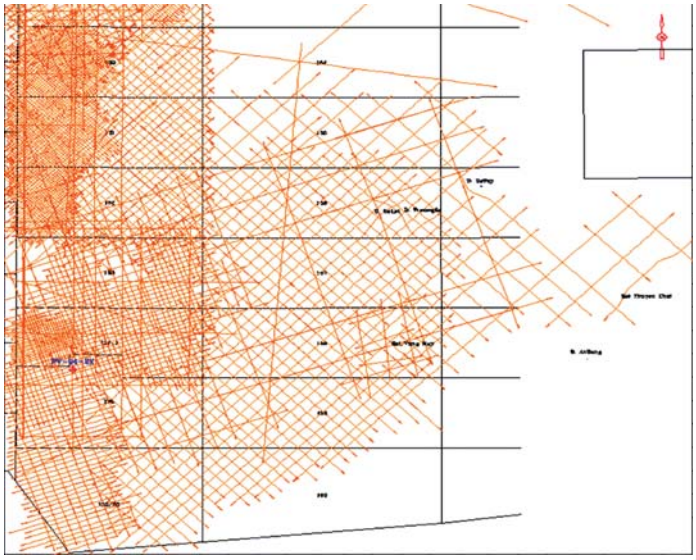
Mở đầu

Bể Tư Chính - Vũng Mây là bể trầm tích nước sâu xa bờ trong đó đảo gần đất liền nhất là Trường Sa cách vịnh Cam Ranh 450km, đảo Phú Quý 400km, khu vực nghiên cứu có diện tích rộng khoảng 150.000km² với vị trí địa lý: từ 6⁰15′ - 10⁰10′ vĩ độ Bắc và 109⁰15′ - 113⁰35′ kinh độ Đông gồm diện tích các Lô 130 - 136, Lô 155 - 160 và Lô 180 - 185. Mực nước biển khu vực nghiên cứu thay đổi từ vài chục mét tại các bãi ngầm đến hàng trăm mét và sâu hơn đến 3.000m. Trong đó phần lớn diện tích các Lô 133, 134, phần Tây Bắc Lô 135, phía Tây Lô 157 và góc Tây Bắc Lô 158 có mực nước biển nông hơn (dưới 1.000m) tồn tại các bãi đá ngầm, bãi cạn như Vũng Mây, Huyền Trân, Quế Đường, Phúc Nguyên và Tư Chính, một số đảo như Đá Tây, Trường Sa... Các đảo và bãi ngầm đa số là đảo do san hô phát triển trên các khối nhô cao, hoặc trên các khối núi lửa thoái hóa. Công tác nghiên cứu địa chất - địa vật lý tại khu vực Tư Chính - Vũng Mây bắt đầu từ những năm 70 của thế kỷ XX. Cho đến nay, công tác nghiên cứu tìm kiếm thăm dò dầu khí đã được khảo sát với mạng lưới khảo sát địa chấn 2D được phủ với mức độ từ khu vực đến chi tiết tại một số lô ở phía Tây, Tây Nam với khoảng hơn 30.000km tuyến (Hình 1).

Các nghiên cứu đặc điểm địa chất của khu vực này dựa trên các tài liệu khảo sát địa chấn được thực hiện từ năm 1993. Nhưng hoạt động nghiên cứu vẫn còn nhiều hạn chế nhất là khi hiện nay khu vực nghiên cứu được mở rộng bao gồm một phần quần đảo Trường Sa. Trong bài viết này, tác giả giới thiệu kết quả nghiên cứu đánh giá đặc điểm cấu trúc địa chất dựa trên kết quả minh giải tài liện địa chấn đến thời điểm hiện tại [1, 4, 5, 7, 19, 20].

1. Minh giải tài liệu địa chấn

Trên thềm lục địa Việt Nam, khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây là vùng biển nước sâu, chưa có nhiều các thông tin cũng như kết quả nghiên cứu về địa chất. Trong khu vực chỉ có một giếng khoan duy nhất PV-94-2X với chiều



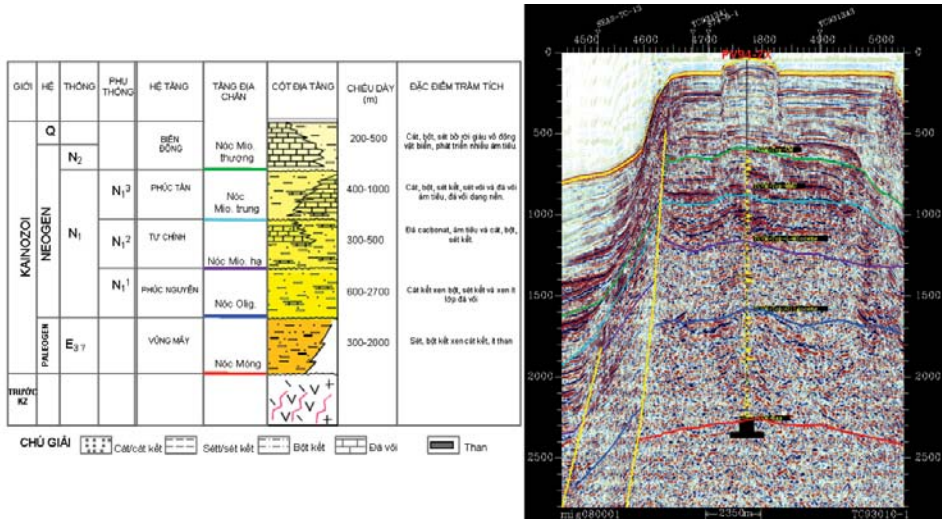
Hình 1. *Sơ đồ tuyến khảo sát địa chấn khu vực nghiên cứu*

sâu 3.331m trên khối nhô cao Tư Chính. Việc liên kết các ranh giới địa chấn của bể tác giả sử dụng tài liệu giếng khoan này và địa tầng một số giếng khoan ở khu vực phần phía Đông của bể Nam Côn Sơn (Hình 2). Từ các tuyến liên kết chuẩn đi qua các giếng khoan tác giả đã liên kết cho toàn bộ tài liệu địa chấn khu vực Tư Chính - Vũng Mây với các ranh giới địa chấn chuẩn được định nghĩa và xác định từ các giếng khoan về đặc trưng trường sóng, tính tương đồng về môi trường trầm tích, thời gian thành tạo (Hình 3). Kết quả thành lập bộ bản đồ cấu trúc của các tầng chuẩn gồm: nóc móng trước Đệ tam, nóc Oligocen, nóc Miocen dưới, nóc Miocen giữa, nóc Miocen.

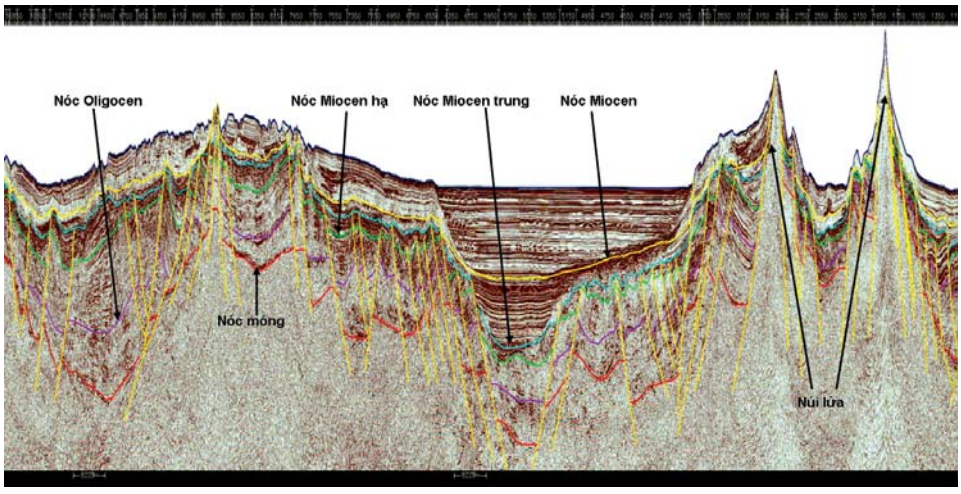
2. Bản đồ cấu trúc và hệ thống đứt gãy

Các bản đồ cấu trúc khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây tỷ lệ 1:200.000 đã được thành lập dựa trên cơ sở liên kết minh giải tài liệu địa chấn 2D đã có đến thời điểm hiện tại.

Để nghiên cứu đặc điểm cấu trúc của khu vực, các bản đồ cấu trúc được sử dụng. Tuy nhiên trong phạm vi bài viết này, các tác giả sử dụng chủ yếu bản đồ cấu trúc nóc móng trước Đệ tam, bản đồ thể hiện được khung cấu trúc và kiến tạo: nóc móng trước Đệ tam là một bất chỉnh hợp khu vực lớn, sóng phản xạ có biên độ mạnh, độ liên tục tốt, bên dưới nó là các phản xạ trắng hoặc hỗn độn, đôi chỗ là các phản xạ phân lớp của các thành tạo trước Đệ tam dễ theo dõi trên các mặt cắt địa chấn ở các khu vực trũng sâu hoặc các địa hào, bán địa hào (Hình 4). Phía dưới các khối carbonate, trung tâm các trũng sâu sóng phản xạ bị mờ, tại đây mặt phản xạ



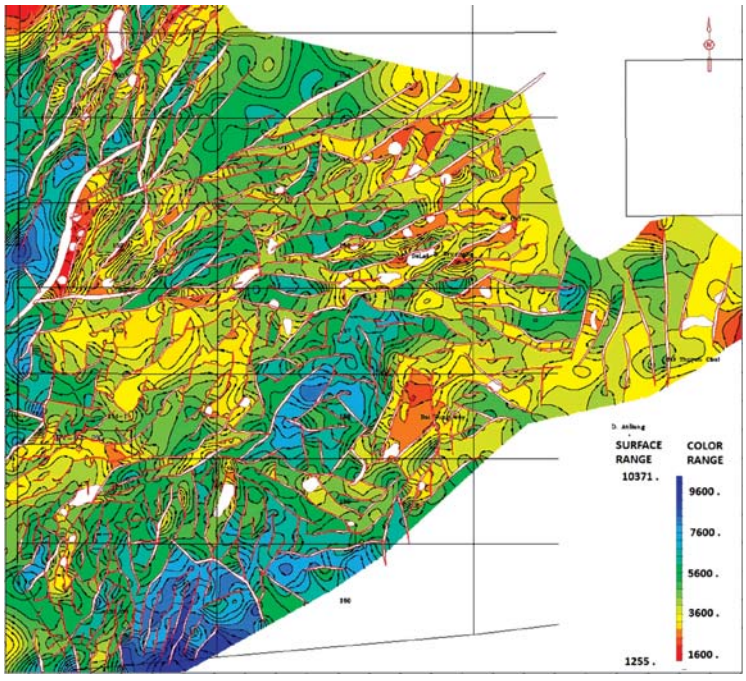
Hình 2. *Cột địa tầng tổng hợp và các tầng địa chấn liên kết*



Hình 3. *Mặt địa chấn cùng với các tầng minh giải của khu vực nghiên cứu*

móng minh giải được với độ tin cậy thấp hơn. Trên Hình 3 thể hiện rõ cấu trúc của móng trước Kainozoi với độ sâu thay đổi lớn từ khoảng hơn 2.000m ở các khối nhô như Tư Chính - Vũng Mây, các khối nhô cao ở khu vực phía Tây và Đông khu vực nghiên cứu đến khoảng hơn 10.000m ở các trũng sâu thuộc phần phía Tây, Tây Bắc và phần trung tâm, phần phía Đông khu vực nghiên cứu. Tuy nhiên, độ sâu mực nước biển thay đổi tương đối lớn từ vài chục mét đến hàng nghìn mét [1, 4, 5, 7, 9].

Trên bản đồ cấu trúc của mặt móng này, chúng ta thấy tồn tại các hệ thống đứt gãy chính của khu vực nghiên cứu. Các hệ thống đứt gãy quan sát qua các mặt cắt địa chấn thấy phát triển từ trước Eocen (?) - Oligocen đến hết Miocen giữa, có quy mô phát triển khác nhau cả về chiều dài cũng như biên độ dịch chuyển [10, 11, 13, 15]. Chiều dài của các hệ thống đứt gãy phần lớn vài chục km, một số đứt gãy phát triển kéo dài đến hàng trăm km. Kết hợp các kết quả minh giải cấu trúc và các tài liệu dị thường từ, dị thường trọng lực (Hình 5) dựa vào phương phát triển, biên độ dịch chuyển, mức độ phá hủy, thời gian hình thành và hoạt động của các đứt gãy, chúng ta có thể nhận thấy khu vực nghiên cứu tồn tại 4 hệ thống đứt gãy: (1) Hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam, (2) Hệ thống đứt gãy phương á kinh tuyến, (3) Hệ thống đứt gãy phương á vĩ tuyến và (4) Hệ thống đứt gãy phương Tây Bắc - Đông Nam được mô tả chi tiết như sau:



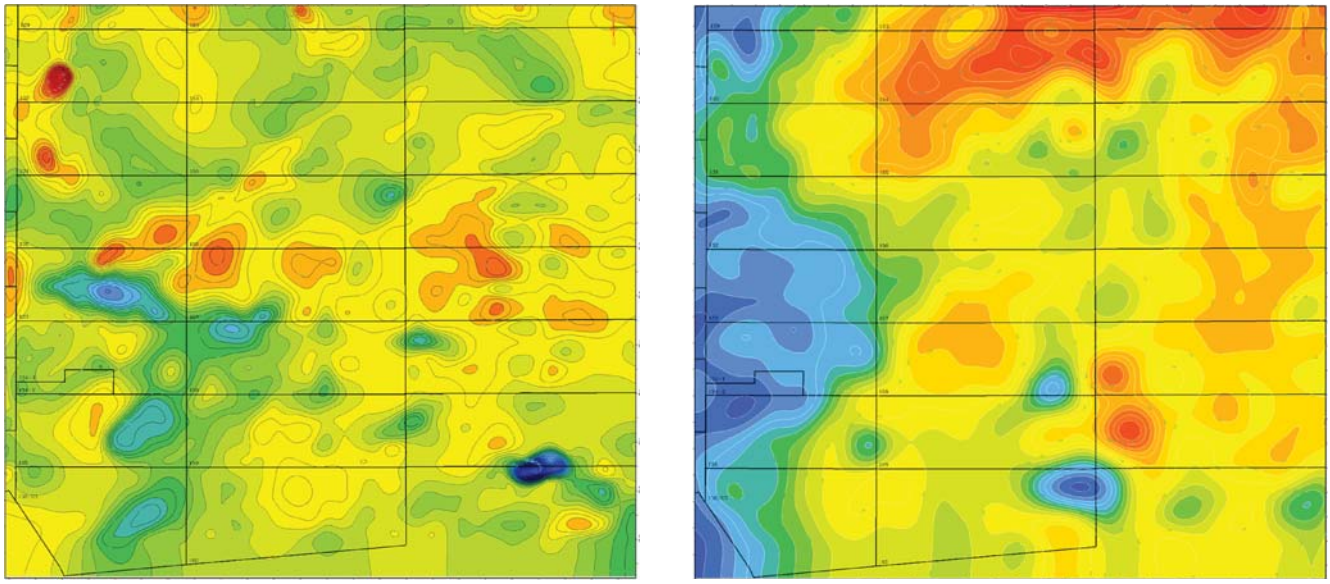
Hình 4. *Bản đồ cấu trúc mặt nóc móng trước Kainozoi khu vực nghiên cứu*

Hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam: Chúng phát triển rộng khắp trên khu vực nghiên cứu, hoạt động mạnh trong thời gian Oligocen và Miocen dưới, sau đó tái hoạt động vào Miocen giữa rồi giảm dần cường độ hoạt động và ngừng vào cuối Miocen muộn. Đây là hệ thống đứt gãy chính khống chế hình thái cấu trúc chung của toàn khu vực, hầu hết là các đứt gãy thuận được hình thành và phát triển do trường ứng suất tách dãn theo hướng Tây Bắc - Đông Nam (vuông góc với trục mở rộng biển Đông) vào thời kỳ Eocen (?) - Oligocen. Cường độ hoạt động của hệ thống các đứt gãy này rất mạnh, tạo nên các địa hào, bán địa hào và các địa lũy, bán địa lũy xen kẽ nhau. Có đứt gãy dài hàng trăm km và biên độ dịch chuyển tới 1.500 - 2.000m ở khu vực Vũng Mây, một số nơi hoạt động của các đứt gãy này kèm theo phun trào magma.

Hệ thống đứt gãy phương á kinh tuyến: Phát triển chủ yếu ở phần Tây Nam trong vùng nâng Tư Chính - Vũng Mây và phần phía Đông khu vực nghiên cứu. Chúng là các đứt gãy thuận, hoạt động theo cơ chế căng giãn, có biên độ lớn ở tầng móng, Oligocen và giảm dần lên các tầng trên. Chính các đứt gãy này đã làm chuyển dịch các đứt gãy được hình thành từ trước, đồng thời làm thay đổi hình thái cấu trúc của bồn thứ cấp Oligocen ở một số nơi, đặc biệt ở phần phía Bắc khu vực nghiên cứu. Hệ thống đứt gãy á kinh tuyến hình thành muộn hơn so với hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam. Chúng được hình thành vào cuối giai đoạn tạo rift sớm (Oligocen) đầu giai đoạn tạo rift muộn (Miocen dưới) và tiếp tục hoạt động trong suốt Miocen giữa - muộn, một số đứt gãy kéo dài muộn hơn đến Pliocen.

Hệ thống đứt gãy phương á vĩ tuyến: Phân bố chủ yếu ở phần Đông Nam khu vực nghiên cứu thuộc phía Bắc đới trũng Tây Vũng Mây, phần giữa đới nâng Vũng Mây - Trường Sa. Đây là các đứt gãy thuận, được hình thành trước giai đoạn tạo rift và phát triển kéo dài đến hết giai đoạn đồng tạo rift. Quy mô phát triển của hệ thống đứt gãy này không lớn, chúng không đóng vai trò quyết định đến hình thái cấu trúc chung của khu vực nghiên cứu mà chỉ làm phức tạp thêm về mặt cấu trúc của một số đơn vị cấu trúc trong khu vực.

Hệ thống đứt gãy phương Tây Bắc - Đông Nam: Hệ thống đứt gãy này phát triển chủ yếu về phía Đông Nam khu vực nghiên cứu, chúng hình thành do sự phát triển xoay của hệ thống đứt gãy á kinh tuyến do lực hút của khối sụt lún của bể Natuna, chúng phân chia các cấu



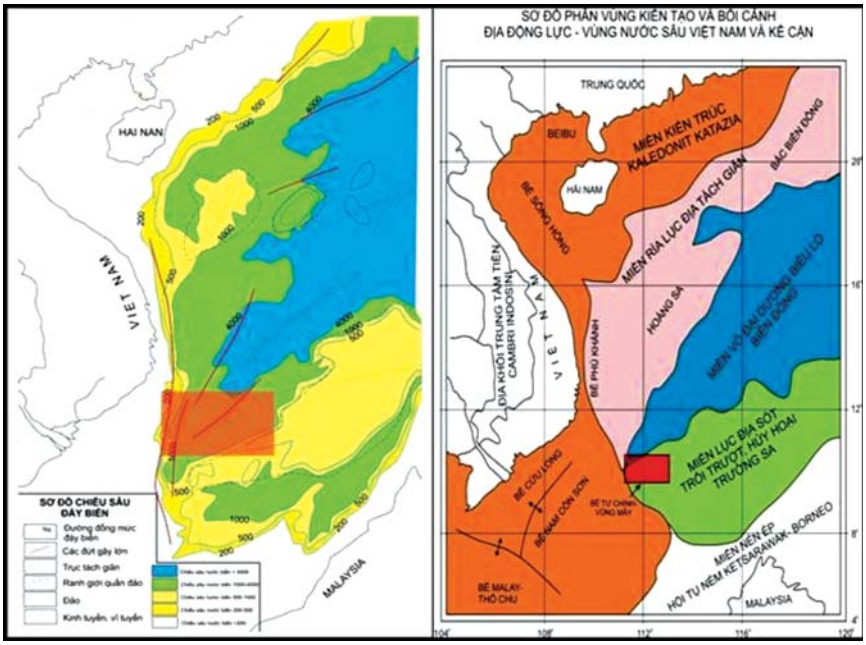
(a) *(b)*

Hình 5. *Bản đồ dị thường từ (a) và trọng lực (b) vệ tinh khu vực nghiên cứu*

trúc ở khu vực này có hướng Tây Bắc - Đông Nam.

3. Đặc điểm địa chất và phân vùng cấu trúc khu vực Tư Chính - Vũng Mây

Bể Tư Chính - Vũng Mây nằm trong khu vực có các yếu tố cấu - kiến tạo hết sức phức tạp hình thành trên miền cấu trúc lục địa sót do quá trình đại dương hóa biển Đông (Hình 6). Do quá trình vận động kiến tạo, sự tương tác của các mảng trên thềm Sunda đã hình thành một loạt bể trầm tích kiểu rift sau cung vào cuối Mesozoi (?) đầu Kainozoi như các bể vịnh Thái Lan, Malaysia, Đông và Tây Natuna, Sarawak, Brunei, Sabah và các bể ở Nam Việt Nam trong đó có bể Tư Chính - Vũng Mây. Các bể trầm tích này được hình thành, phát triển chủ yếu trên miền vỏ lục địa hoặc vỏ lục địa chuyển tiếp. Biển Đông, được hình thành do quá trình tách dãn tạo vỏ đại dương từ Oligocen trở lại đây, nơi lớp vỏ trái đất có chiều dày khoảng 5 - 8km. Các cấu trúc của vỏ lục địa bị đại dương hóa và hình thành biển Đông với phía Bắc là cấu trúc Hoàng Sa - Maclesfield và phía Nam là cấu trúc Trường Sa Reed Bank, vỏ lục địa ở đây bị vát mỏng dao động từ 8 - 20km [8, 12, 14].



Hình 6. *Khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây trong phông chung kiến tạo khu vực*

Trên bản đồ cấu trúc nóc móng âm học khu vực thềm lục địa Đông Nam Việt Nam và vùng lân cận cho thấy vùng Tư Chính - Vũng Mây nằm một phần ở ranh giới ngoài cùng thềm lục địa và một phần nằm ở bể ngoài [15]. Thềm lục địa Đông Nam Việt Nam gồm các yếu tố cấu - kiến tạo chính như: bể Phú Khánh, bể Cửu Long, bể Nam Côn Sơn, miền lục địa sót trôi trượt, hủy hoại Trường Sa và miền vỏ đại dương. Ở phần nước sâu từ trên 1.000m gồm trũng Vũng Mây, đới nâng Vũng Mây - Đá Lát phát triển trên vỏ chuyển tiếp và bể nước sâu biển Đông phát triển trên vỏ đại dương (Hình 6).

Khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây gồm các đới nâng và các trũng nằm xen kẽ, phát triển chủ yếu theo hướng

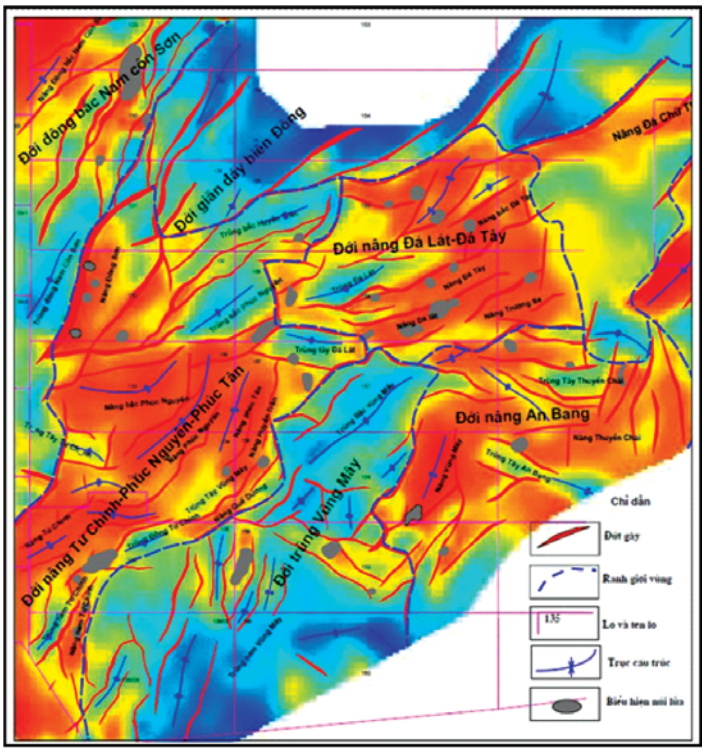
Đông Bắc - Tây Nam. Đới nâng có dạng khối - địa lũy hoặc khối đứt gãy có lớp phủ trầm tích Kainozoi dày khoảng 2,5 - 3,5km, Các trũng có dạng địa hào, bán địa hào được lấp đầy bởi trầm tích Kainozoi với bề dày đạt tới 6 - 8km.

Dựa trên các đặc điểm về cấu trúc, hệ thống đứt gãy, đặc điểm về trầm tích và quá trình phát triển địa chất, chúng ta có thể phân chia khu vực nghiên cứu ra các đơn vị cấu trúc sau (Hình 7) [1, 2, 3, 4, 5, 6].

3.1. Đới Đông Bắc bể Nam Côn Sơn

Đới Đông Bắc bể Nam Côn Sơn là phần tiếp tục của bể Nam Côn Sơn về phía Đông Bắc, có hướng cấu trúc gần như Bắc - Đông Bắc, Tây - Tây Nam. Đới cấu thành bởi các đới nâng, đới trũng hẹp kéo dài, bề dày trầm tích Kainozoi đạt tới 7.000m. Vì vậy, tại đây chỉ quan sát thấy một vài cấu tạo phát triển kế thừa trên địa lũy của thời kỳ Synrift với chiều sâu tới đỉnh cấu tạo khá lớn (4.200 - 4.500m). Mật độ đứt gãy của đới này tương đối dày chứng tỏ đới này bị ảnh hưởng mạnh bởi kiến tạo tách giãn biển Đông kết thúc vào trước Miocen giữa. Đới này có thể được chia thành hai phụ đới gồm:

Phụ các đới nâng chiếm phần lớn diện tích ở phía Tây các Lô 129 - 131. Phụ đới này được phủ bởi các trầm tích Kainozoi dày từ 2.000m đến trên 6.000m, gồm các khối nhô và ngăn cách giữa các khối nhô là các trũng nhỏ hẹp, trong phụ đới này các đứt gãy phát triển chủ yếu theo hướng Đông Bắc - Tây Nam và khống chế hình thái các khối nhô và các trũng nhỏ hẹp.



Hình 7. *Các yếu tố cấu trúc chính khu vực nghiên cứu*

Phụ các đới trũng thuộc phạm vi phía Tây các Lô 131, 132 gồm các địa hào, bán địa hào nhỏ phát triển theo hướng Tây Bắc - Đông Nam trùng với phương của các đứt gãy. Trầm tích của phụ đới này tương đối lớn, chỗ sâu nhất đạt trên 9.000m, nông nhất 2.500 - 3.500m, bao gồm các thành tạo từ Oligocen đến Pliocen Đệ tứ.

3.2. Đới giãn đáy biển Đông

Đới giãn đáy biển Đông còn gọi là trũng sâu biển Đông ở khu vực Tư Chính - Vũng Mây là phần kéo dài về phía Tây Nam của vùng tách giãn đáy biển Đông, độ sâu nước biển từ 2.000 - 4.000m. Đây là vùng vỏ lục địa bị vát mỏng so với các đơn vị cấu tạo kề bên. Bề dày trầm tích Kainozoi, đặc biệt trầm tích Neogen rất mỏng, khoảng 800 - 1.000m phủ kề áp lên trầm tích cổ hơn về 2 phía ranh giới của đới. Bề mặt đáy biển tương đối bằng phẳng, không quan sát thấy hoạt động núi lửa. Các đứt gãy chủ yếu có hướng Đông Bắc - Tây Nam, riêng đứt gãy phía Nam có hướng á vĩ tuyến với biên độ dịch chuyển khá lớn, khoảng 700 - 800m.

3.3. Đới nâng Tư Chính - Phúc Nguyên - Phúc Tần

Đới nâng trong phạm vi các Lô 132 - 134 và một phần nhỏ các Lô 155, 156 với độ sâu nước biển thay đổi từ vài chục mét đến một nghìn mét. Tiếp giáp về phía Tây Nam của đới là bể Nam Côn Sơn, về phía Đông là trũng Vũng Mây, còn về phía Bắc là đới giãn đáy biển Đông. Trong các văn liệu nghiên cứu trước đây, toàn bộ diện tích của đới này được gọi là "đới nâng rìa" [4, 15]. Cấu trúc đới nâng phức tạp, có dạng khối phân cắt bởi nhiều đứt gãy chủ yếu theo hướng Đông Bắc - Tây Nam và tồn tại nhiều cấu tạo dạng địa lũy. Một số cấu tạo dạng khối phát triển đến tận đáy biển mà phủ trên chúng là các thành tạo carbonate, phần lớn là ám tiêu san hô. Ở phần rìa Đông của đới, một số nơi có mặt hoạt động núi lửa của các giai đoạn khác nhau.

Trong phạm vi đới này có nhiều đới nâng địa phương đã được đặt tên như nâng Tư Chính, nâng Phúc Nguyên, nâng Phúc Tần, nâng Huyền Trân và các trũng Bắc Tư Chính, Đông Tư Chính và Tây Phúc Nguyên...

3.4. Trũng Vũng Mây

Trũng Vũng Mây là trũng lớn nằm trong một phần của các Lô 157 - 160, độ sâu nước biển thay đổi

từ 200 - 2.000m. Trầm tích Kainozoi trong đới này có bề dày khá lớn, đạt tới hơn 7.000m. Hệ thống đứt gãy trong trũng Vũng Mây có hướng Đông Bắc - Tây Nam, phổ biến là các đứt gãy có hướng á vĩ tuyến, một số đứt gãy có hướng Tây Bắc - Đông Nam phân bố ở phía Nam của trũng. Các đứt gãy làm phức tạp địa hình thành các vi địa lũy, địa hào và bán địa hào. Các cấu tạo phát triển kế thừa trên các vi địa lũy đều có điều kiện thuận lợi về triển vọng dầu khí, đặc biệt các cấu tạo kề các địa hào hình thành trong giai đoạn đồng trầm tích. Hoạt động đứt gãy trong phạm vi của đới đều kết thúc vào trước Miocen giữa, trầm tích Pliocen - Đệ tứ ít bị biến dị và gần như phân bố nằm ngang. Về phía Tây của đới ở một số nơi quan sát thấy hoạt động núi lửa trên mặt cắt địa chấn.

3.5. Đới nâng Đá Lát - Đá Tây

Đới này nằm ở phía Đông khu vực nghiên cứu, có cấu trúc bị phân dị mạnh trong Oligocen đặc biệt trong Oligocen sớm, các khối nâng và hố sụt nằm xen kẽ nhau, các hố sụt được lấp đầy chủ yếu trong giai đoạn Oligocen, với chiếu dày trầm tích thay đổi đáng kể, chỗ dày nhất đạt đến 5.000m, chỗ mỏng nhất chỉ khoảng 2.000m, nhất là trên các đới nâng.

Đặc điểm phát triển của đới này chủ yếu theo hướng Đông Bắc - Tây Nam và chịu ảnh hưởng mạnh của quá trình tách giãn Biển Đông nên hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam gần như song song với trục tách giãn. Đây là đới có các hoạt động tân kiến tạo mạnh mẽ nhất trong khu vực này đặc biệt là các hoạt động núi lửa trẻ vào thời kỳ cuối Miocen đầu Pliocen. Những hoạt động này đã làm phá vỡ các cấu trúc đã được hình thành trước đó, làm cho cấu trúc ở khu vực này đã phức tạp lại càng phức tạp hơn.

3.6. Đới nâng Vũng Mây - An Bang

Nằm ở phía Đông Nam, phía Tây giáp với trũng Vũng Mây, phía Bắc giáp đới nâng Đá Lát - Đá Tây, phía Đông nối tiếp với quần đảo Trường Sa. Đới nâng Vũng Mây - An Bang là một đới nâng tương đối ổn định được cấu thành từ các khối nâng nằm xen kẽ nhau và phát triển theo hướng Đông Bắc - Tây Nam. Chiều dày trầm tích Kainozoi ở đới này tương đối mỏng, các thành tạo chủ yếu là Oligocen, Miocen và Pliocen Đệ tứ. Các đứt gãy trong đới này chủ yếu là các hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam, Đông - Tây và á kinh tuyến. Đây chủ yếu là các đứt gãy trẻ đã được hình thành chủ yếu trong thời kỳ tách giãn biển Đông có lẽ vào cuối Oligocen, một số đứt gãy cổ tái hoạt động lại sau này. Trong đới này tồn tại một số nâng địa phương như nâng Vũng Mây, nâng Trường Sa... Tại đới này quan sát thấy biểu hiện nhiều núi lửa, có thể được hình thành trong Pliocen - Đệ tứ.

Việc phân vùng cấu trúc kiến tạo nhằm mục đích phân chia khu vực nghiên cứu thành các đơn vị cấu trúc khác nhau. Mỗi đơn vị cấu trúc có đặc điểm cấu trúc, kiến tạo, cơ chế hình thành và lịch sử phát triển địa chất tương đối đồng nhất. Ranh giới giữa chúng được lựa chọn trùng với các đứt gãy có quy mô tương đối lớn hoặc các yếu tố cấu trúc đặc biệt như các chuỗi núi lửa. Trong các đơn vị cấu trúc, tùy theo đặc điểm cấu trúc kiến tạo lại có thể được phân chia thành các yếu tố cấu trúc nhỏ hơn có các đặc trưng tương đối đồng nhất. Việc lựa chọn, phân chia các đơn vị và yếu tố cấu trúc một cách hợp lý sẽ cung cấp một cái nhìn khách quan và chính xác đối với quá trình hình thành, phát triển các yếu tố cấu trúc của khu vực. Từ đó, chúng ta có định hướng cho các công tác nghiên cứu tiếp theo đặc biệt là công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, khí hydrate. Qua các nghiên cứu này, chúng ta nhận thấy bức tranh tổng quát về khu vực Tư Chính - Vũng Mây có đặc điểm địa chất rất phức tạp và bị chi phối ảnh hưởng của nhiều tác nhân kiến tạo trong khu vực như tách giãn Biển Đông, hút chìm Natuna... được thể hiện qua các hệ thống đứt gãy, phân bố cấu trúc.

Kết luận

Trên cơ sở tổng hợp và cập nhật kết quả minh giải tài liệu địa chấn 2D, phân tích và đánh giá tổng hợp các tài liệu địa chất, địa vật lý của khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây và lân cận, chúng tôi đưa ra một vài kết luận sau:

1. Bộ bản đồ cấu trúc cho toàn khu vực nghiên cứu bể Tư Chính - Vũng Mây đã được cập nhật và xây dựng mới đến thời điểm hiện tại ở tỷ lệ 1:200.000 cho các ranh giới địa chấn (tầng chuẩn) sau: nóc móng trước Kainozoi, nóc Oligocen, nóc Miocen dưới, nóc Miocen giữa, nóc Miocen.

2. Bề dày trầm tích của khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây đạt tới 9km trong các trũng, địa hào, bán địa hào và tuổi thành tạo của chúng từ Eocen (?) đến Đệ tứ. Các trũng phân bố ở khu vực phía Tây, Đông Nam và một phần ở trung tâm khu vực nghiên cứu.

3. Kết quả nghiên cứu đã xác định được khu vực nghiên cứu tồn tại 4 hệ thống đứt gãy chính sau: Đông Bắc - Tây Nam, á vĩ tuyến, á kinh tuyến và Tây Bắc - Đông Nam. Trong đó, chủ đạo và chi phối các hoạt động kiến tạo cũng như cấu trúc là hướng Tây Bắc - Đông Nam và một phần á vĩ tuyến, kinh tuyến.

4. Qua việc phân tích đánh giá, chúng ta đã xác định, phân chia được các đơn vị cấu trúc chính của khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây gồm 6 đơn vị cấu trúc sau: đới Đông Bắc bể Nam Côn Sơn; đới giãn đáy biển Đông; đới nâng Tư Chính - Phúc Nguyên - Phúc Tần; trũng Vũng Mây; đới nâng Đá Lát - Đá Tây; đới nâng Vũng Mây - An Bang.

Các kết quả trên đã góp phần làm sáng tỏ thêm được cấu trúc địa chất của vùng nghiên cứu trên cơ sở đó khoanh định được các khu vực có tiềm năng dầu khí cũng như các đới cấu trúc có khả năng chứa các tiềm năng khoáng sản khác.

Tài liệu tham khảo

1. Báo cáo, 1994. *Geological study of TC93 area - Report on results of TC93 seismic data interpretation - PVEP*. Lưu trữ Trung tâm Lưu trữ Dầu khí, PVEP.

2. Nguyễn Hiệp, 1995. *Báo cáo "Đặc điểm địa chất và tiềm năng dầu khí vùng Quần đảo Trường Sa"*. Lưu trữ Viện Dầu khí Việt Nam.

3. Hà Quốc Quân, 1997. *Báo cáo "Chính xác hóa cấu trúc và đánh giá tiềm năng dầu khí khu vực Quần đảo Trường Sa"*. Lưu trữ Viện Dầu khí Việt Nam.

4. PVEP, 2005. *Báo cáo "Minh giải tài liệu địa chấn 2D, vẽ bản đồ, đánh giá cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí khu vực Tây Nam bể Tư Chính - Vũng Mây"*. Lưu trữ Trung tâm Lưu trữ Dầu khí, PVEP.

5. PVEP-EXP/TC06-005, 2008. *Báo cáo "Minh giải tài liệu địa chấn 2D, đánh giá sơ bộ tiềm năng dầu khí khu vực Tư Chính - Vũng Mây"*. Lưu trữ PVEP.

6. Lê Văn Dung, 2000. *Báo cáo "Minh giải tài liệu địa chấn SEAS-95 nhằm liên kết đối sánh tiềm năng dầu khí các bể trầm tích thuộc thềm lục địa Việt Nam với các bể trầm tích kế cận của Malaysia và Indonesia"*. Lưu trữ Viện Dầu khí Việt Nam.

7. Lê Đức Công, Mai Thanh Tân, Nguyễn Trọng Tín, 2011. *Minh giải tài liệu địa chấn 2D khu vực Tư Chính - Vũng Mây theo phương pháp địa chấn địa tầng*. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất, Hà Nội.

8. Lê Như Lai, Phùng Văn Phách và nnk, 2006. *Bản đồ cấu trúc kiến tạo vùng biển Việt Nam và kế cận, tỷ lệ 1: 2.000.000*. Đề tài KHCN-06 và KC-09-24, Viện Địa chất và Địa vật lý Biển.

9. Nguyễn Quang Bô và nnk, 1994. *Minh giải tài liệu, đánh giá địa chất, lựa chọn vị trí và thiết kế giếng khoan đầu tiên ở khu vực TC-93*. Lưu trữ PVEP.

10. Nguyễn Huy Quý, Lê Văn Dung và nnk, 2004. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực là cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí ở các vùng biển nước sâu xa bờ của Việt Nam*. Lưu trữ Quốc gia Hà Nội.

11. Nguyễn Trọng Tín, Nguyễn Thế Hùng, Lê Đức Công và nnk, 2011. *Địa chất dầu khí các bể trầm tích Kainozoi ở vùng biển Việt Nam"*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học và Công nghệ biển toàn quốc lần thứ 5. NXB KHTN & CN.

12. Nguyễn Như Trung, Nguyễn Thị Thu Hương, 2003. *Cấu trúc vỏ trái đất khu vực biển Đông theo số liệu dị thường trọng lực vệ tinh và địa chấn sâu*. Hội nghị KHCN Viện Dầu khí Việt Nam.

13. Ngô Xuân Vinh, 2000. *Địa chất và tiềm năng dầu khí khu vực đới nâng Tư Chính, Tây Nam quần đảo Trường Sa trên cơ sở nghiên cứu giếng khoan PV-942X*. Tạp chí Dầu khí số 4 + 5, p. 2 - 13.

14. Trần Tuấn Dũng và nnk, 9 - 10/10/2008. *Ứng dụng phương pháp trọng lực nghiên cứu cấu trúc địa chất và tìm kiếm thăm dò dầu khí trên vùng biển Việt Nam*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị Toàn quốc lần I: Địa chất Biển Việt Nam & Phát triển bền vững. Hạ Long, p. 466 - 473.

15. Phan Trường Thị, Trần Nghi, Nguyễn Văn Vượng, Nguyễn Trọng Tín, Lê Đức Công và nnk, 2010. *Địa chất và kiến tạo khu vực Tư Chính - Vũng Mây*. Tuyển tập Hội nghị 35 năm thành lập Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, p. 392 - 407.

16. Tuyển tập báo cáo Hội nghị KHCN, 2003. *"Viện Dầu khí: 25 năm xây dựng và trưởng thành"*. NXB Khoa học và Kỹ thuật.

17. Tuyển tập báo cáo Hội nghị KHCN, 2005. *"30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới"*. NXB Khoa học và Kỹ thuật.

18. Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam, 2007. NXB Khoa học và Kỹ thuật.

19. Conoco Phillips, 2006. *Báo cáo "Exploration potential of deepwater blocks 135/136 Nam Con Son basin - Vietnam"*. Lưu trữ PVEP.

20. ExxonMobil, 2006. *Báo cáo "Joint Technical study Block 155-159"*. Lưu trữ PVN.

Các phức tạp địa chất ảnh hưởng đến công tác khoan ở bể Nam Côn Sơn

KS. Lê Vũ Quân, ThS. Nguyễn Minh Quý
KS. Nguyễn Văn Đô
Viện Dầu khí Việt Nam
ThS. Nguyễn Văn Khương
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Bể Nam Côn Sơn được biết đến với cấu trúc địa chất, đặc điểm địa tầng trầm tích phức tạp, do đó đã xảy ra hàng loạt các sự cố trong quá trình khoan. Bài báo này là một phần kết quả tổng hợp, phân tích và đánh giá công tác thi công khoan của 110 giếng khoan tại bể Nam Côn Sơn nhằm rút ra những bài học kinh nghiệm, nâng cao hiệu quả công tác khoan tại khu vực.

1. Giới thiệu

Trong thi công khoan, môi trường địa chất, địa tầng là yếu tố quyết định sự thành bại của hoạt động khoan dầu khí. Sự thiếu thông tin của địa tầng luôn tiềm ẩn những phức tạp khó lường, đôi khi phải hủy giếng. Do đó, để chủ động trong hoạt động thăm dò khai thác dầu khí cần thiết phải có những nghiên cứu sâu và đầy đủ về đối tượng địa chất của khu vực nhằm hạn chế tối đa những thiệt hại không đáng có. Trong khoan dầu khí, yếu tố địa chất là cơ sở cho việc lựa chọn và đưa ra các giải pháp công nghệ và kỹ thuật phù hợp nhất.

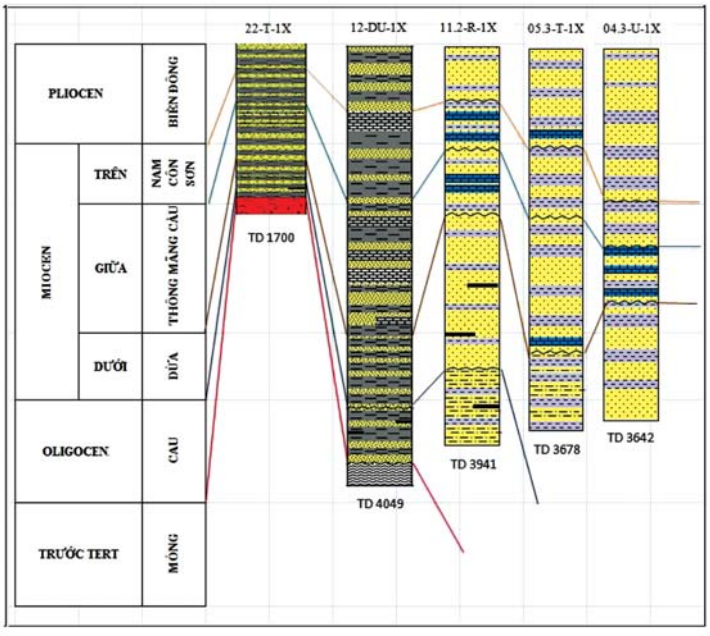
Ảnh hưởng của yếu tố địa chất lên khả năng áp dụng công nghệ khoan tùy thuộc vào từng khu vực. Tại bể Nam Côn Sơn, hàng loạt các yếu tố địa chất đặc thù có ảnh hưởng lớn đến hiệu quả thi công giếng khoan như: sự gắn kết của vỉa yếu, kém bền vững; sự trương nở mạnh của sét trong một số địa tầng gây bó hẹp thành giếng khoan, kẹt thiết bị khoan, sự cố mất dung dịch, dị thường áp suất, nhiệt độ cao. Dưới đây, chúng tôi sẽ tập trung phân tích một số yếu tố địa chất ảnh hưởng lớn tới công tác thi công giếng khoan tại bể Nam Côn Sơn.

2. Các yếu tố địa chất ảnh hưởng đến công tác khoan tại bể Nam Côn Sơn

Đặc điểm địa chất - địa tầng bể Nam Côn Sơn được chia làm hai loại: các thành tạo trước Kainozoi và thành tạo trầm tích có tuổi Kainozoi với đầy đủ các phân vị địa tầng từ Eocen - Oligocen đến Pliocen - Đệ tứ. Các trầm tích có tuổi Kainozoi chủ yếu là cát kết xen kẽ với sét, bột kết và vài lớp than mỏng, đá vôi xen kẽ với cát, môi trường chủ yếu là đồng bằng ven biển đến biển nông, biển nông giữa thềm đến biển sâu. Dựa trên các báo cáo khoan tại bể Nam Côn Sơn cho thấy khi khoan qua các trầm tích có tuổi Kainozoi đã gặp các phức tạp địa chất sau.

2.1. Hiện tượng mất dung dịch trong tầng carbonate

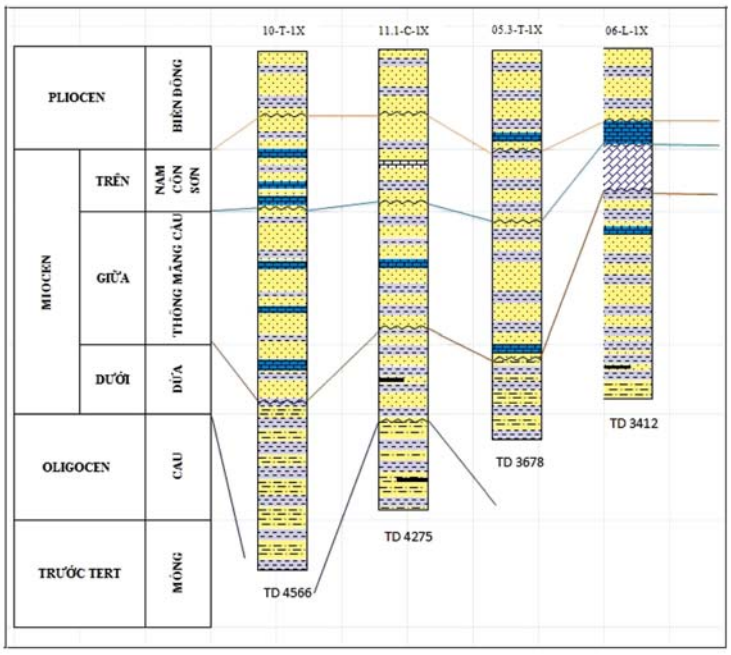
Qua liên kết địa tầng theo hướng Tây Nam - Đông Bắc có thể thấy sự phân bố các tập carbonate trong Miocen



Hình 1. *Địa tầng qua các giếng theo hướng Tây Nam - Đông Bắc*

giữa và Miocen trên thuộc hệ tầng Thông - Măng Cầu và Nam Côn Sơn gia tăng theo hướng Tây Nam - Đông Bắc. Khu vực Tây Nam (bao gồm các Lô 19, 20, 21, 22, 28, 29) chủ yếu là cát kết xen kẽ với sét có chiều dày không lớn chỉ vài trăm mét và trầm tích carbonate không phát triển mạnh ở đây sang đến khu vực Đông Bắc trầm tích chủ yếu là trầm tích lục nguyên đá vôi, phát triển mạnh về phía Bắc (Lô 04, 10, 11-1, 11-2) và phía Đông (Lô 04-3, 05, 05-1, 05-2, 05-3, 06) của bể. Thành phần thạch học chủ yếu là cát bột kết, sét kết, sét vôi xen kẽ các thấu kính hoặc những lớp đá vôi từ mỏng đến trung bình (Hình 1 và 2) trong đó lớp đá carbonate ở giếng L-1X(*) có bề dày lên đến gần 1.000m. Đá carbonate ở khu vực bể Nam Côn Sơn là dạng ám tiêu có hang hốc liên thông với khe nứt và trong khi khoan. Nếu gặp đá vôi có hang hốc lớn sẽ gây nên hiện tượng mất dung dịch, dẫn đến làm cho chi phí tăng.

Theo các báo cáo thi công khoan, đã bắt gặp hiện tượng mất dung dịch trầm trọng trong trầm tích carbonate thuộc hệ tầng Thông - Măng Cầu và Nam Côn Sơn ở khu vực Đông Bắc tại độ sâu từ khoảng 1.500 - 2.500m. Khi khoan qua tầng đá vôi này, hàng loạt các giếng khoan đã xảy ra hiện tượng mất dung dịch trầm trọng hoặc mất hoàn toàn dung dịch như các giếng khoan thuộc Lô 04 (ĐB, UT(**)), Lô 05, 05-2 (ĐH, HT, MT), Lô 06 (LT, LD) Lô 11-1, 11-2 (CC, RD, RDT). Một số trường hợp do không xử lý được đã phải hủy giếng hoặc khoan cắt xiên như giếng A-1X, D-1X... Trong đó, phức tạp nhất là khi bắt đầu khoan vào tầng carbonate hiện tượng mất dung dịch xảy ra đồng thời với hiện tượng kick. Khi đó, việc kiểm soát giếng càng trở nên khó khăn hơn khi chênh lệch giữa áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa thấp. Khi tăng tỷ trọng dung dịch để khống chế kick thì hiện tượng mất dung dịch càng diễn ra trầm trọng hơn. Ví dụ, trên một cấu tạo thuộc Lô 05-1b, nhà thầu đã tiến hành khoan 3 giếng nhưng không đạt được chiều sâu thiết kế do mất dung dịch trong tầng carbonate kết hợp khí xâm nhập với áp suất cao và sự cố kẹt cần khoan. Cụ thể giếng khoan T-1X, chi phí cho sự cố lần 1 là 3,57 triệu USD và hết 688,5 giờ; sự cố lần 2 là 1,84 triệu USD và hết 480,5 giờ. Còn đối với sự cố tại giếng T-2X, thời gian xử lý sự cố là 2.042 giờ và chi phí 11,82 triệu USD. Phức tạp chủ yếu mất tuần hoàn và nhiễm khí nặng khi khoan qua tập carbonate thuộc hệ tầng Thông - Măng Cầu, các giải pháp chống mất dung dịch khác không mang lại kết quả khả quan, việc xử lý bằng tampon hỗn hợp DOB2C có hiệu quả nhưng không cao vì có sai sót trong quá trình xử lý [1].



Hình 2. *Địa tầng qua các giếng theo hướng Tây Bắc - Đông Nam*

2.2. Hiện tượng sập lở thành giếng khoan

Dựa trên các kết quả phân tích các mẫu thạch học (mẫu lõi, mẫu sườn, mẫu mùn khoan) cho thấy hệ tầng Dừa và Thông - Măng Cầu thuộc cả hai khu vực Đông Bắc và Tây Nam bắt gặp tầng cát kết có tính bở rời cao. Tầng sét thuộc hệ tầng Thông - Măng Cầu gắn kết trung bình yếu, có khả năng hòa tan trong nước do thành phần đá ngoài thành phần chính là hydromica và kaolinit còn có chứa một lượng nhất định (10 - 20%) các khoáng vật lớp hỗn hợp (illit/montmorilonit đặc trưng cho trầm tích biển). Do vậy, thành giếng khoan thường hay bị sập lở khá mạnh khi khoan qua trầm tích của hệ tầng này [4]. Một số giếng khoan gặp hiện tượng sập lở dẫn đến kẹt bộ khoan cụ như: Mi-1X, D-1X, H-5PST, K-1X...

2.3. Hiện tượng bó hẹp thành giếng khoan

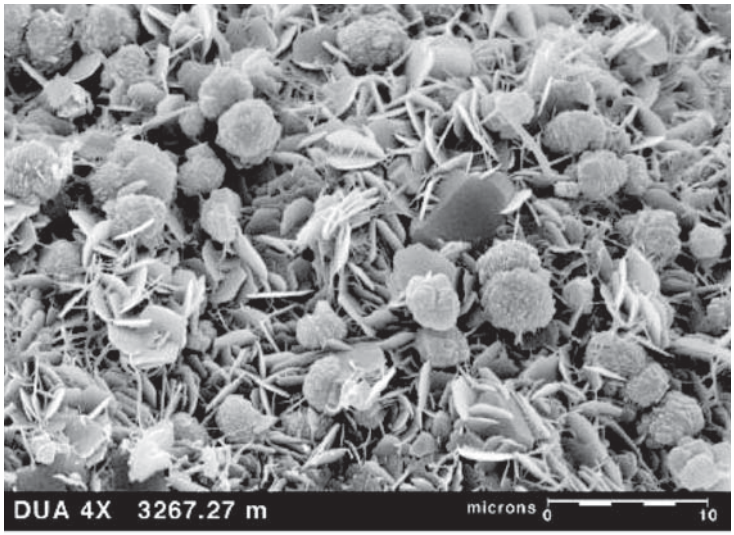
Các kết quả phân tích SEM và XRD cho các mẫu thạch học ở cả hai khu vực Đông Bắc và Tây Nam ở các tầng Pliocen, Miocen trên và Oligocen cho thấy các loại sét ở đây chứa các thành phần khoáng vật chủ yếu là kaonilite, montmorilonite, chlorite, illite (Hình 3). Trong đó, khoáng vật montmorilonit có tính trương nở mạnh nhất khi gặp nước, sau đó đến khoáng vật chlorite và illite. Ở một số giếng, khi khoan qua các tầng này do

(*) Tên các giếng khoan đã được mã hóa; (**) Tên các cấu tạo/mỏ đã được mã hóa

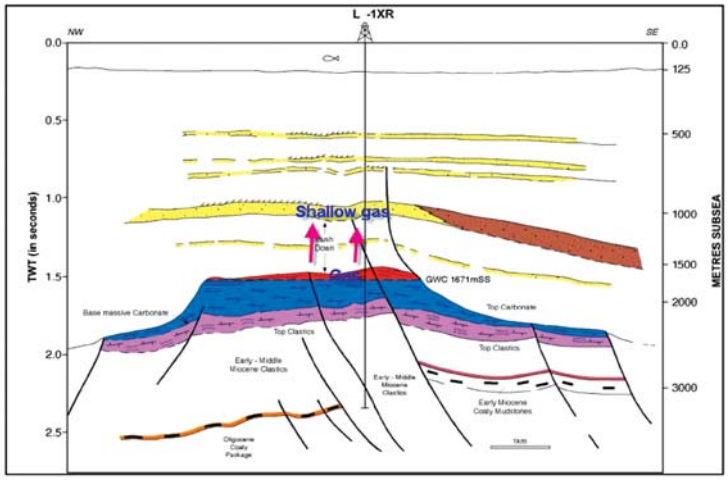
dung dịch có độ thải nước tương đối cao đã gây trương nở sét khiến cho thành giếng khoan bị thu hẹp [4]. Trong quá trình kéo thả hoặc dừng khoan để đo địa vật lý, sét trương nở với tốc độ nhanh dẫn đến thành giếng khoan bị bó hẹp gây kẹt. Điển hình là tại các giếng P-1X, H-2P, H-4X, L-3P, L-OBS1, B-1X, RT-1X, R-1X, R-1RX, DU-4X, 1K-1X, N-2X. Biện pháp chủ yếu khi gặp sự cố là tiến hành bơm rửa, dạo bộ khoan cụ đồng thời tăng dần lực kéo để cứu kẹt. Tuy nhiên, trong một số trường hợp không thể khắc phục được đã phải đổ cầu xi măng, khoan cắt xiên (như giếng H-2P…) hoặc hủy chương trình đo địa vật lý (H-8X…).

2.4. Hiện tượng khí nông

Khí nông là khí được tích tụ trong các trầm tích nông, có nguồn gốc từ sự phá hủy các tích tụ khí được thành tạo ở dưới sâu (tích tụ cổ) dẫn đến tái dịch chuyển khí theo các đứt gãy và tích tụ ở những tầng nông, hoặc từ sự hoạt động của sinh vật do vi khuẩn sinh ra từ vật liệu hữu cơ trong điều kiện không có oxy và các sunfat trong những trầm tích nông. Khí nông có thể dẫn tới các sự cố lớn thậm chí phải hủy giếng khi thi công. Do điều kiện địa chất dự báo khu vực bể Nam Côn Sơn có khả năng gặp khí nông cao nên hầu hết các giếng khoan thuộc khu vực phía Đông Bắc đều khoan Pilot hole nhằm mục đích thăm dò khí nông. Đến nay, hiện tượng khí nông mới chỉ gặp ở Lô 06 tại các giếng khoan L-1XR và C-1X. Theo nghiên cứu, khí này có thể bắt nguồn từ các tích tụ khí thuộc hệ tầng Nam Côn Sơn đã di chuyển theo các đứt gãy và tích tụ ở phía trên (Hình 4) [1].



Hình 3. *Khoáng vật chlorite tái sinh phát triển trong các khe nứt tại giếng khoan DU-4X*



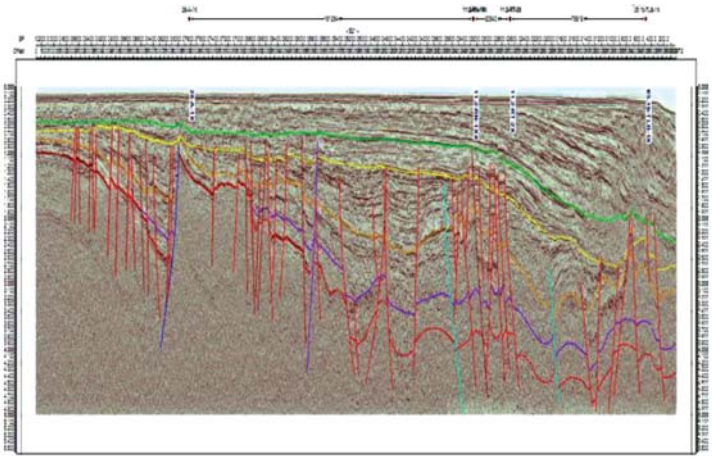
Hình 4. *Mặt cắt địa chất giếng L-1XR*

Diễn biến hiện tượng khí nông và giải pháp khắc phục tại các giếng này được thể hiện qua ví dụ sau: giếng khoan L-1XR được mở lỗ với choòng 36inch và chống ống 30" đến chiều sâu 213m (RKB). Nhà thầu dự báo khí nông có thể xuất hiện tại các chiều sâu 290 - 320m, 434 - 464m, 505 - 545m, 743 - 793m. Dự kiến gặp phải khí nông có nồng độ cao sẽ dịch chuyển giàn ra vị trí mới và khoan định hướng để tránh tập khí nông. Bộ khoan cụ 26inch được thả chạm đỉnh cốc xi măng tại 202m và tiến hành khoan phá cốc xi măng tới độ sâu 213m. Sau đó, lắp bộ khoan cụ đường kính 9 7/8inch để tiến hành khoan thăm dò khí nông. Tiến hành khảo sát đo độ lệch và kiểm tra dòng giếng khoan thấy xuất hiện từ 5 - 8bpm khí/nước; bơm tiếp 180 thùng dung dịch tỷ trọng 1,2SG thì thấy dòng giảm còn 3bpm; sau đó dập giếng với 480 thùng dung dịch tỷ trọng 1,2SG. Sau khi dòng trong giếng đã ổn định, tiến hành khoan tiếp từ 620 - 649m lại thấy xuất hiện dòng khí/nước lưu lượng 0,25bpm. Từ 649 - 678m thấy dòng tăng lên nhưng vẫn có thể tiếp tục khoan nên đã khoan đến chiều sâu thiết kế 955m và để ổn định đã tiến hành bơm dập giếng với 360 thùng dung dịch tỷ trọng 1,35SG. Lúc này, nhà thầu xác định nồng độ khí nông an toàn nên không cần phải tiến hành di chuyển giàn. Nhà thầu đã lắp bộ khoan cụ 26inch và khoan tới độ sâu 955m một cách an toàn.

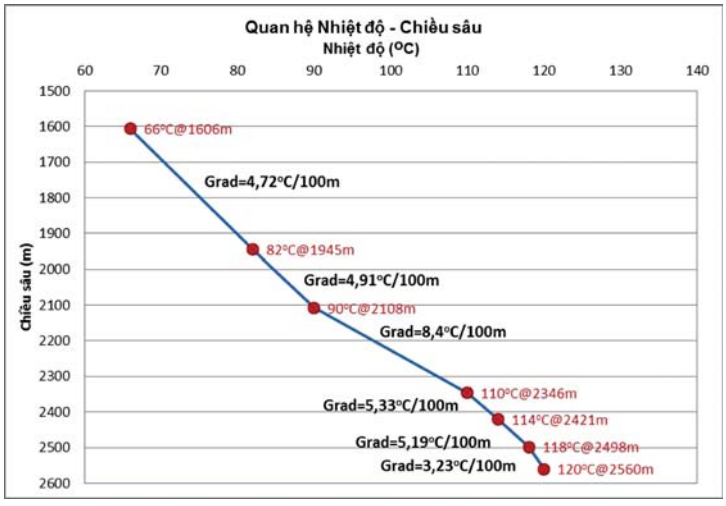
2.5. Dị thường áp suất và nhiệt độ cao

Yếu tố địa chất gây nên hiện tượng dị thường có thể do sự mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá, sự giãn nở nhiệt do tăng nhiệt độ của nước, sự sinh thành hydrocarbon, sự thay thế khoáng vật, các hoạt động kiến tạo... Trong đó, sự

mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá là nguyên nhân quan trọng nhất. Một số trường hợp như ở môi trường delta với đặc điểm tốc độ trầm tích lớn có thể là nguyên nhân gây nên hiện tượng mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá, dẫn đến dị thường áp suất cao do các trầm tích này bị chôn vùi sâu hơn, chịu nhiệt độ cao hơn. Môi trường delta bắt gặp trong các trầm tích có tuổi Miocen giữa và dưới của hệ tầng Thông - Măng Cầu và Nam Côn Sơn thuộc khu vực bể. Khu vực Đông Bắc có bề dày trầm tích Kainozoi thay đổi rất lớn từ 4.000 - 10.000m, ở phụ đới trũng trung tâm trong đới trũng phía Đông có bề dày trầm tích Kainozoi từ 5.000 - 14.000m (Lô 05). Khu vực Tây Nam trầm tích Kainozoi có chiều dày từ 3.500 - 4.000m ở trũng hẹp sâu kề đứt gãy Sông Hậu. Qua đó cho thấy dị thường nhiệt độ cao chỉ bắt gặp ở khu vực Đông Bắc bể vì trầm tích ở đây lớn và bị chôn vùi sâu hơn, nên sẽ chịu nhiệt độ cao hơn; còn ở phía Tây Nam bắt gặp ít vì trầm tích ở đây không lớn (Hình 5). Điều này có thể giải thích cho hiện tượng dị thường áp suất cao bắt gặp trong Lô 04 và 05 bể Nam Côn Sơn nơi các tập sét Pliocen dày hàng nghìn mét (> 2.000m) và giá trị gradient nhiệt độ đo được rất cao (Hình 6).



Hình 5. *Tuyến địa chấn theo hướng Tây Nam - Đông Bắc qua Lô 28, 11, 05*



Hình 6. *Quan hệ nhiệt độ và độ sâu - Giếng 04.3-B-2X*

Quá trình sinh thành hydrocarbon cũng tạo nên sự mất cân bằng và có thể là nguyên nhân gây nên dị thường áp suất tại khu vực này. Cụ thể, nếu đá mẹ nằm ở bên dưới các tập trầm tích kết rắn không cân bằng đủ khả năng sinh hydrocarbon sẽ tạo ra áp suất cao và theo đặc điểm vật lý chúng sẽ di chuyển lên các tầng trên do chênh áp. Dị thường áp suất cao, nhiệt độ cao là phức tạp điển hình tại một số lô phía Đông Bắc như 05-1b, 05-2, 04-3... và là nguyên nhân gây ra hàng loạt khó khăn trong thi công khoan, ảnh hưởng nghiêm trọng đến tiến độ và chi phí khoan. Hiện tượng này xuất hiện chủ yếu khi khoan qua các tầng có dị thường áp suất cao thuộc các đối tượng Pliocen và Miocen, tại các độ sâu từ hơn 1.000m đến gần 3.000m [1]. Ví dụ khí xâm nhập xảy ra tại tầng cát kết Miocen trên như tại các giếng khoan C-1X, L-1X, L-3P ở độ sâu từ 1.500 - 2.000m là do các lớp cát kết xen kẽ có chứa khí. Tại một số giếng khoan thuộc Lô 04, 05, 05-2 và 05-3 hiện tượng khí xâm nhập khi khoan qua tầng Miocen giữa và Miocen dưới có dị thường áp suất cao ở độ sâu từ 2.000 - 3.000m. Tỷ trọng dung dịch chưa tăng kịp thời dẫn đến áp suất vỉa lớn hơn áp suất cột dung dịch trong giếng. Giải pháp duy nhất khi gặp hiện tượng này là tăng dần tỷ trọng dung dịch đồng thời tiến hành tuần hoàn dung dịch và quan sát đến khi tỷ lệ khí trong dung dịch giảm đến mức cho phép. Trong một số trường hợp, hiện tượng khí xâm nhập xảy ra đồng thời với hiện tượng mất dung dịch (như ở giếng E-2X, D-1X) tại các tập carbonate có dị thường áp suất cao nhưng áp suất vỡ vỉa thấp. Khi tăng tỷ trọng dung dịch để khống chế kick thì lại gây vỡ vỉa, mất dung dịch. Biện pháp các nhà thầu đã áp dụng là tiến hành ép xi măng cô lập khoảng khoan này, đồng thời tăng tỷ trọng dung dịch để tiếp tục tiến hành thi công giếng.

3. Một số phức tạp điển hình tại các lô

3.1. Tại Lô 05-1b

Một số giếng khoan thăm dò được thi công tại cấu tạo Thanh Long với mục đích tìm kiếm thăm dò các đối tượng thuộc Miocen và Oligocen. Từ độ sâu ứng với địa tầng Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU) thường có sự gia tăng đột ngột áp suất vỉa. Trầm tích carbonate dày khoảng

340m, đỉnh tập carbonate gặp trong khoảng chiều sâu từ 2.321 - 2.626m có chứa khí, nứt nẻ, gây mất tuần hoàn. Sự thay đổi áp lực vỉa rất phức tạp và đạt tới giá trị trên 14.000psi ở khoảng chiều sâu thuộc Oligocen. Cùng với sự tăng áp suất vỉa, nhiệt độ cũng tăng cao, gradient nhiệt độ khoảng 4,1°C/100m. Trong khoảng chiều sâu từ 3.450 - 3.490m thuộc Miocen dưới có các tập cát kết độ thấm cao, áp suất vỉa thấp nằm kẹp giữa hai đới áp suất cao. Tại đây đã hai lần xảy ra sự cố kẹt cần khoan ở giếng T-1X và T-1XST [2].

3.2. Tại Lô 05-2

Các giếng khoan được thi công trên các cấu tạo Hải Thạch, Kim Cương Tây và Nguyệt Thạch với mục đích thăm dò các đối tượng thuộc trầm tích Miocen và Oligocen. Trước khi khoan đến đáy trầm tích Miocen dưới và Oligocen áp suất vỉa có xu hướng tăng cao. Sự gia tăng lớn về áp suất vỉa gần đạt tới áp suất vỡ vỉa, trong khoảng chiều sâu ngắn là phức tạp lớn nhất cho hoạt động khoan tại Lô 05-2. Trong địa tầng Oligocen có những tập sét dày, có độ dính kết cao dễ gây ra kẹt bộ khoan cụ. Tại cấu tạo Hải Thạch, từ địa tầng Pliocen dưới và Miocen trên, gradient áp suất vỉa bắt đầu tăng và đạt giá trị lớn nhất tại MMU, tương đương 2.1SG. Dưới MMU tốc độ gia tăng áp suất không lớn như phần trên MMU. Nhiệt độ lớn nhất gặp ở đáy các giếng thuộc cấu tạo Hải Thạch khoảng 180°C.

3.3. Tại Lô 05-3

Các giếng khoan được thiết kế nhằm thăm dò các đối tượng thuộc trầm tích Miocen giữa và Miocen dưới, chiều sâu thực tế giếng khoan đạt được trong khoảng 3.700 - 3.925m. Tương tự như các lô khác, tại Lô 05-3 cũng xuất hiện sự gia tăng gradient áp suất vỉa từ khi khoan vào trầm tích Miocen trên và tăng cao nhất tại MMU. Phức tạp mất dung dịch đã xảy ra tại giếng khoan T-1AX khi khoan trong tầng carbonate và cát kết Miocen giữa của giếng M-1X.

3.4. Tại Lô 06

Các giếng khoan được thi công nhằm thăm dò các đối tượng thuộc trầm tích Miocen và Oligocen. Gradient nhiệt độ và áp suất ở Lô 06 không cao như các Lô 04 và 05. Phức tạp lớn nhất gặp phải tại các giếng khoan đã thi công là mất tuần hoàn và nhiễm khí nặng khi khoan qua carbonate gặp ở độ sâu từ 1.140 - 1.613m [3]. Gradient áp suất lớn nhất tương đương với 1.22SG và có xu hướng giảm dần khi khoan trong tập carbonate. Độ bền và độ gắn kết đá trầm tích Pliocen - Đệ tứ rất yếu, dễ bị phá vỡ,

Lô	Điều kiện địa chất ảnh hưởng đến hoạt động khoan
04-3	- Dị thường áp suất cao từ Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU). - Dị thường áp suất thuộc Miocen giữa nằm xen kẹp giữa 2 đới áp suất cao.
05-1b	- Dị thường áp suất cao từ Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU). - Mất tuần hoàn và khí phun khi khoan qua trầm tích carbonate thuộc Miocen giữa. - Dị thường áp suất thuộc Miocen giữa nằm xen kẹp giữa 2 đới áp suất cao. - Kẹt cần do chênh áp khi khoan qua trầm tích cát kết, áp suất thấp thuộc Miocen giữa. - Nhiệt độ và áp suất đáy giếng rất cao, mất dung dịch trong trầm tích cát kết.
05-2	- Dị thường áp suất cao từ Pliocen dưới tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU). - Chênh lệch giữa áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa tại bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU), tiềm năng xảy ra đồng thời mất dung dịch và khí phun. - Nhiệt độ và áp suất cao, mất dung dịch nhẹ, tiềm năng gây kẹt cần khi khoan qua trầm tích cát kết có độ thấm cao và sét kết hoạt tính thuộc Miocen dưới. - Dị thường áp suất thấp thuộc Miocen giữa nằm xen kẹp giữa 2 đới áp suất cao, gây kẹt cần do chênh áp.
05-3	- Dị thường áp suất cao từ Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa (MMU). - Mất tuần hoàn và khí phun khi khoan qua trầm tích carbonate xen kẹp cát kết và sét kết thuộc Miocen giữa - Nhiệt độ và áp suất cao tại Miocen dưới, mất dung dịch, nguy cơ kẹt cần khi khoan trong tầng cát kết có độ thấm cao và sét kết hoạt tính.
06	- Tầng khí nông thuộc trầm tích Pliocen ở độ sâu +/- 1000m. - Dị thường áp suất cao từ cuối Pliocen đến Miocen trên. - Mất tuần hoàn và kick khi khoan. - Carbonate thuộc Miocen trên. - Mất dung dịch và kẹt cần khi khoan trong tầng Miocen giữa.

nguy cơ phun ngầm cao trong trường hợp xử lý không dứt điểm phức tạp mất tuần hoàn và nhiễm khí nặng khi khoan carbonate. Bảng dưới đây tổng hợp một số điều kiện địa chất ảnh hưởng đến công tác khoan theo từng lô [1].

4. Kết luận

Các phức tạp địa chất điển hình gây thiệt hại lớn về chi phí và thời gian thi công tại bể Nam Côn Sơn bao gồm: dị thường áp suất cao từ Miocen trên tới bất chỉnh hợp Miocen giữa và trầm tích cát kết có độ thấm cao thuộc Miocen dưới; dị thường áp suất thuộc Miocen giữa nằm xen kẹp giữa 2 đới áp suất cao; mất tuần hoàn và khí phun tại trầm tích carbonate thuộc Miocen giữa; chênh lệch giữa áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa thấp tại bất chỉnh hợp Miocen giữa; đới sét trương nở mạnh gây kẹt mút thuộc Miocen trên và Miocen giữa. Để giảm chi phí và thời gian thi công, cần thiết phải có những nghiên cứu nhằm tìm ra giải pháp công nghệ, kỹ thuật giải quyết triệt để các vấn đề nêu trên.

Tài liệu tham khảo

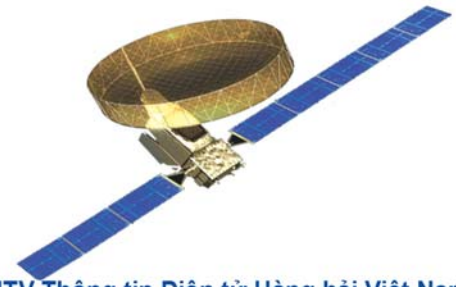
1. Báo cáo tổng kết nhiệm vụ NCKH cấp ngành *"Tổng kết công tác thi công khoan tại bể Nam Côn Sơn"*, 2011.

2. Báo cáo tổng kết đề tài NCKH cấp ngành *"Phân tích đánh giá công nghệ thi công khoan và các yếu tố ảnh hưởng đến giá thành giếng khoan trong điều kiện nhiệt độ, áp suất cao tại cấu tạo Thanh Long"*, 1996.

3. Báo cáo *"Điều kiện địa chất và kinh nghiệm thi công các giếng khoan thăm dò ở Lô 05, 06 vùng trũng Nam Côn Sơn áp dụng cho Lô 04-3"*, 2002.

4. Báo cáo tổng kết đề tài NCKH cấp ngành *"Tổng hợp và đánh giá các sự cố đã xảy ra trong quá trình thi công các giếng khoan tìm kiếm, thăm dò và khai thác trên các lô hợp đồng phân chia sản phẩm, giai đoạn 1989 - 1994"*, 1996.

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



VISHIPEL
inmarsat Distribution Partner

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:

inmarsat Silver SERVICE PROVIDER

- 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.

Nghiên cứu định hướng sản xuất các sản phẩm hóa dầu tại Việt Nam từ nguồn nguyên liệu khí giai đoạn 2011 - 2025

ThS. Phan Gia Tiểu Cầm, KS. La Anh Thảo và các cộng sự
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Việt Nam là nước có nhiều khả năng nhập khẩu khí từ sau năm 2020. Việc tìm kiếm các giải pháp nhằm nâng cao giá trị tài nguyên thiên nhiên khí và phát triển ngành công nghiệp hóa dầu trong nước là hướng đi hết sức cần thiết. Bài báo này trình bày kết quả nghiên cứu định hướng sản xuất các sản phẩm hóa dầu có hiệu quả kinh tế tại Việt Nam đi từ nguồn nguyên liệu khí giai đoạn 2011 - 2025. Trong đó, hóa dầu từ chuỗi C2 mang lại nhiều lợi nhuận hơn so với hóa dầu từ chuỗi C1 và C3. Do đó, hóa dầu từ chuỗi C2 là hướng nên được tập trung đầu tư để mang lại giá trị tăng thêm cho nguồn khí trong nước. Đồng thời miền Đông Nam bộ có khả năng trở thành khu sản xuất hóa dầu từ chuỗi C1, C2 và C3 của khu vực miền Nam để phục vụ cho thị trường cả nước, miền Tây Nam bộ và Bắc Trung bộ có thể phát triển hóa dầu từ khí từ chuỗi C1. Kết quả nghiên cứu định hướng góp phần hỗ trợ công tác nghiên cứu quy hoạch nguồn khí và lộ trình từng bước phát triển các sản phẩm hóa dầu tiềm năng trong nước nhằm đạt được mục tiêu đến năm 2020 sử dụng 20% lượng khí khai thác trong nước để sản xuất các sản phẩm hóa dầu theo kết luận của lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại kỳ họp lần I của Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí nhiệm kỳ 2011 - 2013.

I. Mở đầu

Việt Nam sản xuất được hơn 9 tỷ m^3 khí vào năm 2010, trong đó 90% sản lượng được dùng để sản xuất điện, chỉ có 6% được dùng để sản xuất phân đạm và 4% cho công nghiệp. Trong khi đó, ở các nước trong khu vực châu Á, tỷ lệ sử dụng cho sản xuất điện chỉ vào khoảng 25 - 70%, hóa dầu khoảng 3 - 25%, còn lại là cho lĩnh vực công nghiệp và các lĩnh vực khác. Căn cứ vào tình hình phát triển thăm dò và khai thác khí ở Việt Nam, cùng với cơ hội nâng cao giá trị cho nguồn khí thiên nhiên thông qua phát triển sản xuất hóa dầu đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng cao trong nước, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định đây là thời điểm thích hợp để đưa ra một lộ trình rõ ràng cho đầu tư và phát triển hóa dầu tại Việt Nam. Xuất phát từ các lý do trên, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao nhiệm vụ cho Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu định hướng sản xuất các sản phẩm hóa dầu tại Việt Nam từ nguồn nguyên liệu khí giai đoạn 2011 - 2025 với mục tiêu chính là đề xuất chủng loại sản phẩm hóa dầu tiềm năng có công suất đạt hiệu quả kinh tế và đáp ứng thị trường tiêu thụ trong nước, đồng thời xác định lượng và loại khí cần cung cấp theo từng giai đoạn.

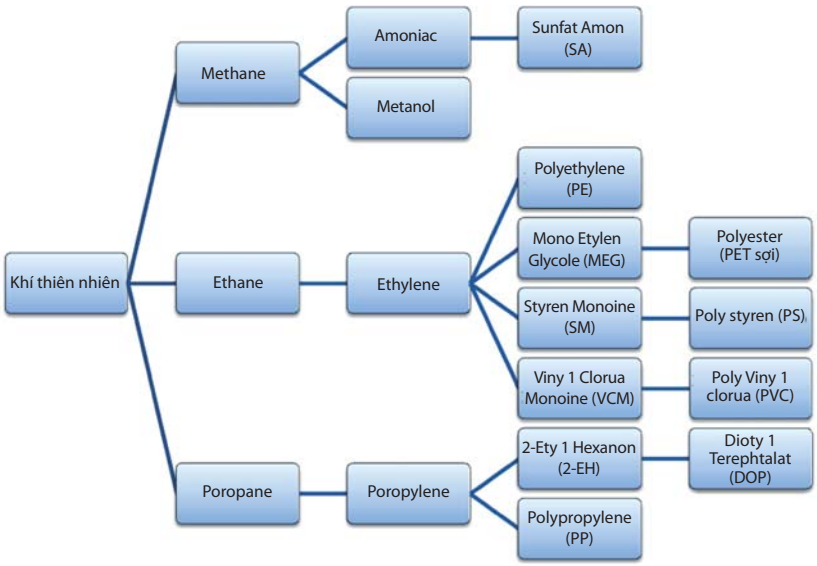
II. Nội dung

1. Kinh nghiệm phát triển hóa dầu từ khí

1.1. Tổng quan các hướng phát triển các sản phẩm hóa dầu từ khí

Theo kinh nghiệm các nước có công nghiệp hóa dầu phát triển trên thế giới, điều kiện để phát triển ngành công nghiệp hóa dầu từ khí chủ yếu dựa trên hai yếu tố chính là nguồn nguyên liệu khí sẵn có và giá khí rẻ. Trung Đông là khu vực dẫn đầu trong phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí do nguồn nguyên liệu khí sẵn có với giá thấp. Một số nước ở khu vực châu Á có trữ lượng khí được dùng cho sản xuất hóa dầu là Ấn Độ, Indonesia, Malaysia, Australia và Thái Lan. Đối với các nước phải nhập khẩu khí (LNG) lớn trong khu vực (Nhật Bản, Hàn Quốc), công nghiệp hóa dầu từ khí hầu như không phát triển do giá khí nhập khẩu không cạnh tranh.

Các dẫn xuất/sản phẩm hóa dầu từ khí chính bao gồm chuỗi C1 (methane), chuỗi C2 (ethane) và chuỗi C3 (propane).



Hình 1. *Sơ đồ các sản phẩm hóa dầu đi từ khí thiên nhiên*

Bảng 1. *Tỷ lệ phân bổ sử dụng khí thiên nhiên cho hóa dầu tại một số nước trong khu vực châu Á*

Tên nước	Trữ lượng khí xác minh (tỷ m^3)	Sản lượng khí khai thác (tỷ m^3)	Tỷ lệ phân bổ sử dụng khí thiên nhiên (%)
Saudi Arabia	7.920	78 (2009) 84 (2010)	Điện: 50 Hóa dầu: 25 Công nghiệp: 20 Khác: 5
Australia	3.800	42 (2009) 45 (2010) Nhu cầu: 26	Điện: 25 Hóa dầu: 3 Công nghiệp: 58 Khác: 14
Malaysia	2.380	63 (2009) 67 (2010) Nhu cầu: 31	Điện: 47 Hóa dầu: 6 Công nghiệp: 38 Khác: 9
Thái Lan	360	31 (2009) 33 (2010) Nhu cầu: 39	Điện: 72 Hóa dầu: 17 Công nghiệp: 10 Khác: 1

Nguồn: Market Evaluation of Gas-based Petrochemical Industry, Nexant, March 2010

1.2. Kinh nghiệm phát triển hóa dầu từ khí tại một số nước trong khu vực

Kinh nghiệm phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí trên thế giới và tại một số quốc gia nổi bật trong khu vực cho thấy một số vấn đề cần xem xét trong quá trình quy hoạch phát triển hóa dầu từ khí tại Việt Nam như sau:

+ Sử dụng hiệu quả nguồn khí: Kinh nghiệm thế giới cho thấy, công nghiệp hóa dầu từ khí phát triển mạnh mẽ và thuận lợi tại các quốc gia có nguồn khí dồi dào và giá rẻ, các quốc gia phải nhập khẩu khí lớn hầu như không phát triển hóa dầu từ khí. Thái Lan là quốc gia phải nhập khẩu khí từ năm 2011. Do đó, Chính phủ Thái Lan đã xác định rõ nguồn khí trong nước (giàu C2+) sẽ được ưu tiên sử dụng cho hóa dầu trong khi nguồn LNG nhập khẩu phục vụ cho các lĩnh vực khác. Đối với Việt Nam, với nguồn khí hạn chế và phải nhập khẩu khí từ khoảng năm 2015 để đáp ứng cho nhu cầu nội địa, việc tiến hành quy hoạch nguồn khí trong đó xác định mức độ ưu tiên đầu tư cho khí dùng cho hóa dầu cần được cân nhắc.

+ Lựa chọn các sản phẩm hóa dầu từ khí: Các quốc gia có nguồn khí sẵn có với giá rẻ (như Saudi Arabia), hoặc được sự hỗ trợ mạnh mẽ của chính phủ để phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí (như Malaysia) đều phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí với các sản phẩm đa dạng, bao gồm hầu hết các sản phẩm trong chuỗi từ C1 - C3. Trong khi đó, các quốc gia không nhận được sự trợ giá khí từ chính phủ (như Thái Lan) lựa chọn sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ khí mang lại hiệu quả kinh tế và có thị trường tiêu thụ. Việt Nam cần lựa chọn sản phẩm hóa dầu từ khí thích hợp, xuất phát từ hướng thị trường, bắt đầu với những sản phẩm có ứng dụng rộng rãi, có thị trường đáng kể và có tiềm năng phát triển. Bên cạnh đó, Việt Nam cũng cần xây dựng lộ trình từng bước phát triển các sản phẩm trong chuỗi sản phẩm hóa dầu từ khí như Thái Lan đã thực hiện.

+ Xác định địa điểm xây dựng các tổ hợp hóa dầu từ khí: Các tổ hợp hóa dầu từ khí được xây dựng tại các vị trí có thể tận dụng tối đa các lợi thế về tiếp cận nguồn nguyên liệu khí cũng như thị trường tiêu thụ sản phẩm, đồng thời sử dụng được cơ sở hạ tầng sẵn có. Thêm vào đó, Việt Nam cần xây dựng kế hoạch phát triển các tổ hợp hóa dầu tích hợp với quy mô lớn, tương tự khu công nghiệp Map Ta Phut tại Thái Lan, hoặc tổ hợp hóa dầu Kerteh tại Malaysia.

2. Nguồn cung nguyên liệu khí tại Việt Nam và trong khu vực châu Á

Giai đoạn 2010 - 2025, Việt Nam luôn trong tình trạng thiếu nguồn cung khí. Lượng khí thiếu hụt có thể lên tới

trên 5 tỷ m^3 vào năm 2020 và gần 10 tỷ m^3 vào năm 2025. Các phương án nhập khẩu khí có thể xem xét là nhập khẩu khí qua đường ống hoặc nhập khẩu dưới dạng khí hóa lỏng LNG:

+ Nhập khẩu bằng đường ống: Dự án Natuna D Alpha (Indonesia) có trữ lượng 1.300 tỷ m^3.

+ Nhập khẩu LNG: Dự án Gorgon và Pluto-1 của Australia, Shkhailin II của Nga và Peru LNG của Peru.

Ngoài ra, Việt Nam có thể xem xét nhập khẩu LPG từ các quốc gia xuất khẩu LPG lớn như: Malaysia, Qatar, Indonesia, Papua New Guinea và Australia.

3. Thị trường các sản phẩm hóa dầu tại Việt Nam

Nhìn chung, trong giai đoạn 2009 - 2025, các sản phẩm hóa dầu tại Việt Nam như: amoniac, SA, metanol, PE, VCM, PVC, MEG, PET xơ sợi, EVA (Etyl Vinyl Acetat), SM, PS, PP, 2-EH, DOP... luôn trong tình trạng thiếu hụt và được đáp ứng chủ yếu từ nguồn nhập khẩu.

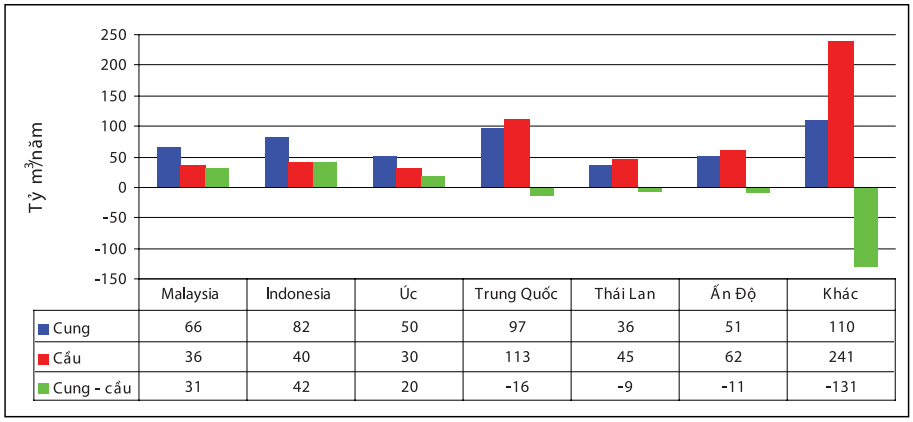
4. Định hướng phát triển hóa dầu từ khí

4.1. Phương pháp nghiên cứu

Nhằm đề xuất định hướng phát triển hóa dầu từ khí cho từng chuỗi sản phẩm C1, C2 và C3, chúng tôi đã thực hiện nghiên cứu theo trình tự sau:

Giai đoạn 1: Xác định quy mô công suất và thời điểm đầu tư

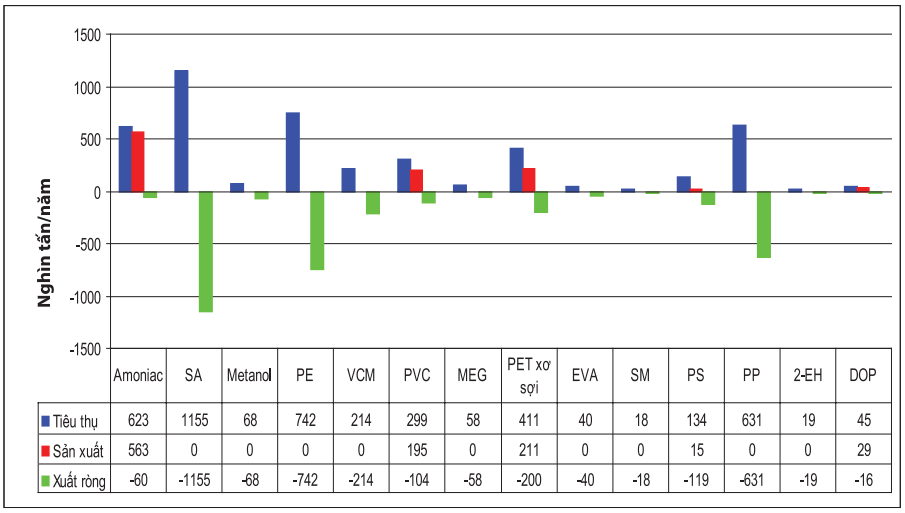
Quy mô công suất và thời điểm đầu tư của các nhà máy chế biến các sản phẩm hóa dầu từ khí được xác định dựa trên các tiêu



	Malaysia	Indonesia	Úc	Trung Quốc	Thái Lan	Ấn Độ	Khác
Cung	66	82	50	97	36	51	110
Cầu	36	40	30	113	45	62	241
Cung - cầu	31	42	20	-16	-9	-11	-131

Nguồn: BP Statistical Review of World Energy 2011, BP, June 2011

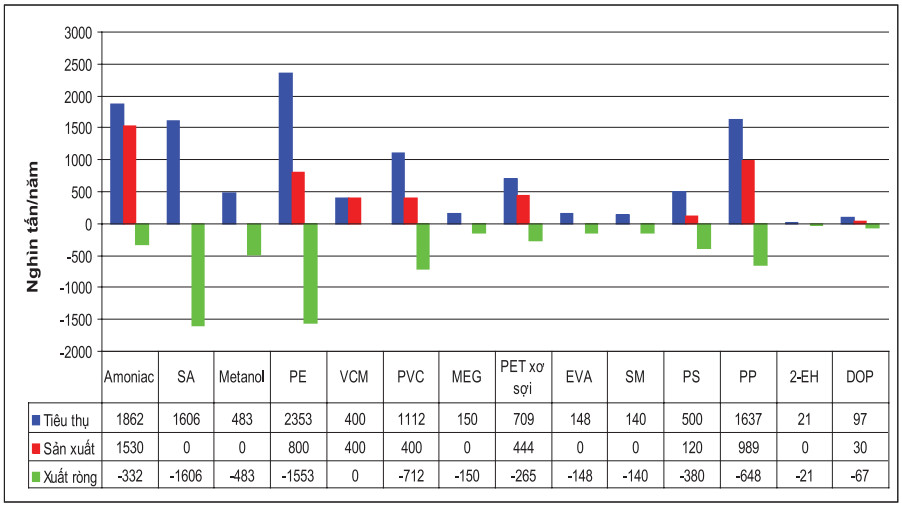
Hình 2. *Thị trường khí một số nước châu Á năm 2010*



	Amoniac	SA	Metanol	PE	VCM	PVC	MEG	PET xơ sợi	EVA	SM	PS	PP	2-EH	DOP
Tiêu thụ	623	1155	68	742	214	299	58	411	40	18	134	631	19	45
Sản xuất	563	0	0	0	0	195	0	211	0	0	15	0	0	29
Xuất ròng	-60	-1155	-68	-742	-214	-104	-58	-200	-40	-18	-119	-631	-19	-16

Nguồn: Tổng hợp số liệu từ các nguồn Thông tin thương mại, Cục Hóa chất - Bộ Công Thương, 2010

Hình 3. *Thị trường các sản phẩm hóa dầu từ khí tại Việt Nam năm 2009*



	Amoniac	SA	Metanol	PE	VCM	PVC	MEG	PET xơ sợi	EVA	SM	PS	PP	2-EH	DOP
Tiêu thụ	1862	1606	483	2353	400	1112	150	709	148	140	500	1637	21	97
Sản xuất	1530	0	0	800	400	400	0	444	0	0	120	989	0	30
Xuất ròng	-332	-1606	-483	-1553	0	-712	-150	-265	-148	-140	-380	-648	-21	-67

Nguồn: Tổng hợp số liệu từ các nguồn của PVPro, 2010

Hình 4. *Thị trường các sản phẩm hóa dầu từ khí tại Việt Nam năm 2025*

chí về: lượng thiếu hụt nhu cầu tiêu thụ của thị trường Việt Nam trong giai đoạn 2009 - 2025 cao hơn hoặc bằng mức công suất tối thiểu đạt hiệu quả kinh tế; khả thi về mặt công nghệ.

Giai đoạn 2: Đánh giá tính khả thi về mặt tài chính

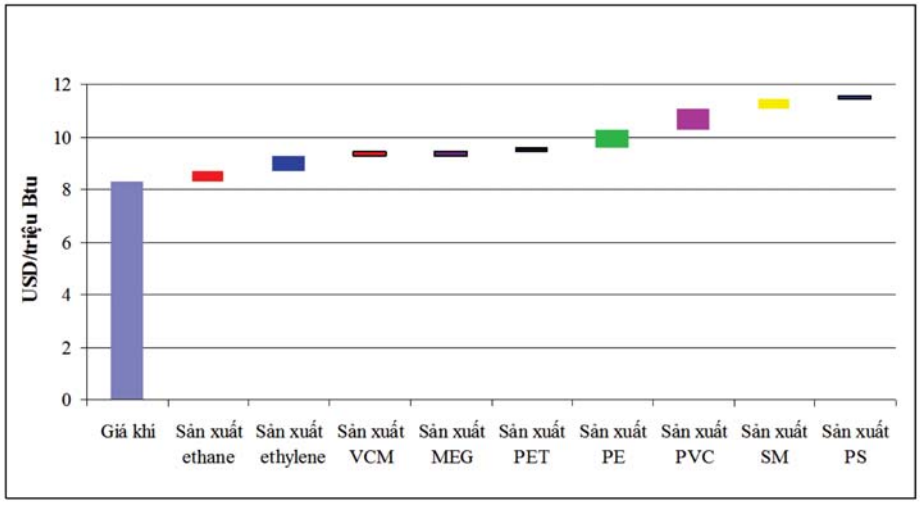
Tính khả thi về mặt tài chính của các nhà máy/chuỗi nhà máy được đánh giá thông qua việc phân tích hiệu quả kinh tế sơ bộ.

Giai đoạn 3: Xác định nhu cầu nguyên liệu khí cần thiết.

4.2. Kết quả nghiên cứu

Đối với chuỗi C1, kết quả phân tích cho thấy có thể đầu tư một nhà máy sản xuất amoniac có công suất 300.000 tấn/năm (mức công suất tối thiểu để dự án đạt hiệu quả kinh tế) vào năm 2014 nhằm cung cấp amoniac cho các dự án DAP (Di Amoni Photphat), NH_4NO_3 (Amoni Nitrat) và các nhu cầu khác trong nước. Nhu cầu khí nguyên liệu cho Nhà máy Amoniac công suất 300.000 tấn/năm là 0,252 tỷ m^3/năm.

Đối với chuỗi C2, một tổ hợp hóa dầu từ khí được đề xuất đầu tư vào năm 2021, gồm các nhà máy sản xuất PE công suất 400.000 tấn/năm, SM công suất 230.000 tấn/năm, PS 220.000 tấn/năm, VCM 400.000 tấn/năm, PVC 200.000 tấn/năm, MEG 175.000 tấn/năm và một nhà máy sản xuất PET xơ sợi công suất 180.000 tấn/năm. Sản xuất hóa dầu từ C2 mang lại giá trị gia tăng đáng kể cho nguồn khí trong nước. Tổng giá trị tăng thêm đạt 3 USD/triệu Btu, gần 40% giá khí ban đầu, trong đó các khâu sản xuất PE và PVC mang lại nhiều giá trị gia tăng nhất.



Nguồn: PVPro, 2010

Hình 5. *Giá trị gia tăng tạo ra cho khí khi sản xuất hóa dầu từ C2*

Để cung cấp nguyên liệu cho các nhà máy PE, SM, VCM và MEG, một nhà máy sản xuất ethylene công suất 770.000 tấn/năm sẽ đi vào hoạt động trong cùng thời điểm, năm 2021, với nhu cầu ethane khoảng 950.000 tấn/năm. Ngoài dự án tách 250.000 tấn ethane/năm từ khí của đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố (ethane 1), cần phải đầu tư Nhà máy ethane 2 với công suất 700.000 tấn/năm đi từ khí của hai đường ống Nam Côn Sơn 1 và Nam Côn Sơn 2. Đánh giá sơ bộ cho thấy cả hai nhà máy đều đạt hiệu quả kinh tế.

Với hướng phát triển từ chuỗi C3, cụm nhà máy sản xuất propylene (công suất 450.000 tấn/năm) và polypropylene (công suất 400.000 tấn/năm) có thể được xem xét đầu tư vào năm 2023.

5. Khả năng cung cấp nguyên liệu khí

Hiện tại, sản lượng khai thác khí của Việt Nam đạt hơn 9 tỷ m^3 khí/năm. Đây là nguồn nguyên liệu khá dồi dào cho phát triển hóa dầu từ C1. Trong khi đó tách ethane và propane từ khí để phát triển hóa dầu từ C2 và C3 phụ thuộc vào hàm lượng của chúng trong khí và hệ thống cơ sở hạ tầng cho vận chuyển khí.

Nhà máy Chế biến khí Dinh Cố là nguồn cung LPG đi từ khí duy nhất trong nước, hàng năm sản xuất gần 300.000 tấn LPG (hỗn hợp propane và butane) cho thị trường trong nước. Nhà máy dự kiến được nâng cấp để tách thêm 250.000 tấn ethane/năm trong khí Cửu Long, cung ứng cho Tổ hợp Hóa dầu miền Nam vào năm 2014.

Ethane và propane có thể được tách từ đường ống Nam Côn Sơn 1 và Nam Côn Sơn 2. Đường ống Nam Côn Sơn 2 có thể được Petrovietnam đầu tư và đưa vào vận hành vào năm 2014 với công suất vận chuyển là 5,6 tỷ m^3/năm.

Sản lượng và hàm lượng ethane từ hai đường ống PM3 - Cà Mau và Lô B & 52 - Ô Môn khá thấp, thêm vào đó việc vận chuyển ethane bằng đường ống từ Tây Nam bộ sang Đông Nam bộ rất khó khăn. Vì vậy, việc đầu tư tách ethane từ hai đường ống trên không được đề xuất. Việc tách propane có thể được nghiên cứu triển khai cho đường ống Lô B & 52 - Ô Môn.

Bảng 2. *Khả năng cung cấp ethane và propane của các đường ống dẫn khí*

Đường ống dẫn khí	Công suất tỷ m^3/năm	Trung bình C2 % mol	Trung bình C3 % mol	Sản lượng Ethane nghìn tấn/năm	Sản lượng Propane nghìn tấn/năm
Đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố (1995)	2,2	10	5	257	198
Đường ống Nam Côn Sơn 1 (2002)	7	5	2,5	409	316
Đường ống Nam Côn Sơn 2 (2014)	5,6	5	2,5	327	253
Đường ống PM3 - Cà Mau (2007)	2	6	3	70	54
Đường ống Lô B & 52 - Ô Môn (2014)	6,4	3	1,5	224	173
Tổng cung lớn nhất	**23,2**			**1.287**	**994**
Dùng cho hóa dầu				**993**	**940**

Nguồn PV Gas, 2010

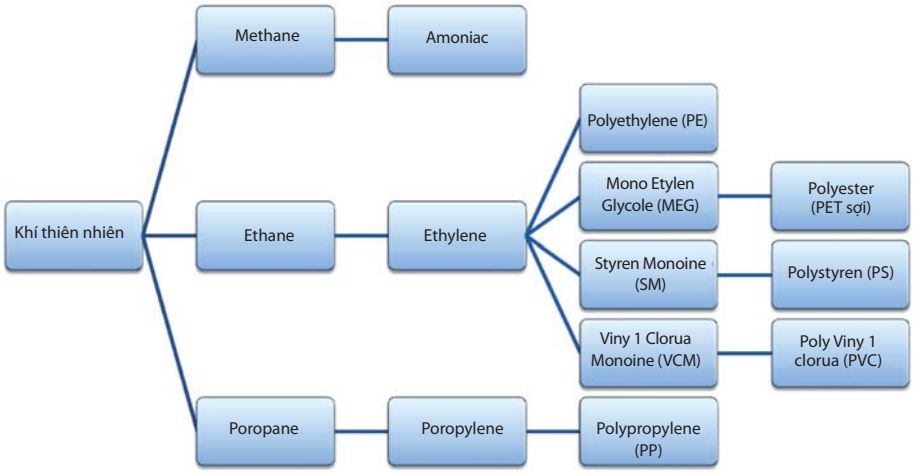
Bảng 3. *Nguồn cung khí giai đoạn 2010 - 2035 (phương án cơ sở)*

Đơn vị: tỷ m^3

Nguồn cung	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Đông Nam bộ	6,23	7,94	6,61	3,60	1,30	0,11
Tây Nam bộ	1,80	4,79	5,79	4,63	4,19	1,00
Tổng	**8,03**	**12,73**	**12,40**	**8,23**	**5,49**	**1,11**

Nguồn: PVN

Với hệ thống cơ sở hạ tầng cho vận chuyển khí hiện nay có thể tách khoảng 935.000 tấn ethane/năm và 816.000 tấn propane/năm từ các bể khí cho phát triển hóa dầu. Sản lượng ethane và propane này đáp ứng đủ cho nhu cầu ethane và propane của các dự án đang xem xét (950.000 tấn ethane/năm và 538.000 tấn propane/năm).



Hình 6. *Sơ đồ tổng hợp đề xuất phát triển quy hoạch hóa dầu từ khí*

Từ khả năng cung cấp khí thiên nhiên nội địa theo bảng trên, để đảm bảo đủ nguồn nguyên liệu ethane và propane cho chuỗi C2 và C3 đề xuất, đến năm 2021 với phương án cơ sở về nguồn cung khí, Việt Nam cần xem xét các phương án nhập khẩu khí bằng đường ống.

III. Kết luận

Hóa dầu từ C2 mang lại nhiều lợi nhuận hơn so với hóa dầu từ C1 và C3, đây là hướng nên được tập trung đầu tư để mang lại giá trị tăng thêm cho nguồn khí trong nước. Ngoài dự án tách 250.000 tấn ethane/năm từ khí của đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố, nên đầu tư thêm một nhà máy tách ethane với công suất 700.000 tấn/năm đi từ khí của hai đường ống Nam Côn Sơn 1 và Nam Côn Sơn 2.

Với thuận lợi về nguồn nguyên liệu, thị trường sản phẩm và cơ sở hạ tầng, Đông Nam bộ có khả năng trở thành khu sản xuất hóa dầu từ C1, C2 và C3 của khu vực miền Nam để phục vụ cho thị trường cả nước. Tây Nam bộ và Bắc Trung bộ có thể phát triển hóa dầu từ khí từ C1.

Bảng 4. *Tổng hợp đề xuất phát triển quy hoạch hóa dầu từ khí*

Nhà máy	Công suất (nghìn tấn/năm)	Năm vận hành	Địa điểm	Nhu cầu nguyên liệu	
				Ethane (nghìn tấn/năm)	Khí, (Tỷ m³)
Chuỗi C1					
Amoniac	300	2014	Đông Nam bộ Tây Nam bộ Bắc Trung bộ		0,252
Chuỗi C2					
Ethylene	770	2021	Đông Nam bộ	950	14
SM	230			82	
VCM	400			231	
MEG	175			130	
PE	400			498	
PVC	200				
PS	220				
PET xơ sợi	180				
Chuỗi C3					
Propylene	450	2023	Đông Nam bộ	538 (Propane)	7,2
PP	400				

Tài liệu tham khảo

1. Nexant, March 2010. *Market evaluation of gas-based petrochemical industry.*

2. Nexant, July 2009. *Petrochemical market dynamics Asia Pacific - Styrene, Polystyrene, ABS and SBR, PPE program chemsystems.*

3. Nexant, January 2009. *Petrochemical market dynamics Asia Pacific - Polyesters and Intermediates, PPE program chemsystems.*

4. Nexant, December 2008. *Petrochemical profitability forcasts Asia Pacific, PPE program chemsystems.*

5. BP, June 2009. *BP statistical review of World Energy 2009.*

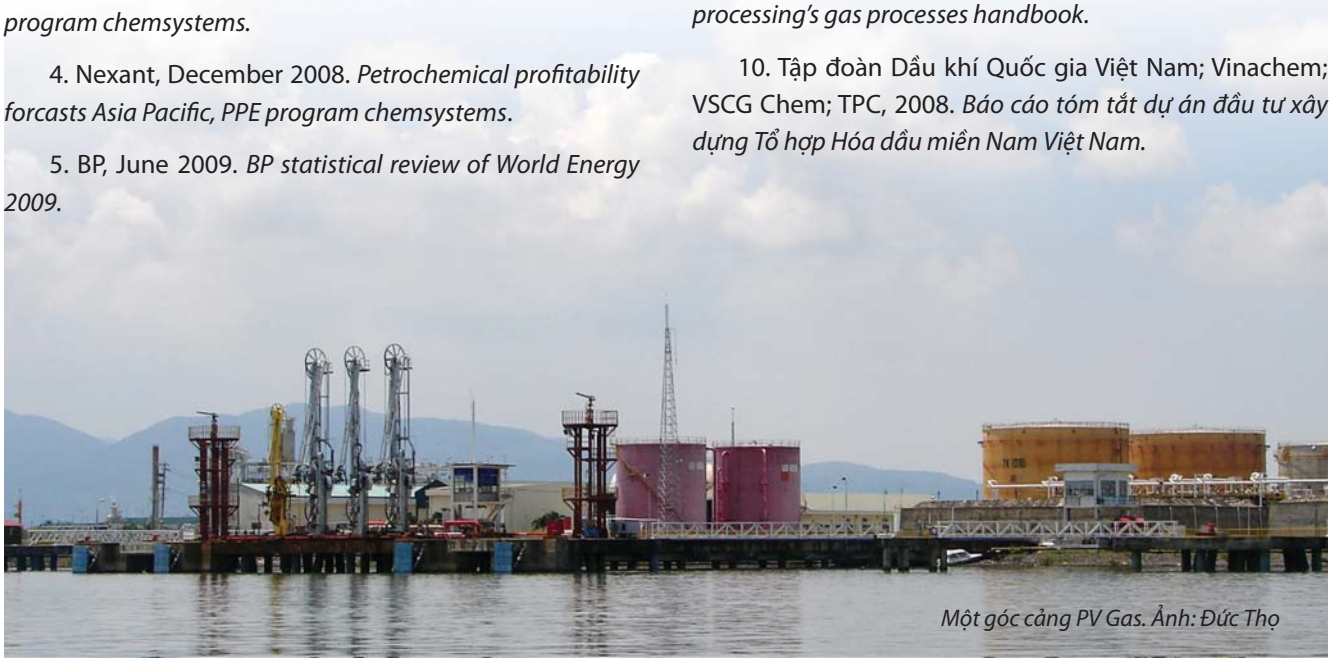
6. The LNG Journal, October 2009. *LNG Shipping review 2009.*

7. Petrovietnam Gas Corporation & Wood Mackenzie, September 2008. *Gas market assessment and gas import planning (MAIP).*

8. SRI Consulting, 2009. *PEP Yearbook International 2008 vol. 4M SRI.*

9. Gulf Publishing Company, 2006. *Hydrocarbon processing's gas processes handbook.*

10. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam; Vinachem; VSCG Chem; TPC, 2008. *Báo cáo tóm tắt dự án đầu tư xây dựng Tổ hợp Hóa dầu miền Nam Việt Nam.*



Một góc cảng PV Gas. Ảnh: Đức Thọ

Nghiên cứu sự hình thành mầm tinh thể SAPO-5 tại các nhiệt độ kết tinh khác nhau bằng các phổ trong dòng, ứng dụng làm chất nền cho xúc tác cracking

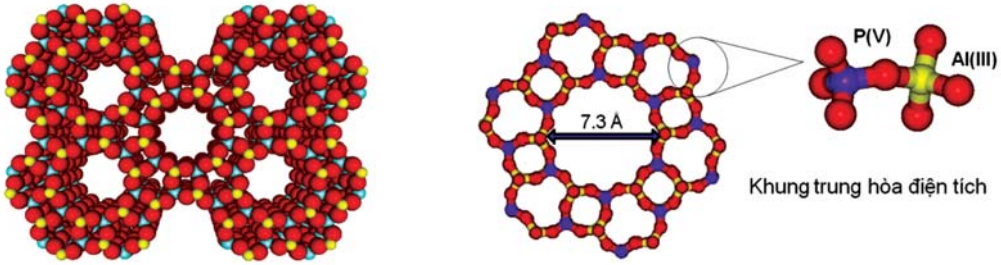
ThS. Nguyễn Đình Hưng
Công ty Cổ phần Xây lắp Dầu khí Hà Nội
TS. Nguyễn Khánh Diệu Hồng, KS. Đỗ Văn Hùng
KS. Nguyễn Hữu Danh
Đại học Bách khoa Hà Nội
ThS. Võ Đức Anh
Đại học Công nghiệp Tp. Hồ Chí Minh

Trong những năm gần đây, các vật liệu rây phân tử dựa trên cơ sở aluminophotphat ($AlPO_4$-n) đã được tập trung nghiên cứu, chế tạo và bước đầu đi vào sử dụng, mở ra một giai đoạn mới trong lĩnh vực kỹ thuật rây phân tử không dựa trên cơ sở aluminosilicate (zeolit) [1 - 4]. ($AlPO_4$-n) là một loại vật liệu vi xốp, có một số cấu trúc giống zeolit đã biết, còn phần lớn là cấu trúc mới lạ. Chúng được cấu tạo từ những đơn vị tứ diện AlO_4 và PO_4 liên kết với nhau bằng cầu oxy. Với các tính chất đặc trưng của rây phân tử, ($AlPO_4$-n) có thể được sử dụng làm chất hấp phụ, chất trao đổi ion, chất nền, đặc biệt để làm chất xúc tác dị thể axit pha rắn, phục vụ trong ngành công nghệ lọc dầu, hóa dầu. Khả năng dễ dàng thay đổi cấu trúc bằng cách thay thế các kim loại hay dị nguyên tố vào khung mạng làm đa dạng thêm về các thành phần cấu tạo và cấu trúc, nâng cao tầm quan trọng của những vật liệu mới này trong quá trình xúc tác công nghiệp do khả năng hình thành nhiều dạng tâm hoạt tính sau quá trình biến tính.

Gần đây, Silico-aluminophotphat (SAPO) là vật liệu ($AlPO_4$-n) được biến tính bằng cách thế Si vào khung mạng, đã được chú ý nhiều [34]. Khi Si được thế vào khung mạng sẽ làm xuất hiện các tâm hoạt tính và tăng độ bền nhiệt của vật liệu lên rất nhiều [9]. Các loại SAPO khi biến tính tiếp, có thể sử dụng để thúc đẩy phản ứng oxy hóa NO thành NO_2, cũng là một xúc tác hiệu quả cho phản ứng phân hủy N_2O ngay cả khi có mặt hơi nước và oxy (chính là quá trình xử lý khí thải động cơ [31, 34]). Ngoài ra, SAPO-5 có thể được sử dụng làm pha nền cho xúc tác cracking. Xúc tác cracking chỉ có khoảng 30 - 35% pha hoạt tính, còn lại là pha nền và chất mang. Trước đây, theo truyền thống, pha nền thường hay được sử dụng là nhôm oxit, aluminosilicat, cao lanh, đất sét... Tuy nhiên, một số phản ứng cracking với nguồn nguyên liệu cồng kềnh như: dầu thực vật, cặn béo, sinh khối có những đặc thù riêng mà các chất pha nền truyền thống đó không phù hợp. Sử dụng vật liệu AlPO, SAPO biến tính làm pha nền thích hợp cho những phản ứng cracking nêu trên là mục tiêu của công trình nghiên cứu này.

I. Mở đầu

AlPO-5 thuộc loại cấu trúc AFI, có kích thước lỗ xốp lớn (7,3 Å), với ô mạng cơ sở đối xứng hình lục giác chứa 24 oxit tứ diện với sự sắp xếp 12 nguyên tử Al và 12 nguyên tử P xen kẽ nhau tạo ra hệ thống khung mạng tinh thể một chiều, gồm những hình trụ vòng 12 cạnh song song được giới thiệu trong Hình 1 [2, 25].



Hình 1. *Cấu trúc không gian 3 chiều của vật liệu SAPO-5 thuộc họ AFI*

Những ưu điểm khi sử dụng SAPO-5 làm chất mang hay chất nền cho phản ứng cracking có thể kể đến là [12, 15]:

+ Hình thái và kích thước tinh thể của vật liệu tạo điều kiện cho sự khuếch tán, điều tiết các phản ứng trong xúc tác.

+ Diện tích bề mặt lớn và độ bền nhiệt cao.

+ Lỗ xốp sắp xếp đồng đều nên có độ chọn lọc của bản thân pha nền rất cao.

Các ion nằm trong khung mạng SAPO-5 có thể được trao đổi bởi ion dương khác để tạo ra các tính chất axit hay oxi hóa khử. Điều này cho phép biến tính chất nền thành một chất nền có khả năng định hướng cho nhiều phản ứng mong muốn khác nhau, thậm chí thay thế một phần cho pha xúc tác. Cụ thể SAPO-5 còn được sử dụng là xúc tác cho nhiều phản ứng như: cracking các hydrocarbon, isome hóa olefin và hydrocacbon thơm, oligome hóa, hydroisome hóa và alkyl hóa [11, 17, 18, 26, 40].

Có nhiều nghiên cứu về các điều kiện kết tinh SAPO-5. Tuy nhiên, việc sử dụng các phổ trong dòng (*in-situ* spectroscopy) là một hướng nghiên cứu mới. Các phổ trong dòng cho phép theo dõi quá trình kết tinh từ đầu đến khi các tinh thể hoàn thiện mà không bỏ sót một khoảng thời gian nào. Đây là điều mà các phổ thông thường không làm được [37]. Các thiết bị và bộ thí nghiệm thu tín hiệu do chúng tôi tự thiết lập, đặt tại Việt Nam và các phòng thí nghiệm uy tín trên thế giới. Trong bài báo này, chúng tôi tập trung giới thiệu một phần của nghiên cứu về sự hình thành các mầm tinh thể SAPO-5 tại các nhiệt độ kết tinh khác nhau bằng các phổ trong dòng như phổ XRD, tán sắc năng lượng tia X EDXRD, nhiễu xạ tia X góc hẹp SAXRD và góc rộng WAXRD.

II. Thực nghiệm

1. Tổng hợp xúc tác

SAPO-5 được tổng hợp bằng phương pháp kết tinh thủy nhiệt với thành phần gel gồm nguồn nhôm, phospho, chất tạo cấu trúc và dung môi theo tỷ lệ gel như sau [20]:

(0,5 - y) SiO_2: x Al_2O_3: y P_2O_5: 0,8 Tem: zH_2O

Trong đó: Tem là chất tạo cấu trúc và x, y, z là tỷ lệ phần mol trong gel kết tinh.

Cụ thể, SAPO-5 được tổng hợp qua các bước sau:

+ Tạo gel: Đây là bước quan trọng nhất trong quá trình tổng hợp rây phân tử $AlPO_4$. Từ các nguồn nguyên liệu ban đầu với thành phần và tỷ lệ thích hợp, hỗn hợp được trộn, khuấy, gia nhiệt khoảng 30 - 40^{0}C liên tục trong nhiều giờ cho đến khi tạo môi trường gel đồng nhất

+ Kết tinh thủy nhiệt: Gel được đưa vào bình Teflon, đặt trong bình kết tinh thủy nhiệt bằng thép, sau đó đưa vào trong tủ nung tại nhiệt độ kết tinh. Duy trì nhiệt độ này trong thời gian kết tinh đã được tính toán trước.

+ Lọc, rửa, sấy và nung: Sản phẩm được đem đi lọc chân không và rửa bằng nước cất nhiều lần. Phần tinh thể sau khi lọc được sấy khô trong tủ sấy khoảng vài giờ ở nhiệt độ 60 - 110^{0}C. Cuối cùng, sản phẩm được đưa vào lò nung trong không khí khoảng vài giờ ở nhiệt độ thích hợp để loại nước và chất tạo cất trúc trong mạng tinh thể. Sau đó các mẫu xúc tác này mới được đem đi đặc trưng bằng các phương pháp phổ trong dòng (in-situ spectroscopy).

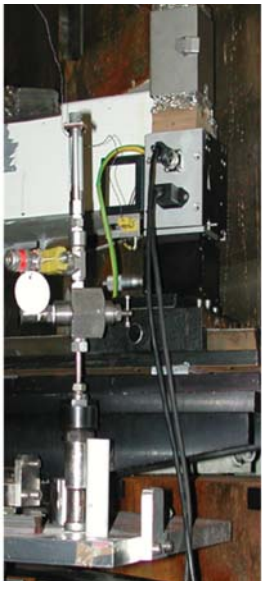
2. Thiết lập thí nghiệm đo phổ hấp thụ X-ray và nhiễu xạ X-ray trong dòng (in-situ XRD/XAS)

Thí nghiệm để thu tín hiệu kết hợp của phổ hấp XRD/XAS trong dòng được thiết lập tại Phòng thí nghiệm Daresbury Lab, station 9.3, Warrington, Vương quốc Anh và Phòng thí nghiệm BM26 SRS Lab - Grenoble, Cộng hòa Pháp. Cell phản ứng được thiết kế và chế tạo tại Phòng thí nghiệm Đại học Bách khoa Hà Nội và UCL - London.

Hình 2. *Thiết lập thí nghiệm đo phổ hấp thụ in-situ XRD/XAS (phải) và Cell phản ứng (trái) tại Phòng thí nghiệm Daresbury Lab, station 9.3, Warrington, Vương quốc Anh*

Hình 3. *Cấu tạo của cell phản ứng kết tinh thủy nhiệt sử dụng để đo XRD/XAS trong dòng tại Phòng thí nghiệm BM26 SRS Lab - Grenoble, Pháp*

Hình 4. *Thiết lập thí nghiệm đo phổ hấp thụ in-situ XRD/XAS tại phòng thí nghiệm BM26 SRS Lab - Grenoble, Pháp: vị trí Detector (trái) và bộ điều khiển nhiệt độ (phải)*



Hình 5. *Thiết bị đo phổ tán sắc năng lượng tia X EDXRD trong dòng*

3. Thiết lập thí nghiệm đo phổ tán sắc năng lượng tia X EDXRD trong dòng (in-situ Energy Dispersive X-ray Diffraction)

Phổ tán sắc năng lượng EDXRD trong dòng được thiết lập tại Phòng thí nghiệm Nghiên cứu Vật liệu mới của Đại học Chiang Mai, Thái Lan (Hình 5). EDXRD trong dòng được thu bằng hai detector đơn nguyên tố (single element solid-state detector) và detector 3 nguyên tố (3-element detector). Trong cả 2 trường hợp thì góc được cố định ở 2θ bằng từ 1,2 - 1,8°. Cứ từ 60 - 120 giây thì detector quét một lần. Tổng thời gian quét là từ 40 đến 180 phút. Số liệu phổ EDXRD được xử lý bằng 2 phần mềm Dlconvert và Xfit trực tuyến từ trang CCP14 của Phòng thí nghệm Daresbury, UK. Thang đo năng lượng được chuyển đổi sang d-spacing sử dụng phần mềm DLconvert.

Ưu điểm của EDXRD là [6, 7]:

+ Thời gian thu tín hiệu nhanh, chỉ từ 1 - 2 phút.

+ Cho biết động học của quá trình kết tinh.

+ Cho biết ảnh hưởng của các điều kiện phản ứng như thành phần gel, nhiệt độ, pH, hàm lượng dị kim loại, dị nguyên tố (nếu có) đến quá trình kết tinh.

4. Phổ nhiễu xạ X-ray góc hẹp SAXRD (hoặc SAXS) (Small Angle X-ray Scattering/Diffraction) và góc rộng WAXRD (wide Angle X-ray Diffraction)

- SAXRD [33]:

+ Ưu điểm: cho biết kích thước hạt và hình dạng hạt...

+ Nhược điểm: không cho biết thông tin về cấu trúc của tinh thể cũng như pha vô định hình tồn tại cùng pha tinh thể (Hình 6).

SAXS thường được sử dụng khi thông số d-spacing lớn (lớn hơn 30Å). D-spacing càng lớn thì góc phản xạ càng nhỏ (Hình 7).

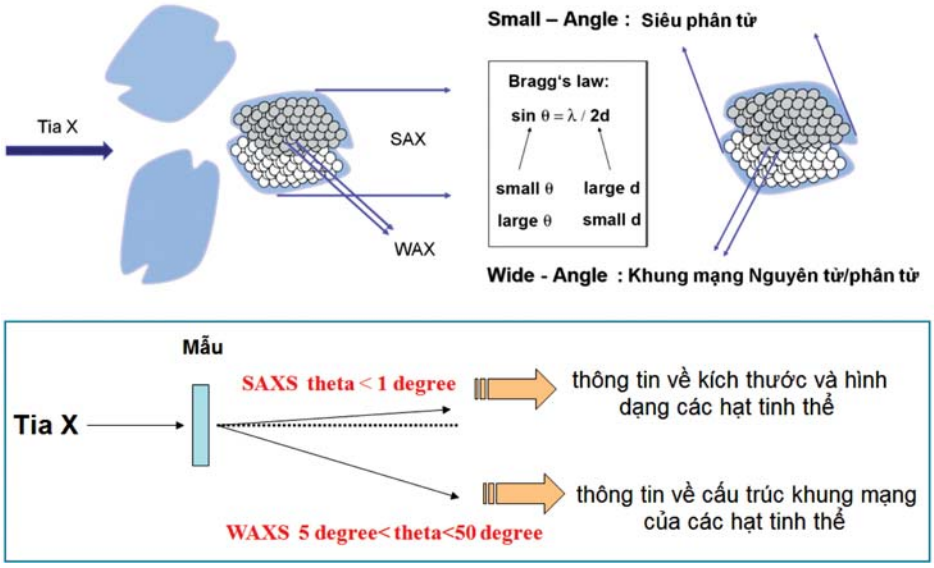
- WAXRD [33]: thường được sử dụng rất tốt khi cần giải quyết bài toán về cấu trúc của khung mạng nguyên tử/phân tử.

III. Kết quả và thảo luận

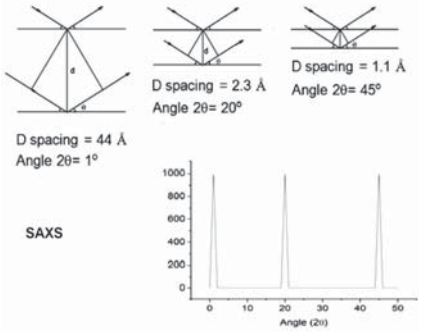
1. Các thông tin cơ bản thu được khi kết hợp các phổ trong dòng để nghiên cứu sự hình thành tinh thể

Để nghiên cứu về quá trình hình thành các mầm tinh thể vật liệu (nucleation profile) nói chung có khá nhiều phương pháp. Trong đó một phương pháp hữu hiệu là sử dụng kết hợp các phổ trong dòng như: XAS/EXAFS, XRD, EDXRD để có thông tin đầy đủ nhất (Hình 8). Để xây dựng đường cong hình thành tinh thể hay còn gọi là đường cong kết tinh (Growth curve/crystallization curve) có thể sử dụng một trong các phổ sau: XRD, NMR, UV hoặc IR. Để có thể đo được EDXRD trong dòng, chúng tôi sử dụng chùm tia ánh sáng trắng (white beam) thay vì sử dụng tia X đơn sắc như khi đo XRD truyền thống.

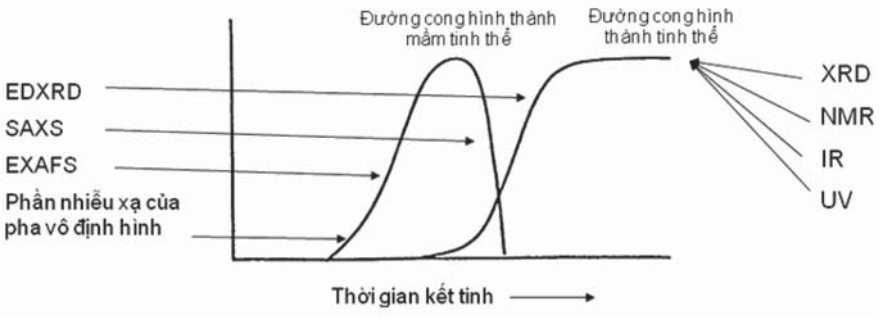
Thông thường, khi đo phổ tán xạ tia X trong phòng thí nghiệm, người ta sử dụng phương pháp (theta, 2 theta) là giữ ống phát đứng yên, bệ mẫu quay góc theta, detector quay góc 2 theta. Do giữ ống phát đứng yên nên hạn chế được sai lệch về góc khi sử dụng trong thời gian dài, nhưng lại có nhược điểm do bệ mẫu quay nên không đo được những mẫu khối có khối lượng lớn hoặc mẫu đo ở trạng thái lỏng (tinh thể lỏng). Phương pháp này chỉ phù hợp để phân tích mẫu bột hoặc khối với lượng nhỏ. Tuy nhiên, để nghiên cứu về quá trình và cơ chế hình thành mầm tinh thể ở trạng thái gel lỏng, chúng tôi phải sử dụng phương pháp



Hình 6. *Các thông tin thu được từ phổ SAXS góc hẹp và WAXS góc rộng. SAXS cho biết các thông tin về kích thước, hình dạng chung của các hạt tinh thể trong khi WAXS cho biết về cấu trúc khung mạng của các hạt tinh thể*

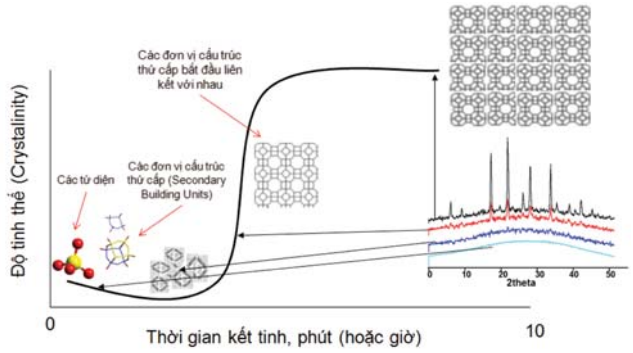


Hình 7. *Phổ SAXS được sử dụng khi thông số d-spacing lớn*



Hình 8. *Sự kết hợp của các phổ trong dòng cho biết thông tin về sự hình thành mầm và lớn lên của các tinh thể*

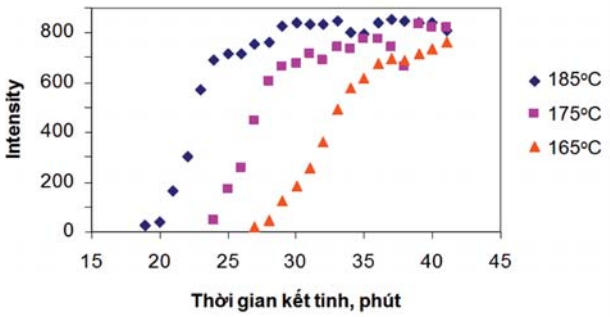
(theta, theta): có nghĩa là giữ bệ mẫu đứng yên do đó ống phát phải quay góc theta và detector cũng phải quay một góc bằng theta để đảm bảo góc phản xạ bằng góc tới.



Hình 9. *Cấu trúc của một đường cong kết tinh (growth curve) và các thông tin thu được*

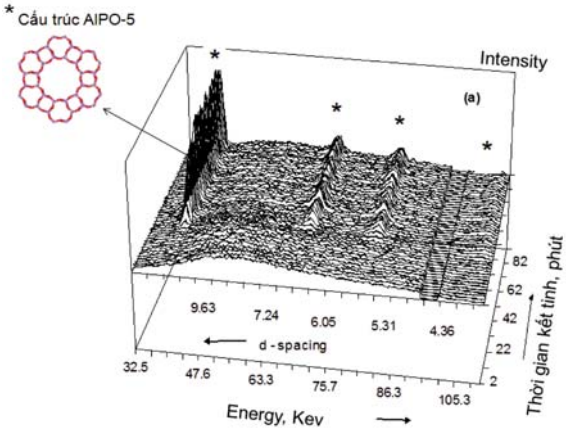
2. Nghiên cứu sự hình thành mầm tinh thể SAPO-5 với các nhiệt độ kết tinh khác nhau

Chất tạo cấu trúc được lựa chọn để nghiên cứu sự hình thành tinh thể SAPO-5 với các nhiệt độ kết tinh khác nhau ở đây là TEA. Lý do là so với các chất tạo cấu trúc khác, TEA có độ chọn lọc pha tinh thể khá cao. Theo như các nghiên cứu trên thế giới thì nhiệt độ kết tinh SAPO-5 không được nhỏ hơn 150°C [19], vì khi đó pha tinh thể AFI sẽ không hình thành được. Hình 10 thể hiện đường cong kết tinh SAPO-5 tại 3 nhiệt độ được lựa chọn là 165, 175 và 185°C. Cường độ pic trong đường cong kết tinh SAPO-5 được cho trong Hình 10 là cường độ pic đặc trưng cho mặt phản xạ AFI (100). Kết quả được xử lý từ phổ EDXRD trong dòng. Trong nghiên cứu này, chúng tôi chỉ khảo sát sự hình thành mầm tinh thể trong một khoảng thời gian nhất định cho đến khi quá trình hình thành mầm đã đạt đến cân bằng và không lựa chọn thời gian kết tinh dài.

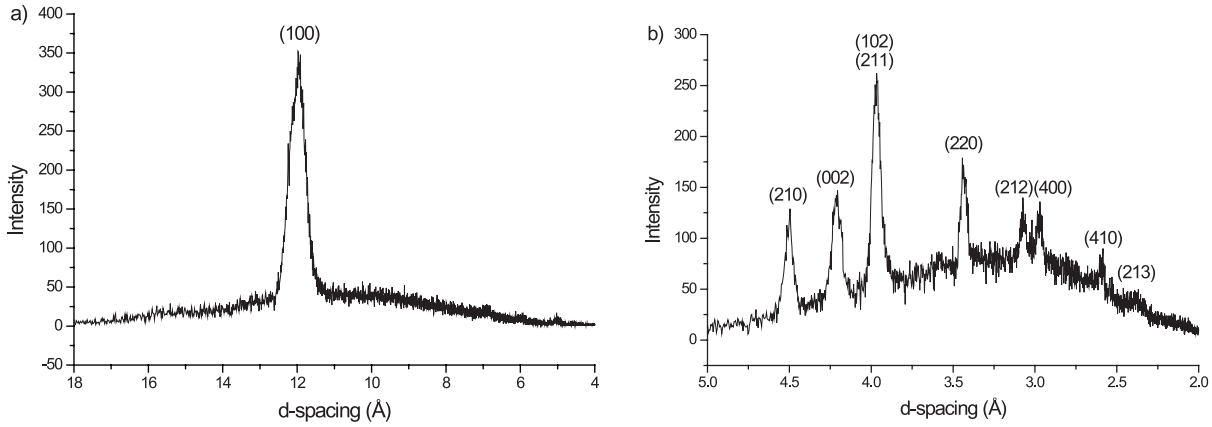


Hình 10. *Đường cong kết tinh SAPO-5 (growth curve) với các nhiệt độ kết tinh khác nhau thể hiện qua cường độ pic đặc trưng cho mặt phản xạ AFI (100) được tính toán từ phổ EDXRD trong dòng*

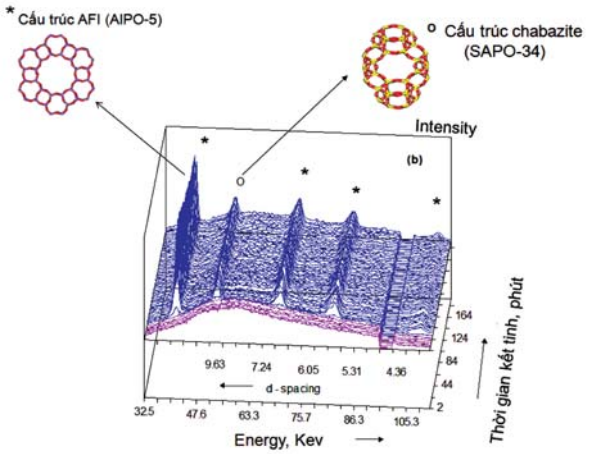
Đường cong kết tinh của SAPO-5 với các nhiệt độ kết tinh khác nhau cho thấy nhiệt độ kết tinh càng tăng thì thời gian cảm ứng (thời gian bắt đầu xuất hiện tinh thể đầu tiên) càng ngắn. Nếu nhiệt độ cao quá 185°C, theo các nghiên cứu trước đây [19] thì pha tinh thể AFI sẽ không bền và có khả năng bị sập cấu trúc, tạo nên các pha đặc như berlinite, cristobalite hay tridymite. Do vậy, chúng tôi không nghiên cứu nhiệt độ kết tinh cao hơn nhiệt độ này.



Hình 11. *Sự xuất hiện một pha duy nhất SAPO-5 (họ AFI) tại nhiệt độ kết tinh 165°C với chất tạo cấu trúc TEA*



Hình 12. *Phổ EDXRD của SAPO-5 tổng hợp bằng chất tạo cấu trúc Indexed triethylamine (TEA) tại nhiệt độ 165°C sau 40 phút kết tinh. Tín hiệu được thu (a) từ detector phía dưới tại góc 1.286°2θ cố định và (b) từ detector giữa tại góc 4.076°2θ cố định. Thời gian thu tín hiệu trong vòng 1 phút. Năng lượng E đã được chuyển sang thông số d-spacing*

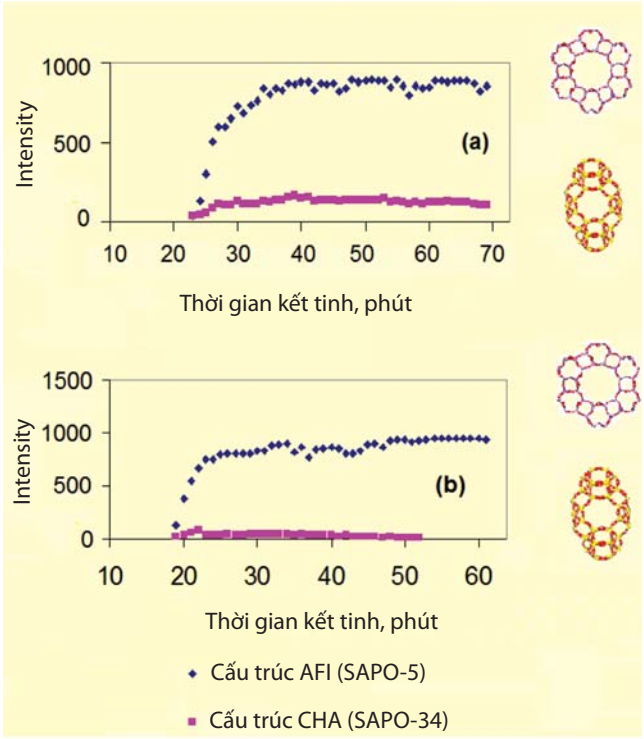


Hình 13. *Sự cạnh tranh giữa 2 pha tinh thể SAPO-5 (họ AFI) và SAPO-34 (họ CHA) với cùng một chất tạo cấu trúc TEA giống nhau xuất hiện tại nhiệt độ kết tinh 185°C thể hiện qua phổ EDXRD trong dòng. Phần màu hồng là khoảng thời gian chưa xuất hiện các tinh thể*

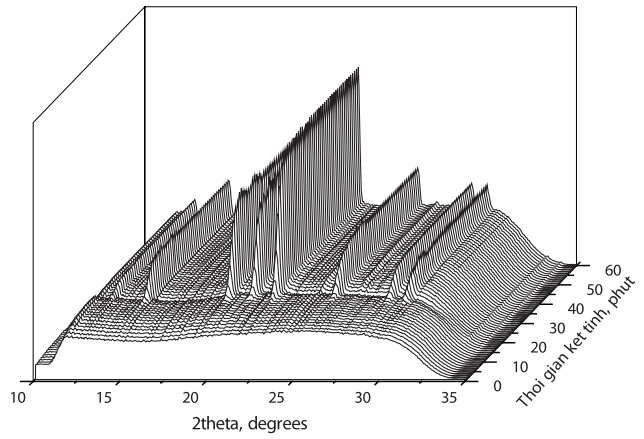
Phổ EDXRD trong Hình 11 và 12 cho thấy sự xuất hiện một pha duy nhất SAPO-5 (họ AFI) tại nhiệt độ kết tinh 165°C với chất tạo cấu trúc TEA. Nếu kết tinh ở nhiệt độ 175 hay 185°C thì các tinh thể SAPO-5 xuất hiện sớm hơn nhiều (20 - 23 phút) so với 165°C (27 phút) (Hình 10), nhưng lại xuất hiện gần như đồng thời pha tinh thể cạnh tranh CHA của SAPO-34 (Hình 13, 14). Điều này chứng tỏ nhiệt độ kết tinh cũng đóng vai trò chọn lọc pha tinh thể. Tuy nhiên, có thể thấy hàm lượng pha tinh thể cạnh tranh này nhỏ hơn rất nhiều so với pha tinh thể chính là SAPO-5.

Như vậy có thể thấy khi nhiệt độ kết tinh càng cao thì thời gian bắt đầu xuất hiện tinh thể SAPO-5 đầu tiên (hay còn gọi là thời gian cảm ứng) càng ngắn. Tuy nhiên, trong 3 nhiệt độ kết tinh được lựa chọn thì chỉ có nhiệt độ cao như 175 - 185°C có sự xuất hiện của pha SAPO-34 cạnh tranh với SAPO-5. Nhiệt độ càng cao thì hàm lượng pha SAPO-34 càng nhiều (Hình 14). Tại nhiệt độ 165°C không xuất hiện pha cạnh tranh SAPO-34 mà chỉ tồn tại một pha SAPO-5 duy nhất.

Đồng thời với việc thu tín hiệu SAXRD và EDXRD thì chúng tôi tiến thành đo phổ WAXRD. Phổ WAXRD trong Hình 15 cho thấy sự xuất hiện của bộ pic đặc trưng cho cấu trúc AFI của SAPO-5 trong thời gian kết tinh từ 0 - 60 phút tại nhiệt độ kết tinh 165°C. Có thể thấy, các mầm tinh thể SAPO-5 đã hoàn thiện sau gần 40 phút kết tinh. Độ tinh thể tăng dần và hoàn thiện lên thể hiện ở cường độ các pic đặc trưng tăng dần cho đến một thời gian nhất định thì không tăng nữa. Điều này hoàn toàn phù hợp với kết quả phân tích từ phổ EDXRD phía trên.

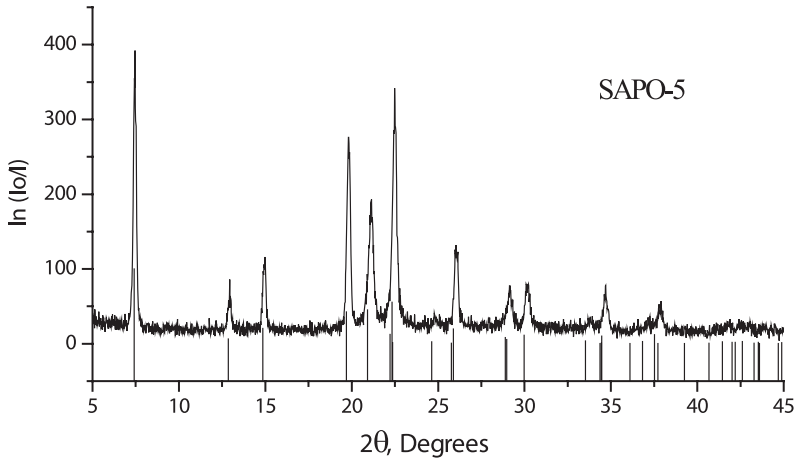


Hình 14. *Sự cạnh tranh giữa 2 pha tinh thể SAPO-5 (họ AFI) và SAPO-34 (họ CHA) với cùng một chất tạo cấu trúc TEA giống nhau xuất hiện tại nhiệt độ kết tinh 175°C (a) và 185°C (b) thể hiện qua đường cong kết tinh. Tuy nhiên hàm lượng pha SAPO-34 là rất ít.*



Hình 15. *Sự hình thành mầm tinh thể SAPO-5 thể hiện qua phổ XRD trong dòng góc rộng (in-situ WAXRD) trong thời gian kết tinh từ 0 phút đến 60 phút tại nhiệt độ kết tinh 185°C*

Hình 16 trình bày giản đồ nhiễu xạ XRD đơn tinh thể (crystal X-ray diffraction) của SAPO-5 sau thời gian kết tinh 60 phút tại nhiệt độ kết tinh 165°C với chất tạo cấu trúc TEA cho thấy sự hoàn thiện của hạt tinh thể, thể hiện ở độ sắc nét của các pic và đường nền rất phẳng.



Hình 16. *Giản đồ nhiễu xạ XRD đơn tinh thể (crystal X-ray diffraction) của SAPO-5 sau thời gian kết tinh 60 phút tại nhiệt độ kết tinh 165°C với chất tạo cấu trúc TEA*

IV. Kết luận

Như vậy, với một chất tạo cấu trúc nhất định (ví dụ là TEA) thì việc tăng giảm nhiệt độ kết tinh khi các điều kiện khác được giữ nguyên chính là công cụ để điều chỉnh độ chọn lọc pha tinh thể khi tổng hợp vật liệu SAPO-5. Nếu nhiệt độ kết tinh càng cao, thì thời gian bắt đầu xuất hiện tinh thể SAPO-5 đầu tiên (hay còn gọi là thời gian cảm ứng) càng ngắn. Tuy nhiên, nếu nhiệt độ cao trên 175°C thì bắt đầu xuất hiện pha SAPO-34 (cấu trúc CHA) cạnh tranh với SAPO-5 (Cấu trúc AFI). Số liệu từ phổ EDXRD cho thấy, pha tinh thể này xuất hiện gần như đồng thời với SAPO-5. Nhiệt độ càng cao thì hàm lượng pha SAPO-34 càng nhiều, nhưng vẫn rất nhỏ so với pha tinh thể chính SAPO-5.

Việc tìm ra ảnh hưởng của nhiệt độ kết tinh tới sự chọn lọc pha tinh thể SAPO-5 bằng các phổ trong dòng sẽ giúp định hướng tốt và có lợi cho quá trình kết tinh. Trong các nghiên cứu tiếp theo, nhóm tác giả sẽ tiếp tục sử dụng các phổ trong dòng để nghiên cứu sự ảnh hưởng của chất tạo cấu trúc, hàm lượng Si đến sự hình thành mầm tinh thể SAPO-5.

Tài liệu tham khảo

1. Auroux, A.; Monaci, R.; Rombi, E.; Solinas, V.; Sorrentino, A.; Santacesaria, 2001. *Acid sites investigation of simple and mixed oxides by TPD and microcalorimetric techniques*. E. Thermochimica Acta, 379, p. 227.

2. Rey F., Sankar G., Thomas J.M., Barrett P.A., Lewis D.W., Catlow C.R.A. 1995. Synchrotron-based *method for the study of crystallization-templated formation of CoAlPO-5 catalyst*. Chem. Mater. 7, p. 1435 - 1436.

3. Triantafyllidis, K. S.; Nalbandian, L.; Trikalitis, P. N.; Ladavos, A. K.; Mavromoustakos, T.; Nicolaides, C. P., 2004. *Structural, compositional and acidic characteristics of nanosized amorphous or partially crystalline ZSM-5 zeolite-based materials.* Microporous and Mesoporous Materials, 75, p. 89.

4. Argauer, R. J.; Landolt, G. R., 1969. 3,702, 886: US Patent.

5. Ovejero, G.; Grieken, R. V.; Uguina, M. A.; Serrano, D. P.; Melero, 1996. J. A. Catalysis Letters, 41, p. 69.

6. Armaroli, T.; Bevilacqua, M.; Trombetta, M.; Milella, F.; Gutierrez, A.; Ramirez, J.; Notari, B.; Willey, R. J.; Busca, G. 2001. Applied Catalysis A: General, 216, p. 59.

7. Tuel, A. 1995. Zeolites, 15, p. 228.

8. Louis, B.; Kiwi-Minsker, L., 2004. Microporous and Mesoporous Materials, 74, p. 171.

9. Treacy, M. M. J.; Higgins, J. B., 2001. *Collection of Simulated XRD Powder Patterns for Zeolites*; 4th ed.; Elsevier.

10. Wendelbo R., Akporiaye D., Andersen A., Dahl I.M., Mostad H.B., 1996. Applied Catalysis A: General 142, L197-L207.

11. Sang, S.; Chang, F.; Liu, Z.; He, C.; He, Y.; Xu, L., 2004. Catalysis Today, 93, p.729.

12. Freude, D.; Ernst, H.; Wolf, I. 1994. Solid State Nuclear Magnetic Resonance, 3, p. 271.

13. Peeters, M. P. J.; Kentgens, A. P. M., 1997. *A 27Al MAS, MQMAS and off-resonance nutation NMR study of aluminium containing silica-based sol-gel materials*. Solid State Nuclear Magnetic Resonance, 9, p. 203.

14. Okada, K.; Tomita, T.; Kameshima, Y.; Yasumori, A.; MacKenzie, K. J. D., 1999. Journal of Colloid and Interface Science, 219, p. 195.

15. Prakask, A. M.; Hartmann, M.; Zhu, Z.; Kevan, L., 2000. Journal of Physical Chemistry B, 104, p. 1610.

16. Tan, J.; Liu, Z.; Bao, X.; Liu, X.; Han, X.; He, C.; Zhai, R., 2002. *Crystallization and Si incorporation mechanisms of*

SAPO-34. Microporous and Mesoporous Materials, 53, p. 97.

17. Freude, D.; Ernst, H.; Hunger, M.; Pfeifer, H., 1988. Chemical Physics Letters, 143, p. 477.

18. Lonyi, F.; Valyon, 2001, J. Microporous and Mesoporous Materials, 47, p. 293.

19. Weyda H., Lechert H., 1990. Zeolites 10, p. 251 - 258.

20. Davies A.T, Sankar G., Catlow C.R.A., Clark S.M., 1998. J. Materials Research - Proceedings of 12th International Zeolite Conference p. 1671 - 1678.

21. Salker, A. V.; Weisweiler, W., 2000. Applied Catalysis A: General, 203, p. 221.

22. Newalkar B.L., Kamath B.V., Jasra R.V., Bhat S.G.T., 1997. Zeolites p. 286 - 290.

23. Inui, T.; Matsuba, K.; Tanaka, Y., 1995. Catalysis Today, 23, p. 317.

24. Marchese L., Chen J., Thomas J.M., Salvatore C., Zecchina A., 1994. J. Phys. Chem. 98, p. 13350 - 13356.

25. Sankar G., Thomas J.M., Chen J., Wright P.A., Barrett P.A., Greaves G.N., Catlow C.R.A. 1995. *Nuclear Instruments and methods in physics research* B. 97, p. 37 - 40.

26. Kubelkova L, Cejka J., Novakova J., Bosacek V., Jirka I., Jiru P., 1989. *Studies in Surface Science and Catalysis* 49, p. 1203.

27. Karge H.G., Laniecki M., Ziolek M., Onyestyak G., Kiss A., Kleinschmidt P., Siray M. 1989. Studies *in Surface Science and Catalysis* 49, p. 1327.

28. Akolekar D.B. 1998. *Applied Catalysis A: General* 171, p. 261 - 272.

29. Urbina de Navarro C., Machado F., López M., Maspero D., Perez-Pariente J. 1995. *Zeolites* 15, p. 157-163.

30. Norby P., Hanson J.C. 1998. *Catalysis Today* 39, p. 301 - 309.

31. Cheng C. -F., He H., Klinowski J., 1995. *J. Chem. Soc. Faraday Transactions* 91, 21, p. 3995 - 3999.

32. Canesson I., Arcon I., Caldarelli S., Tuel A. 1998. *On Microporous and Mesoporous Materials* 26, p. 117 - 131.

33. Lewis D.W., Catlow C.R.A., Thomas J.M. 1996. Chemistry of Materials 8, 5, p. 1112 - 1118.

34. Meier W.M., Olson D.H., Baerlocher Ch. 1996. *Atlas of Zeolite Structure Types* - 4th Edn. Elsevier Publications.

35. Bennett J.M., Marcus B.K. 1990. *Innovation in Zeolite Materials Science* 269 - 279, Ed. P.J. Grobet et al., Elsevier Science Publishers.

36. Solomons T.W.G. 1988. Organic Chemistry 4th Edn. J. Wiley and Sons Ltd.

37. Garcia-Carmona J., Rodriguez-Clemente R., Gomez-Morales. 1998. *J. Advanced Materials* 10, 1, 46-50.

38. Liu Z., Xu W., Yang G., Xu R. 1998. *New insights into the crystallization mechanism of microporous AlPO4-21*. Microporous and Mesoporous Materials 22, p. 33 - 41.

39. Montes C., Davis M.E., Murray B., Narayana M. 1990. J. *Phys. Chem*. 94, p. 6425 - 6430.

40. Uytterhoeven M.G., Schoonheydt R.A. 1992. *Proceedings 9th International Zeolite Conference* p. 329 - 336.

Ống phát tia X bên trong một máy gia tốc hạt nhân (Synchrotron)

Xử lý nước thải bằng hiệu ứng Fenton điện hóa

NCS. ThS. Phạm Thị Minh
Cao đẳng Cộng đồng Hà Nội
PGS. TS. Đinh Thị Mai Thanh
Viện Kỹ thuật Nhiệt đới
PGS. TS. Nguyễn Thị Lê Hiền
Viện Dầu khí Việt Nam

1. Mở đầu

Các hợp chất vòng và dẫn suất của nó có trong nước thải của hầu hết các ngành công nghiệp (hóa chất, mỹ phẩm, lọc hóa dầu, chế biến thực phẩm, công nghiệp nhuộm, giấy, thuộc da…) thường bền và khó phân hủy sinh học, rất độc hại đối với sức khỏe con người và môi trường sinh thái. Để loại bỏ các hợp chất hữu cơ bền, khó phân hủy vi sinh trong nước thải công nghiệp, phương pháp oxy hóa tiên tiến (advanced oxidation processes - AOP) được coi là một trong các hướng xử lý có nhiều triển vọng nhất.

Phương pháp AOP, sử dụng gốc hydroxyl ($OH^{\bullet}$) có khả năng oxy hóa nhanh và triệt để các hợp chất hữu cơ độc hại tạo CO_2, nước và muối khoáng [1 - 4]. Gốc $OH^{\bullet}$ là một trong các tác nhân oxy hóa mạnh nhất (E^0 = 2,8V), có thể được tạo ra nhờ quá trình ozon hóa, Fenton, xúc tác quang dị thể TiO_2, oxy hóa điện hóa trực tiếp và oxy hóa điện hóa gián tiếp nhờ hiệu ứng Fenton, các quá trình quang hóa trong vùng tử ngoại… Trong đó, các quá trình Fenton, Fenton kết hợp với quang hóa và điện hóa đang được quan tâm nghiên cứu nhiều hơn cả do hiệu quả xử lý cao, không gây ô nhiễm thứ cấp, không gây ăn mòn thiết bị và dễ vận dụng thực tế.

Hiệu ứng Fenton là quá trình oxy hóa các hợp chất hữu cơ (RH) dưới tác dụng của gốc $HO^{\bullet}$ được hình thành trong phản ứng giữa H_2O_2 và ion Fe^{+2} theo phản ứng sau:

$$Fe^{2+} + H_2O_2 \rightarrow Fe^{3+} + HO^{\bullet} + OH^- \quad (1)$$

$$Fe^{3+} + H_2O_2 \rightarrow Fe^{2+} + H^+ + HO_2^{\bullet} \quad (2)$$

$$OH^{\bullet} + RH \rightarrow CO_2 + H_2O + \text{Khoáng} \quad (3)$$

Bên cạnh các ưu điểm nổi bật như phản ứng tạo gốc $OH^{\bullet}$ xảy ra nhanh, đơn giản dễ thực hiện trên diện rộng, không yêu cầu trang thiết bị đặc biệt..., hiệu ứng Fenton đòi hỏi bổ sung thường xuyên một lượng H_2O_2 và Fe^{2+}; quá trình tái sinh Fe^{2+} từ Fe^{3+} theo phản ứng (2) rất chậm do ion Fe^{3+} tồn tại dưới dạng kết tủa keo $Fe(OH)_3$ khó phản ứng. Bên cạnh đó, phản ứng oxy hóa các hợp chất hữu cơ rất khó kiểm soát, nhiều phản ứng phụ có thể xảy ra, đặc biệt là phản ứng tiêu thụ $OH^{\bullet}$ bằng H_2O_2 và Fe^{2+} theo các phản ứng (4), (5) dẫn đến tiêu tốn hóa chất và nguy cơ khoáng hóa không hoàn toàn.

$$OH^{\bullet} + H_2O_2 \rightarrow HO_2^{\bullet} + H_2O \quad (4)$$

$$HO^{\bullet} + Fe^{2+} \rightarrow HO^- + Fe^{3+} \quad (5)$$

Để khắc phục những khó khăn trên, kết hợp hiệu ứng Fenton với quá trình điện hóa - hiệu ứng Fenton điện hóa cho phép tái sinh Fe^{2+} từ Fe^{3+} trên anot (phản ứng 6) và khử oxy tạo H_2O_2 trên catot (phản ứng 7) dưới tác dụng của dòng điện [5 - 7].

$$Fe^{3+} + e^- \rightarrow Fe^{2+} \qquad E^o = 0,77\ V \quad (6)$$

$$O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O_2 \qquad E^o = 0,695\ V \quad (7)$$

Hiệu suất khoáng hóa các hợp chất hữu cơ phụ thuộc vào chế độ điện hóa, bản chất của các chất ô nhiễm, pH của dung dịch và đặc biệt là vật liệu điện cực anot và catot. Các nghiên cứu gần đây đã chỉ ra rằng hiệu ứng Fenton điện hóa cho phép khoáng hóa hoàn toàn các hợp chất ô nhiễm như phenol, methyl đỏ, methyl da cam, congo đỏ tạo CO_2 và H_2O với hiệu suất dòng cao trên điện cực catot nền carbon phủ composite Ppy/oxit spinel [8 - 10]. Trong khuôn khổ bài báo này, điện cực catot graphit trên cơ sở Ppy/oxit spinel sẽ được áp dụng để xử lý nước thải dệt nhuộm. Đây là loại nước thải được đánh giá là một trong các loại nước thải ô nhiễm nhất, chứa nhiều hợp chất hữu cơ khó phân hủy và thường xả thải không qua xử lý, đặc biệt đối với các làng nghề, gây ô nhiễm môi trường một cách nghiêm trọng. Các hợp chất màu trong nước thải dệt nhuộm thường có màu, do đó dễ dàng theo dõi quá trình phân hủy các hợp chất hữu cơ thông qua sự mất màu của nước thải.

2. Điều kiện thực nghiệm

Nước thải được lấy tại các làng nghề Dương Nội và Vạn Phúc, đựng vào bình sạch và đậy nút kín. Để giảm thời gian xử lý nước thải, mà vẫn đảm bảo đánh giá đúng hiệu quả xử lý bằng phương pháp Fenton điện hóa sử dụng điện cực catot C phủ polymer dẫn điện, các mẫu nước thải lấy về được pha loãng với nước theo tỷ lệ 1:1 trước khi xử lý.

Quá trình xử lý nước thải được thực hiện trong hệ hai điện cực bằng phương pháp dòng áp đặt (galvanostatic) với mật độ dòng là 5mA/cm^2 trong nước thải được bổ sung Na_2SO_4 0,05M, $FeSO_4$ 1mM tại pH3, được sục khí oxy với tốc độ 0,5l/phút. Điện cực anot là điện cực trơ - lưới platin, điện cực làm việc là điện cực graphit phủ màng polymer dẫn trên cơ sở polypyrrol/oxit.

Quá trình tổng hợp màng polymer dẫn trên điện cực carbon (C) được thực hiện trong bình điện hóa hệ ba điện cực với điện cực làm việc là carbon dạng hình trụ, xung quanh phủ epoxy sao cho diện tích làm việc không đổi bằng 5cm^2; điện cực đối là lưới platin và điện cực so sánh là calomen bão hòa KCl trên thiết bị Autolab (Hà Lan), trong dung dịch KCl 0,5M chứa pyrrol 0,1M có và không có oxit $Cu_{1,5}Mn_{1,5}O_4$ tồn tại dưới dạng huyền phù trong dung dịch nhờ khuấy từ.

Mức độ ô nhiễm của nước thải được đánh giá qua thông số nhu cầu oxy hóa học (COD), nhu cầu oxy sinh hóa (BOD), tổng hàm lượng carbon (TOC) và độ màu lần lượt theo các tiêu chuẩn IET/ĐCMT TOC/TN-2006, SMEWW 5220c: 20th, TCVN 6001:2008 và TCVN 6185:2008.

Hiệu quả phân hủy các hợp chất ô nhiễm trong nước thải trong quá trình xử lý được xác định thông qua sự suy giảm (COD), xác định bằng cách sử dụng lượng dư chất oxy hóa mạnh $K_2Cr_2O_7$ với xúc tác Ag_2SO_4. Lượng $K_2Cr_2O_7$ ban đầu và lượng dư sau khi oxy hóa hoàn toàn các hợp chất hữu cơ được chuẩn độ bằng muối Morh với chỉ thị Diphethylamin.

Hiệu suất dòng điện của quá trình xử lý (H) được tính theo công thức:

$$H\ (\%) = \frac{\Delta_{COD}.V.F}{8Q} \times 100\%$$

Với: Δ_{COD}: Độ biến thiên chỉ số COD (g/l)

V: Thể tích dung dịch điện phân (l)

F: Hằng số Faraday (96500 C/mol)

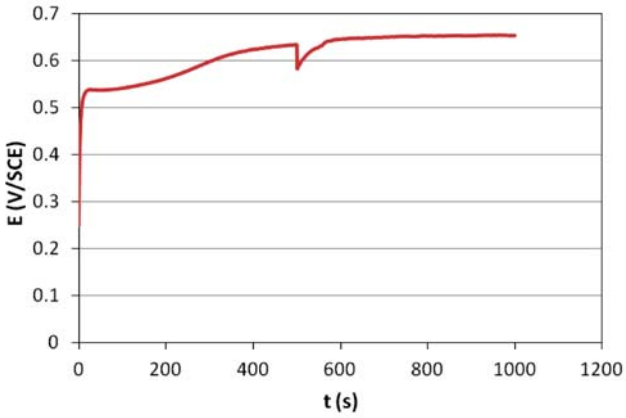
Q: Điện tích qua bình (C).

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Chuẩn bị điện cực catot

Để tăng độ bền và độ ổn định trong quá trình làm việc của điện cực, quá trình tổng hợp điện hóa màng Ppy/oxit phức hợp cấu trúc spinel trên carbon graphit gồm hai giai đoạn: Màng Ppy/oxit được tổng hợp trong thời gian 500s trong dung dịch chứa oxit tồn tại dưới dạng huyền phù và bên ngoài được phủ một màng Ppy được tổng hợp trong cùng điều kiện nhưng vắng mặt oxit. Lớp màng Ppy phủ bên ngoài có tác dụng tăng cường độ bền, độ ổn định và bảo vệ lớp màng Ppy/oxit bên trong mà vẫn đảm bảo được quá trình khuếch tán của oxy qua màng đến lớp phủ Ppy/oxit để xảy ra phản ứng khử.

Hình 1 biểu diễn đường cong E - t của quá trình tổng hợp màng polymer dẫn có và không có oxit phức hợp $Cu_{1.5}Mn_{1.5}O_4$.



Hình 1. *Sự biến đổi (E) theo (t) trong quá trình tổng hợp màng Ppy*

Tại thời điểm bắt đầu quá trình tổng hợp, điện thế tăng vọt tới một giá trị ổn định, tương đương với quá trình polymer hóa pyrol để tạo Ppy hình thành và lắng đọng trên bề mặt anot. Trong quá trình tổng hợp, điện thế của anot có xu hướng tăng dần từ khoảng giá trị +0,55 đến +0,65V/SCE. Sự không ổn định này có thể do bề mặt của carbon graphit có nhiều lỗ xốp, do đó ở các thời điểm đầu khi màng Ppy chưa hình thành, diện tích hoạt hóa của điện cực tương đối lớn. Theo thời gian, khi màng Ppy hình thành lấp kín các lỗ xốp sẽ làm giảm diện tích bề mặt, dẫn đến tăng mật độ dòng điện tổng hợp kéo theo điện thế tăng lên. Mặt khác, trong quá trình polymer hóa pyrol, nồng độ pyrol giảm dần cũng dẫn đến sự tăng nhẹ của thế oxy hóa pyrol. So sánh điện thế quá trình tổng hợp màng Ppy khi có mặt và vắng mặt oxit cho thấy sự có mặt của các oxit làm cho điện thế tổng hợp giảm đi đáng kể.

Sau khi tổng hợp, màng Ppy thu được có màu xám đen, che phủ toàn bộ bề mặt điện cực. Màng Ppy thu được rất mịn, đồng nhất và có chiều dày khoảng 3 - 4µm được xác định nhờ định luật Faraday với hiệu suất phản ứng khoảng 60%. Điện cực được rửa sạch bằng nước cất, lau khô và được tiếp tục sử dụng như catot của hệ thống xử lý môi trường bằng hiệu ứng Fenton điện hóa.

3.2. Xử lý nước thải Dương Nội

Nước thải Dương Nội được lấy từ nguồn xả thải vào hệ thống cống chung, nước có màu đen, mùi hắc, là hỗn hợp nước thải của các công đoạn xử lý nguyên liệu ban đầu chứa các hợp chất vô cơ, xút, axit, các chất tẩy trắng, một số loại dung môi, chất cầm màu; một số kim loại nặng; các chất ngấm và tẩy rửa không ion và nước thải công đoạn nhuộm và tẩy trắng bao gồm các hợp chất hữu cơ khó phân hủy sinh học như thuốc nhuộm, các chất tẩy trắng quang học; chất nhũ hóa, tạo phức, chất làm mềm; các chất hồ vải…

Kết quả phân tích mẫu nước thải Dương Nội trước khi xử lý được biểu diễn trên Bảng 1 cho thấy các chỉ số TOC, COD, BOD của nước thải rất cao; COD và BOD gấp trên 2 lần so với ngưỡng giới hạn của tiêu chuẩn nước thải loại C (mức độ ô nhiễm cao nhất), theo luật Việt Nam bắt buộc phải xử lý trước khi thải ra môi trường.

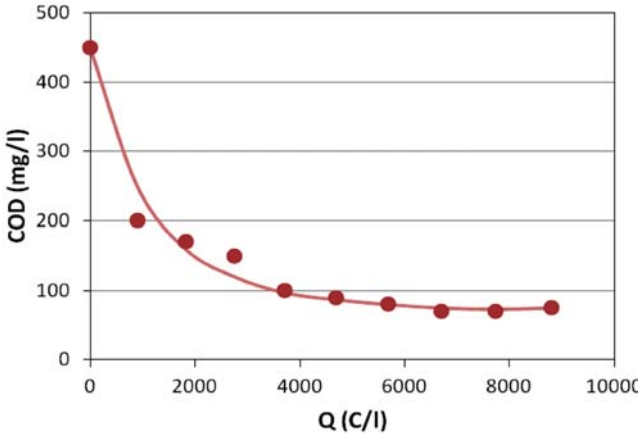
Các mẫu nước thải được pha loãng tỷ lệ 1:1, bổ sung Na_2SO_4, $FeSO_4$ và H_2SO_4 sao cho pH đạt 3, được thử nghiệm xử lý bằng phương pháp Fenton điện hóa với mật độ dòng áp đặt trên catot là 1mA/cm^2, được sục oxy với lưu lượng 0,5l/phút trong thời gian xử lý 10 giờ. Hiệu quả xử lý nước thải được xác định bằng cách phân tích chỉ số COD kết hợp quan sát sự thay đổi màu sắc của nước thải theo thời gian xử lý.

Theo thời gian, nước thải nhạt màu dần khẳng định phương pháp Fenton điện hóa cho phép xử lý các hợp chất màu gây ô nhiễm. Sự suy giảm chỉ số COD (Hình 2) cho phép khẳng định các hợp chất hữu cơ độc hại trong nước thải đã bị phân hủy dần, tương ứng với sự giảm chỉ số COD từ 450mg/l xuống 70 - 75mg/l. Khi nồng độ các chất ô nhiễm lớn, tương ứng với chỉ số COD cao, quá trình xử lý bằng Fenton điện hóa diễn ra rất nhanh tương ứng với COD giảm mạnh. Khi hàm lượng các hợp chất ô nhiễm nhỏ tương ứng với chỉ số COD nhỏ hơn, tốc độ khoáng hóa giảm đáng kể và khi COD đạt đến giá trị khoảng 70mg/l thì COD gần như không thay đổi theo thời gian xử lý.

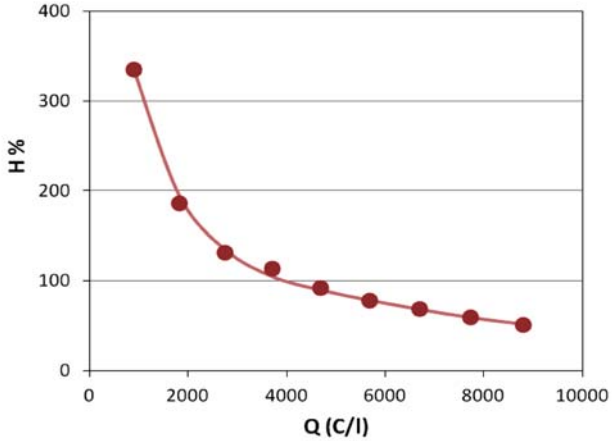
Hiệu suất dòng điện trong quá trình xử lý nước thải bằng hiệu ứng Fenton điện hóa rất cao. Đặc biệt tại thời điểm đầu xử lý, hiệu suất dòng có thể đạt đến trên 300%. Kết quả thu được này chứng tỏ khi dòng điện đi qua bình

Bảng 1. *Phân tích mẫu nước thải dệt nhuộm tại đầu xả ra hệ thống cống chung tại làng nghề Dương Nội*

TT	Các thông số phân tích	Kết quả phân tích	Tiêu chuẩn áp dụng
1	TOC (mg/l)	229	IET/ĐCMT TOC/TN-2006
2	COD (mg/l)	900	SMEWW 5220c: 20th
3	BOD_5 (mg/l)	213	TCVN 6001:2008
4	Độ màu (Co - Pt)	2720	TCVN 6185 : 2008



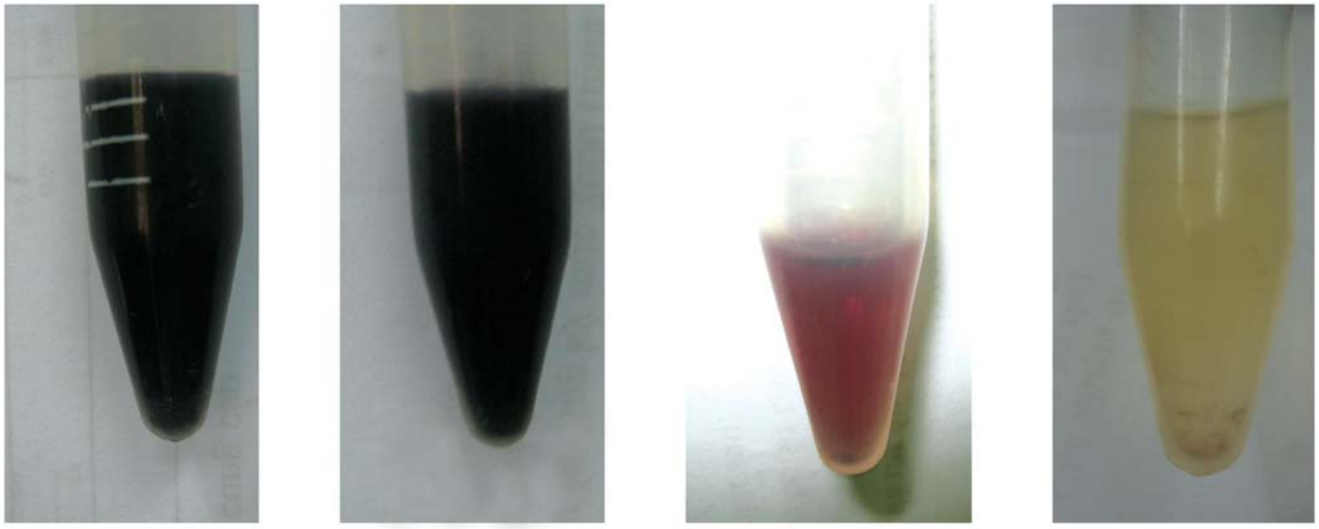
Hình 2. *Sự suy giảm chỉ số COD của nước thải làng nghề Dương Nội trong quá trình xử lý ô nhiễm bằng hiệu ứng Fenton điện hóa*



Hình 3. *Hiệu suất dòng điện trong quá trình xử lý nước thải làng nghề Dương Nội bằng hiệu ứng Fenton điện hóa*

Bảng 2. *Phân tích mẫu nước thải dệt nhuộm sau công đoạn nhuộm màu tại làng nghề Vạn Phúc*

TT	Các thông số phân tích	Kết quả phân tích		Tiêu chuẩn áp dụng
		Trước xử lý	Sau 14 giờ xử lý	
1	TOC (mg/l)	794	145,5	IET/ĐCMT TOC/TN-2006
2	COD (mg/l)	2000	80	SMEWW 5220c: 20th
3	Độ màu (Co - Pt)	3500	95	TCVN 6185 : 2008



Trước khi xử lý *Sau 2 giờ xử lý* *Sau 4 giờ xử lý* *Sau 6 giờ xử lý*

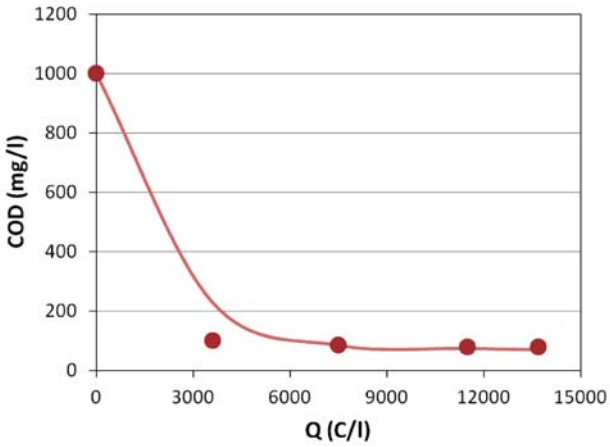
Hình 4. *Sự mất màu của nước thải làng nghề Vạn Phúc theo thời gian xử lý bằng hiệu ứng Fenton điện hóa*

điện hóa, cùng một lúc có thể có nhiều quá trình oxy hóa các hợp chất hữu cơ diễn ra đồng thời như (i) quá trình oxy hóa trực tiếp các hợp chất hữu cơ trên anot, (ii) quá trình oxy hóa gián tiếp các hợp chất hữu cơ nhờ gốc hydroxyl ($OH^{\bullet}$) có thể sinh ra trực tiếp trên điện cực anot hoặc sinh ra gián tiếp nhờ hiệu ứng Fenton trên điện cực catot, mặt khác (iii) sau phản ứng oxy hóa nhờ gốc $OH^{\bullet}$, phản ứng có thể tiếp tục sinh ra các gốc tự do khác $R^{\bullet}$ có khả năng oxy hóa tiếp tục theo cơ chế phản ứng dây chuyền. Chính vì vậy hiệu suất điện của phản ứng Fenton điện hóa có thể đạt trên 100%.

3.3. Xử lý nước thải Vạn Phúc

Nước thải tại làng nghề Vạn Phúc được lấy ngay sau công đoạn nhuộm màu vải, có nồng độ các chất màu rất cao được thể hiện qua chỉ số COD, TOC và độ màu rất cao thể hiện trên Bảng 2, nước thải có màu đen sẫm, mùi rất khó chịu.

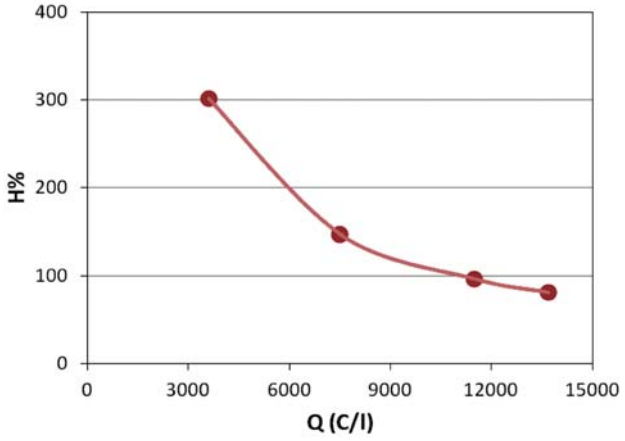
Để giảm thời gian xử lý, tương tự như nước thải Dương Nội, nước thải Vạn Phúc được pha loãng 2 lần và bổ xung Na_2SO_4, ion Fe^{2+}, điều chỉnh pH đạt 3 và tiến hành quá trình xử lý ô nhiễm.



Hình 5. *Sự suy giảm chỉ số COD của nước thải làng nghề Vạn Phúc trong quá trình xử lý ô nhiễm bằng hiệu ứng Fenton điện hóa*

Theo thời gian xử lý màu sắc nước thải thay đổi rõ rệt từ đen sẫm, xanh sẫm, hồng nhạt và sau 8 giờ xử lý nước thải gần như mất màu hoàn toàn như được miêu tả trên Hình 4.

Các kết quả phân tích cho thấy sau 4 tiếng xử lý, tương đương với điện tích khoảng 3.600C/l, COD của nước thải giảm từ 1.000mg/l xuống 100mg/l và sau đó gần như ít



Hình 6. *Hiệu suất dòng điện trong quá trình xử lý nước thải làng nghề Vạn Phúc bằng hiệu ứng Fenton điện hóa*

thay đổi theo thời xử lý. Hiệu suất dòng điện trong thời gian đầu xử lý cũng rất cao (trên 100%) và các kết quả thu được có cùng xu thế và phù hợp với các kết quả phân tích nước thải làng nghề Dương Nội.

Kết luận

Các kết quả thu được cho thấy hiệu ứng Fenton điện hóa có khả năng phân hủy hiệu quả các hợp chất hữu cơ gây ô nhiễm nói chung và các hợp chất màu tổng hợp trong nước thải dệt nhuộm nói riêng, đặc biệt hiệu quả đối với các nguồn nước thải chứa các chất ô nhiễm khó phân hủy ở nồng độ cao. Với điện cực catot composite $Ppy/Cu_{1.5}Mn_{1.5}O_4$, điện cực anot Platin, tại mật độ dòng điện áp đặt 5mA/cm^2 trong dung dịch xử lý pH 3 chứa 1mM Fe^{2+} được sục oxy bão hòa, các hợp chất hữu cơ ô nhiễm đã bị khoáng hóa gần như hoàn toàn với điện lượng khoảng 4.000C/l, COD giảm xuống dưới 100mg/l, độ màu giảm đáng kể xuống còn 95 (Co-Pt), tương ứng với hiệu suất dòng điện rất cao (trên 100%). Các kết quả thu được cho phép khẳng định Fenton điện hóa là phương pháp hữu hiệu cho phép xử lý các hợp chất hữu cơ độc hại khó phân hủy sinh học ở nồng độ cao, có khả năng ứng dụng rộng rãi trong xử lý nước thải công nghiệp hóa chất, dầu khí, thuộc da, dệt nhuộm…

Tài liệu tham khảo

1. J. M. Poyatos, M. M. Munxio, M. C. Almecija, J. C. Torres, E. Hontoria and F. Osorio, 2010. *Advanced Oxidation Processes for Wastewater Treatment: State of the Art*. Water, Air, and Soil Pollution, Vol. 205, p. 87 - 204.

2. H. Zhou and D.W. Smith, 2002. *Advanced technologies in water and wastewater treatment*. Journal of Environmental Engineering and Science, Vol. 1, p. 247 - 264.

3. Yang Deng, 2009. *Advanced Oxidation Processes (AOPs) for reduction of organic pollutants in landfill leachate: a review"*. International Journal of Environment and Waste Management, Vol. 4, p. 366 - 384.

4. *Handbook on advanced photochemical oxidation processes*. EPA l625/R-981004, December 1998.

5. Z. Qiang, J. H. Chang, C. P. Huang, 2003. *Electrochemical regeneration of Fe^{2+} in Fenton oxidation processes*. Water Reseach, Vol. 37, p. 1308 - 1319.

6. M.A. Oturan, 2000. *An ecologically effective water treatment technique using electrochemically generated hydroxyl radicals for in situ destruction of organic pollutants: Application to herbicide 2,4-D*. Journal of Applied Electrochemistry, Vol 30, p. 475 - 482.

7. Marcio Pimentel, Nihal Oturan, Marcia Dezotti, Mehmet A. Oturan, 2008. *Phenol degradation by advanced electrochemical oxidation process electro-Fenton using a carbon felt cathode*, Applied Catalysis B: Environmental, Vol. 83, p. 140 - 149.

8. Nguyễn Hồng Thái, Nguyễn Thị Lê Hiền, 2009. *Ppy(oxit phức hợp spinel) tổng hợp điện hóa trên graphit ứng dụng làm điện cực catot trong xử lý môi trường nhờ hiệu ứng Fenton điện hóa*. Tạp chí Hóa học, T. 47, Số 1, p. 61 - 66.

9. Nguyễn Thị Lê Hiền, Trần Thị Tươi, 2009. *Khoáng hóa methyl đỏ bằng phương pháp Fenton điện hóa*. Tạp chí Hóa học, T. 47, Số 2, p. 207 - 212.

10. Nguyễn Thị Lê Hiền, Hoàng Thị Mỹ Hạnh, 2010. *Khoáng hóa metyl da cam bằng hiệu ứng Fenton điện hóa - sử dụng catot composit polypyrrol/oxit*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ, T. 48, Số 1, p. 105 - 112.

Các công cụ phái sinh sử dụng trong quản lý rủi ro ngành năng lượng

ThS. Ngô Thị Mai Hạnh
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Rủi ro là vấn đề mà bất kỳ doanh nghiệp nào tham gia hoạt động kinh doanh trên thị trường đều gặp phải. Trong lĩnh vực năng lượng, rủi ro giá cả được coi là rủi ro phổ biến hơn so với các loại rủi ro khác do giá các sản phẩm năng lượng rất nhạy cảm và dễ biến động trước ảnh hưởng của nhiều yếu tố khác nhau, từ yếu tố kinh tế, chính trị đến các yếu tố thời tiết, mùa vụ. Một trong những công cụ hữu hiệu để quản lý rủi ro giá trên thị trường năng lượng là sử dụng các sản phẩm tài chính phái sinh. Bài viết này giới thiệu một số công cụ phái sinh cơ bản sử dụng trong quản lý rủi ro ngành năng lượng; đồng thời, cung cấp thông tin khái quát về quá trình hình thành và phát triển thị trường phái sinh năng lượng tại một số khu vực trên thế giới. Ngoài ra, bài viết cũng phân tích một số vấn đề liên quan đến triển vọng phát triển thị trường phái sinh cho ngành năng lượng Việt Nam.

1. Tổng quan về các công cụ phái sinh [2, 4, 5]

Các công cụ phái sinh là các công cụ tài chính, được phát hành trên cơ sở một loại tài sản nhất định, được gọi là tài sản gốc hay tài sản cơ sở. Trên thị trường năng lượng, tài sản cơ sở mà các công cụ phái sinh phụ thuộc vào là các hàng hóa năng lượng như: dầu thô, sản phẩm dầu, khí thiên nhiên và điện. Công cụ phái sinh được coi là công cụ hữu hiệu để hạn chế và quản trị rủi ro mà không cần phải sở hữu hàng hóa. Với công cụ phái sinh, những người muốn giảm rủi ro có thể chuyển giao, phân tán rủi ro cho những người sẵn sàng chấp nhận rủi ro.

Công cụ tài chính phái sinh có thể được mua bán, trao đổi trên thị trường thông qua các sàn giao dịch hàng hóa quản lý tập trung (hay còn gọi là thị trường tập trung) hoặc qua các thị trường giao dịch phi tập trung (thị trường OTC[1]). Thị trường tập trung là thị trường giao dịch qua sàn, tại đó, người bán và người mua giao dịch và mua bán các sản phẩm phái sinh năng lượng thông qua người trung gian, môi giới. Sàn giao dịch có cơ chế hỗ trợ tín dụng để đảm bảo thực hiện giao dịch và thanh toán hợp đồng. Thị trường phi tập trung là thị trường tại đó người bán và người mua các sản phẩm phái sinh năng lượng tự giao dịch với nhau, hoặc qua điện thoại hoặc qua mạng. Hai bên có thể thỏa thuận các hợp đồng riêng theo nhu cầu cá nhân, nhằm đáp ứng các yêu cầu riêng của mỗi bên.

Thị trường tập trung, giao dịch qua sàn cung cấp các sản phẩm được tiêu chuẩn hóa, giá cả minh bạch, rủi ro tín dụng thấp, khả năng thanh khoản cao. Nhược điểm chủ yếu của thị trường tập trung là chỉ mua bán, trao đổi các sản phẩm đã được tiêu chuẩn hóa nên có thể không đáp ứng được hết nhu cầu của từng công ty riêng lẻ. Trong khi đó, thị trường phi tập trung lại làm được điều này do các hợp đồng trao đổi trên thị trường này được thỏa thuận theo nhu cầu của các bên. Tuy nhiên, thị trường phi tập trung lại có nhược điểm: thiếu minh bạch về giá, rủi ro tín dụng cao, chi phí giao dịch lớn và thiếu tính thanh khoản.

Công cụ phái sinh là những công cụ mang tính hợp đồng, không thể hiện quyền sở hữu đối với tài sản hay hàng hóa nào và cũng không có giá trị của riêng nó. Giá trị các công cụ phái sinh có được là nhờ vào giá trị của hàng hóa hoặc tài sản khác. Nói cách khác, giá trị của công cụ phái sinh được xác định theo tài sản gốc hay tài sản cơ sở. Ví dụ, hợp đồng tương lai khí thiên nhiên là công cụ tài chính phái sinh có giá trị phụ thuộc vào mặt hàng khí thiên nhiên được mua bán, trao đổi trên thị trường hàng hóa giao dịch thực tế.

Hợp đồng phái sinh được thỏa thuận giữa người mua và người bán, trong đó mỗi bên sẽ thực hiện nghĩa vụ nhất định cho bên kia. Các hợp đồng phái sinh cũng

[1] *OTC là từ viết tắt của từ tiếng Anh Over-the-counter*

có giá cả, người mua sẽ cố gắng mua với giá càng thấp càng tốt, còn người bán cố gắng bán với giá càng cao càng tốt. Tuy nhiên, các hợp đồng này thường không đi kèm với giao hàng thực tế mà chỉ mua bán trên giấy tờ và được dùng như là công cụ để quản trị các rủi ro do giá cả biến động.

Từ trước đến nay, các công ty năng lượng thường sử dụng công cụ tài chính phái sinh để tham gia vào các giao dịch nhằm mục đích tự bảo hiểm cho hàng hóa, tài sản của mình và giảm thiểu khả năng phải chịu các rủi ro tài chính. Ngoài ra, các ngân hàng thương mại và đầu tư cũng đã sử dụng thị trường phái sinh năng lượng để đầu cơ vào một hàng hóa cụ thể hoặc để bù đắp cho các rủi ro có thể phát sinh từ quan hệ kinh doanh với các công ty năng lượng.

2. Các loại công cụ phái sinh cơ bản áp dụng trong quản lý rủi ro [2, 4, 5, 9]

Bất kỳ một doanh nghiệp nào khi tham gia thị trường cũng phải đối mặt với nhiều loại rủi ro khác nhau. Các rủi ro cơ bản mà tất cả mọi doanh nghiệp đều có thể gặp phải được chia thành 5 nhóm. Đó là: (1) rủi ro thị trường (những thay đổi ngoài dự kiến về lãi suất, tỷ giá hối đoái hoặc giá cả); (2) rủi ro tín dụng/vỡ nợ; (3) rủi ro tác nghiệp (máy móc thiết bị trục trặc, chất lượng không đáp ứng yêu cầu); (4) rủi ro thanh khoản (không có khả năng mua hoặc bán hàng hóa theo giá niêm yết) và (5) rủi ro chính trị (chính sách, quy định mới của chính phủ). Các doanh nghiệp hoạt động trong ngành năng lượng đặc biệt nhạy cảm với rủi ro thị trường, nhất là rủi ro giá cả, bởi giá các sản phẩm năng lượng rất nhạy cảm và dễ biến động trước ảnh hưởng của nhiều yếu tố khác nhau: kinh tế, chính trị, thậm chí các yếu tố thời tiết, mùa vụ.

Khi phải đối mặt với rủi ro, các nhà đầu tư, nhà quản lý hay chủ doanh nghiệp có thể sử dụng nhiều công cụ khác nhau để giảm thiểu rủi ro, bao gồm các công cụ phái sinh và các biện pháp truyền thống như: đa dạng hóa đầu tư, ký hợp đồng dài hạn, duy trì hàng tồn kho và mua bảo hiểm. Nhìn chung, các công cụ phái sinh được sử dụng thường xuyên hơn trong quản lý rủi ro về giá. Những công cụ này có khả năng xử lý linh hoạt các rủi ro về giá, đảm bảo cho các khoản thu nhập không bị ảnh hưởng trước biến động giá cả. Đến nay, các hợp đồng phái sinh được sử dụng thường xuyên nhất là hợp đồng kỳ hạn (forward contract), hợp đồng tương lai (future contract), hợp đồng quyền lựa chọn (options) và hợp đồng hoán đổi (swap).

2.1. Hợp đồng kỳ hạn

Hợp đồng kỳ hạn là hợp đồng trong đó người bán và người mua thỏa thuận giao dịch một loại hàng hóa với khối lượng và mức giá xác định vào thời điểm ký hợp đồng (mức giá kỳ hạn). Thời gian giao hàng được xác định vào một thời điểm cụ thể trong tương lai. Tất cả các hợp đồng kỳ hạn đều ghi rõ loại hàng, chất lượng, khối lượng, mức giá kỳ hạn, thời gian và địa điểm giao hàng trong tương lai. Khi ký kết hợp đồng kỳ hạn, các bên liên quan phải chịu sự ràng buộc pháp lý chặt chẽ và phải thực hiện các nghĩa vụ trong hợp đồng, trừ khi cả hai bên thỏa thuận hủy hợp đồng. Hợp đồng kỳ hạn được giao dịch trên thị trường phi tập trung và khá linh hoạt vì hợp đồng loại này cho phép người mua và người bán đàm phán thêm hoặc bớt một số điều khoản tùy vào nhu cầu của mình. Tuy nhiên, hợp đồng kỳ hạn lại thiếu khả năng thanh khoản vì hợp đồng đã ký có nhiều điều khoản thỏa thuận giữa hai bên nên việc bán lại hợp đồng cho một bên thứ ba không dễ dàng và tốn kém chi phí tìm kiếm bên mua lại trên thị trường. Ngoài ra, khi mức chênh lệch giữa giá sản phẩm trên thị trường tại thời điểm giao hàng và giá đã thỏa thuận quá lớn, rủi ro không thực hiện hợp đồng có thể xảy ra do không có bên thứ ba nào đứng ra đảm bảo việc thực hiện này.

Ví dụ: Vào ngày 1/2, khi dầu sưởi có giá 3,25USD/gallon, Công ty A ký hợp đồng với Công ty B bán 3.000 gallons dầu sưởi giao trong vòng 1 tuần vào các ngày làm việc, bắt đầu từ ngày 1/4, với mức giá 3,25USD. Dầu được giao bằng xe tải vào buổi trưa tới kho do Công ty B chỉ định. Tiền được thanh toán khi giao hàng. Như vậy, bắt đầu từ ngày 1/4 và trong 4 ngày tiếp theo, Công ty B sẽ nhận 3.000 gallons dầu sưởi. Việc thanh toán được thương lượng trước với mức giá 3,25USD/gallon và được trả cho Công ty A trước ngày 5/ 4.

2.2. Hợp đồng tương lai

Để khắc phục các nhược điểm của hợp đồng kỳ hạn, hợp đồng tương lai ra đời trên cơ sở cải tiến hợp đồng kỳ hạn. Tương tự như hợp đồng kỳ hạn, hợp đồng tương lai vẫn là thỏa thuận giữa người bán và người mua để giao dịch một loại hàng hóa với khối lượng và mức giá xác định vào thời điểm ký hợp đồng, giao hàng vào một thời điểm trong tương lai. Tuy nhiên, khác với hợp đồng kỳ hạn, người mua và người bán của hợp đồng tương lai tham gia vào sàn giao dịch chính thức chứ không giao dịch trực tiếp với nhau. Nhờ có cơ chế đảm bảo trên sàn giao dịch

nên rủi ro không thực hiện hợp đồng cũng được giảm đáng kể. Ngoài ra, cả người bán và người mua của hợp đồng tương lai đều có thể bán lại hợp đồng cho một bên thứ ba nên tính thanh khoản của hợp đồng được tăng lên. Tuy nhiên, hợp đồng tương lai thường thiếu tính linh hoạt do phải tuân thủ các điều khoản nghiêm ngặt của các sàn giao dịch chính thức và tập trung.

Ví dụ: Tháng 10, Công ty A lo ngại giá khí thiên nhiên có thể chịu ảnh hưởng của mùa đông giá lạnh nên mua hợp đồng tương lai khí thiên nhiên, đáo hạn vào tháng 1 năm sau. Vào tháng 10, giá giao ngay và giá tương lai khí thiên nhiên đều được giao dịch ở mức 12,2USD/triệu Btu.

Phương án A - khí thiên nhiên tăng giá

Tháng 11, Công ty A mua khí thiên nhiên cần dùng cho mùa lạnh trên thị trường giao ngay. Lúc đó, giá khí thiên nhiên giao ngay là 13,7USD/triệu Btu và hợp đồng tương lai tháng 1 cũng được mua bán tại mức giá 13,7USD/triệu Btu. Do Công ty A đã mua khí thiên nhiên nên có thể bán hợp đồng tương lai của mình trên sàn giao dịch.

Nhờ mua hợp đồng tương lai với giá 12,2USD/triệu Btu và bán hợp đồng tương lai với giá 13,7USD/triệu Btu, Công ty A đã lãi 1,5USD/triệu Btu qua giao dịch tài chính này. Khoản lợi nhuận này bù đắp cho mức tăng giá khí thiên nhiên giao ngay. Vì vậy, chi phí ròng Công ty A bỏ ra để mua khí thiên nhiên trên thị trường giao ngay là 13,7USD/triệu Btu trừ đi khoản lãi 1,5USD/triệu Btu có được từ giao dịch mua bán hợp đồng tương lai. Đối với Công ty A, giá mua khí thiên nhiên thực tế là 12,2USD/triệu Btu.

Phương án B - khí thiên nhiên giảm giá

Tháng 11, Công ty A mua khí thiên nhiên cần dùng cho mùa lạnh trên thị trường giao ngay. Lúc đó, giá khí thiên nhiên giao ngay là 10,2USD/triệu Btu và hợp đồng tương lai tháng 1 cũng được mua bán theo mức giá 10,2USD/triệu Btu. Do Công ty A đã mua được khí thiên nhiên cần dùng nên có thể bán hợp đồng tương lai tại sàn giao dịch.

Khi mua hợp đồng tương lai với giá 12,2USD/triệu Btu và bán hợp đồng tương lai với giá 10,2USD/triệu Btu, công ty bị lỗ 2USD/triệu Btu. Khoản lỗ này được bù bằng mức tăng giá trên thị trường giao ngay khí thiên nhiên. Vì vậy, chi phí ròng Công ty A phải trả để mua khí thiên nhiên trên thị trường giao ngay là 10,2USD/triệu Btu cộng với khoản lỗ 2USD/triệu Btu từ giao dịch mua bán hợp đồng tương lai. Đối với Công ty A, giá mua thực tế khí thiên nhiên là 12,2USD/triệu Btu.

2.3. Hợp đồng quyền lựa chọn

Hợp đồng quyền lựa chọn là hợp đồng ký kết giữa bên mua hợp đồng và bên bán hợp đồng. Theo đó, bên mua hợp đồng có quyền được mua (theo hợp đồng quyền chọn mua - call option) hay quyền được bán (theo hợp đồng quyền chọn bán - put option) một loại hàng hóa cụ thể tại một mức giá xác định (strike price) vào một thời điểm xác định trong tương lai. Dù hợp đồng quyền lựa chọn được giao dịch thông qua sàn giao dịch chính thức hay giao dịch qua thị trường phi tập trung thì người mua cũng đều phải trả trước một khoản phí nhất định cho quyền chọn mua hay quyền chọn bán. Mức phí quyền chọn thường cao nên công cụ này khá tốn kém. Hơn nữa, mức phí quyền chọn được thanh toán trước nên người mua hợp đồng không có lợi về mặt tín dụng. Khi giao dịch qua thị trường phi tập trung, người mua có thể phải chịu rủi ro phát sinh nếu người bán hợp đồng không có uy tín trên thị trường. Mặc dù vậy, hợp đồng quyền lựa chọn cũng có những ưu điểm nhất định. Người mua hợp đồng có thể xác định và khống chế được mức giá trần của hàng hóa cần mua nếu sử dụng hợp đồng quyền chọn mua và mức giá sàn nếu sử dụng hợp đồng quyền chọn bán.

Ví dụ

Quyền chọn mua: Công ty A mua một hợp đồng quyền chọn mua từ Công ty B để mua 40.000 gallons dầu sưởi với mức giá 3USD/gallon, ngày hết hạn hợp đồng là ngày 31/3. Như vậy, Công ty A có quyền mua dầu sưởi của Công ty B tại mức giá đã biết là 3USD/gallon. Chừng nào mức giá dầu sưởi thấp hơn 3 USD/gallon thì Công ty A sẽ không thực hiện quyền chọn mua dầu từ Công ty B vì công ty này có thể mua dầu với mức giá thấp hơn. Ngay khi giá dầu sưởi lên cao hơn 3 USD/gallon, việc thực hiện quyền lựa chọn và mua dầu sưởi từ Công ty B với giá 3USD/gallon mới có ý nghĩa. Nếu giá dầu sưởi là 4USD/gallon, việc thực hiện quyền chọn mang lại lợi nhuận cho Công ty A. Lợi nhuận là 1USD/gallon hay 40.000USD cả hợp đồng. Khoản lợi nhuận này cũng là khoản thua lỗ của Công ty B. Nói cách khác, bên mua trong hợp đồng quyền chọn mua đạt được khoản lãi đúng bằng khoản lỗ của bên bán.

Quyền chọn bán: Công ty A mua một hợp đồng quyền chọn bán từ Công ty B để bán 50.000 gallons dầu sưởi với mức giá 3USD/gallon trước ngày 31/3. Như vậy, Công ty A có quyền bán dầu sưởi cho Công ty B tại mức giá đã biết là 3USD/gallon. Chừng nào giá dầu sưởi cao hơn 3USD/gallon, Công ty A sẽ không thực hiện quyền chọn bán dầu cho Công ty B vì công ty này có thể tìm thấy người

mua sẵn sàng trả mức giá cao hơn. Nếu giá dầu sưởi giảm xuống dưới 3USD/gallon, Công ty A sẽ thực hiện quyền chọn bán và bán dầu sưởi cho Công ty B với giá 3USD/gallon. Nếu giá dầu sưởi là 2USD/gallon, việc thực hiện quyền chọn bán mang lại lợi nhuận cho Công ty A vì nó có thể bán dầu sưởi với giá 3USD/gallon, cao hơn 1USD so với giá dầu trên thị trường thực tế. Khoản lợi nhuận là 1USD/gallon hay 50.000USD cho cả hợp đồng. Khoản lãi này cũng là khoản lỗ của Công ty B. Nói cách khác, khoản lãi người mua quyền chọn bán đạt được chính là khoản lỗ của người bán quyền lựa chọn.

2.4. Hợp đồng hoán đổi

Hợp đồng hoán đổi là thỏa thuận hoán đổi chuỗi các dòng tiền trong một khoảng thời gian xác định giữa hai bên mua và bán. Hợp đồng hoán đổi không được thực hiện thông qua sàn giao dịch và không có giao dịch hàng hóa thực tế. Do không có giao dịch hàng hóa thực tế nên hai bên mua và bán phải xác định khối lượng ước tính của hợp đồng để làm cơ sở tính toán dòng tiền được hoán đổi định kỳ. Theo định kỳ, bên bán hay bên mua sẽ thanh toán cho bên còn lại khoản tiền chênh lệch phát sinh giữa 2 dòng tiền hoán đổi. Vì các hợp đồng hoán đổi thường do hai bên tự thực hiện mà không thông qua sàn giao dịch nên các bên không cần tuân theo các điều kiện chuẩn hóa của sàn và dễ dàng thương lượng các điều khoản của hợp đồng. Tuy nhiên, do không có một tổ chức như sàn giao dịch đứng ra đảm bảo nên mức độ rủi ro sẽ cao hơn và tính thanh khoản của hợp đồng hoán đổi cũng kém hơn.

Ví dụ: Công ty A thỏa thuận bán 100.000 gallons dầu sưởi cho Công ty B với mức giá cố định 5USD/gallon vào cuối mỗi tháng trong vòng 3 năm. Đổi lại, Công ty B sẵn sàng bán 100.000 gallons dầu sưởi cho Công ty A trong cùng khoảng thời gian theo mức giá thả nổi hay giá không cố định.

Trong 3 tháng đầu tiên của giao dịch hoán đổi, giá dầu sưởi như sau:

Tháng 1: 6USD/gallon

Tháng 2: 5USD/gallon

Tháng 3: 4USD/gallon

Vào cuối tháng đầu tiên, khi thị trường thực tế giao dịch dầu sưởi theo giá 6USD/gallon, Công ty A bán dầu với giá 5USD/gallon cho Công ty B, còn Công ty B bán dầu với giá 6USD/gallon cho Công ty A. Công ty A sẽ nhận khoản thanh toán 500.000USD từ Công ty B cho lô dầu bán, còn Công ty B sẽ nhận khoản thanh toán 600.000USD từ Công ty A. Hai công ty thỏa thuận "bù trừ" hai khoản thanh toán này, do đó, Công ty A thanh toán phần chênh lệch 100.000USD cho Công ty B.

Vào cuối tháng thứ hai, khi thị trường thực tế giao dịch dầu sưởi theo giá 5USD/gallon, Công ty A nhận từ Công ty B khoản thanh toán 500.000USD cho lô dầu bán, còn Công ty B cũng nhận từ Công ty A khoản thanh toán 500.000USD. Nếu bù trừ hai khoản thanh toán này cho nhau, không có dòng tiền nào được trao đổi giữa hai công ty.

Vào cuối tháng thứ ba, khi thị trường thực tế giao dịch dầu sưởi theo giá 4USD/gallon, Công ty A nhận khoản thanh toán 400.000USD từ công ty B cho lô dầu bán, còn Công ty B nhận khoản thanh toán 500.000USD từ Công ty A. Nếu bù trừ hai khoản thanh toán cho nhau, Công ty B sẽ nhận được phần chênh lệch 100.000USD từ Công ty A.

Các nhà đầu tư và kinh doanh trong lĩnh vực năng lượng có thể sử dụng các công cụ phái sinh nói trên để phòng tránh, phân tán, hạn chế tối đa rủi ro và bảo vệ, tạo lợi nhuận, chống biến động giá trị, đảm bảo một mức lợi nhuận mong muốn hoặc thậm chí đầu cơ thu lợi nhuận. Khi quản trị rủi ro bằng cách này, các doanh nghiệp có thể tiến hành tự bảo hiểm. Từ đó, giúp cho hoạt động sản xuất kinh doanh được hiệu quả và ổn định. Ngoài ra, sử dụng hiệu quả các công cụ phái sinh cũng giúp cho doanh nghiệp tự bảo hiểm khi giá cước vận tải, giá nhiên liệu, tỷ giá hối đoái, lãi suất, giá chứng khoán biến động tăng hoặc giảm.

3. Sơ lược quá trình hình thành và phát triển thị trường công cụ phái sinh cho một số hàng hóa năng lượng [1, 2, 3, 6, 7, 8]

Các công cụ phái sinh được sử dụng trong ngành nông nghiệp Mỹ từ giữa thế kỷ XVIII, là công cụ chính trên thị trường lãi suất và thị trường ngoại hối của nhiều quốc gia. Tuy nhiên, những công cụ này mới chỉ được sử dụng trong lĩnh vực năng lượng trong khoảng 30 năm qua khi giá cả trên thị trường năng lượng không còn bị điều tiết như trước. Công cụ phái sinh cho hàng hóa năng lượng chỉ xuất hiện vào những năm cuối thập niên 70 của thế kỷ XX, với sự ra đời của các hợp đồng tương lai cho dầu sưởi trên Sàn giao dịch hàng hóa New York năm 1978.

Về mặt lý thuyết, thị trường tài chính phái sinh và thị trường hàng hóa thực tế độc lập với nhau. Tuy nhiên, trên thực tế, các thị trường này có quan hệ mật thiết với nhau. Ví dụ, nếu một nhà sản xuất dầu muốn bảo hiểm cho hoạt động sản xuất của mình và chốt giá dầu sản xuất ra trong

tương lai thì nhà sản xuất này có thể sử dụng các hợp đồng tương lai giao dịch trên Sàn giao dịch hàng hóa New York (NYMEX) đối với dầu thô WTI hay Sàn giao dịch hàng hóa quốc tế (ICE) hoặc Sàn giao dịch dầu quốc tế (IPE) đối với dầu thô ngọt nhẹ Brent Biển Bắc (dầu Brent).

Trong số các hàng hóa năng lượng, công cụ tài chính phái sinh được áp dụng sớm nhất trong quản lý rủi ro giá dầu. Sự xuất hiện các hợp đồng tương lai và các sản phẩm tài chính dựa trên tài sản gốc là dầu thô vào những năm 80 của thế kỷ trước có nguồn gốc từ các cú sốc giá dầu mỏ năm 1973 và 1979. Lệnh cấm vận dầu của Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ A-rập (OAPEC)[2] năm 1973 và cuộc cách mạng của Iran năm 1979 đã làm dấy lên nỗi lo sợ về tình trạng thiếu nguồn cung dầu thô. Các cú sốc dầu, đặc biệt là cú sốc dầu thứ hai đã buộc ngành dầu mỏ phải thực hiện tái cấu trúc và cho ra đời thị trường giao ngay hoạt động tự do.

Trong những năm 70 của thế kỷ trước, khi các công ty dầu quốc gia tại Trung Đông nắm quyền kiểm soát các nguồn tài nguyên dầu mỏ quan trọng, các công ty dầu quốc tế lớn không còn khả năng dựa vào các mỏ dầu tự khai thác và phân tán rủi ro giá dọc theo chuỗi giá trị từ khâu thượng nguồn đến hạ nguồn. Do đó, các công ty lớn buộc phải tìm kiếm nguồn cung dầu theo các hợp đồng dài hạn có giá cố định với các nước cung cấp dầu. Tuy nhiên, khi Tổ chức các nước xuất khẩu dầu mỏ (OPEC) nâng giá dầu từ mức 12,70 USD/thùng vào cuối năm 1978 lên 32 USD/thùng cuối năm 1980 do các động cơ kinh tế chính trị từ Iran và Libya, các công ty dầu lớn phải chuyển sang thị trường giao ngay nơi có giá cả thấp hơn.

Khi thị trường giao ngay hoạt động tự do ra đời, nguồn cung dầu trong các hợp đồng dài hạn chuyển dịch ngày càng nhiều sang thị trường này. Thêm vào đó, sản lượng dầu mới gia tăng từ khu vực ngoài OPEC chủ yếu được giao dịch trên thị trường giao ngay. Khi thị trường có thêm các nguồn cung giá rẻ từ biển Bắc và Mexico, mức giá OPEC định ra cho dầu thô các nước này sản xuất ra đã không theo sát thị trường. Vì vậy, OPEC buộc phải tiến hành đợt giảm giá mạnh chưa từng thấy, từ mức 34USD/thùng xuống còn 29USD/thùng vào tháng 3/1983. Có thể thấy, phát triển giao dịch trên thị trường giao ngay đồng nghĩa với việc dầu được định giá một cách minh bạch theo tương quan cung cầu, không theo ý chí của các nước OPEC như trước kia.

Việc bỏ các quy định kiểm soát giá đối với dầu cũng góp phần mở ra một kỷ nguyên mới, kỷ nguyên minh bạch giá. Năm 1981, Tổng thống Mỹ Ronald Reagan bỏ kiểm soát giá nội địa đối với dầu thô do Richard Nixon đặt ra vào những năm 1970. Nhờ đó, các loại dầu thô của Mỹ như dầu thô Tây Texas (WTI) và dầu thô ngọt nhẹ Louisiana (LLS) được trao đổi theo giá niêm yết công khai trên thị trường.

Hợp đồng tương lai cho dầu thô WTI của NYMEX được tung ra trên thị trường vào ngày 30/3/1983, trùng thời điểm với quyết định giảm giá mang tính lịch sử của OPEC. Mặc dù thời điểm là trùng hợp nhưng sự xuất hiện của công cụ phái sinh cho dầu thô này chủ yếu liên quan đến quá trình phi điều tiết đang diễn ra tại Mỹ, sự kết thúc thời kỳ của cartel độc quyền và sự ra đời của cơ chế định giá tự do, minh bạch hơn trên thị trường.

Năm 1986, Saudi Arabia quyết định đưa ra thị trường một lượng cung dầu lớn, khiến cho giá dầu sụt giảm mạnh từ mức 31,75USD/thùng tháng 11/1985 xuống còn 9,75USD/thùng tháng 4/1986. Sự sụt giảm giá đột ngột đã khiến cho các công ty dầu thấy cần thiết phải sử dụng công cụ tài chính phái sinh để bảo hiểm rủi ro giá. Đã có khoảng 8.313.529 hợp đồng tương lai cho dầu thô được giao dịch tại NYMEX vào năm 1986, tăng tới 2472,6% so với thời điểm ra mắt 3 năm trước đó. Khi cuộc chiến tranh vùng Vịnh lần thứ nhất nổ ra vào tháng 8/1990, giá dầu thô đã tăng từ 21USD lên 46USD chỉ trong vòng hơn 2 tháng. Đến thời điểm này, các công ty dầu càng nhận rõ tầm quan trọng của các công cụ phái sinh trong quản lý rủi ro để tránh các hậu qủa khôn lường do biến động giá gây nên.

Khi NYMEX đã khá sôi động với các giao dịch hợp đồng tương lai cho dầu thô WTI thì tại châu Âu, Sàn giao dịch dầu quốc tế (IPE) vẫn thất bại trong việc tung ra hợp đồng tương lai cho dầu Brent. Sau hai lần thất bại, hợp đồng tương lai cho dầu Brent cũng ra mắt thành công tại IPE vào ngày 23/6/1988, chậm hơn 5 năm so với thị trường Mỹ.

Cuộc cải cách tài chính diễn ra tại thị trường dầu ở các nước phương Tây vào những năm 1980, còn ở châu Á sau đó một thời gian khá lâu (vào khoảng đầu thế kỷ XXI). Khu vực châu Á - Thái Bình Dương được coi là khu vực tăng trưởng mạnh nhu cầu năng lượng, là trung tâm đầu tư cho dầu, khí và điện. Tại đây, mối quan tâm hàng đầu luôn

[2] OAPEC (Organization of Arab Petroleum Exporting Countries) là tổ chức liên chính phủ, được thành lập năm 1968, có trụ sở tại Kuwait. Bảy nước thành viên của OAPEC đều tham gia OPEC.

là an toàn nguồn cung, không phải là rủi ro giá. Các công cụ quản lý rủi ro năng lượng, nhất là hợp đồng tương lai đã nhiều lần được áp dụng nhưng không thành công.

Tránh rủi ro chứ không phải là quản lý rủi ro từng là khái niệm xuất hiện phổ biến trên thị trường dầu châu Á. Tuy nhiên, quan điểm này đã thay đổi khi làn sóng phi điều tiết và tư nhân hóa trong lĩnh vực năng lượng được thúc đẩy tại khu vực. Hơn nữa, sự phụ thuộc ngày càng nhiều vào dầu nhập khẩu sẽ dẫn đến tình trạng biến động giá và bất ổn nguồn cung. Do đó, nhu cầu sử dụng các công cụ quản lý rủi ro ngày càng gia tăng trên thị trường châu Á. Quản lý rủi ro, từng bị coi là khái niệm không quan trọng, nay cũng đã trở thành công cụ quản lý cốt yếu tại khu vực này. Tuy nhiên, so với những thị trường đã phát triển tại châu Âu và Bắc Mỹ, thị trường phái sinh năng lượng tại châu Á mới chỉ bắt đầu phát triển cấu trúc giao dịch tài chính cần thiết để quản lý rủi ro giá năng lượng.

Trong quá trình phát triển, thị trường phái sinh năng lượng châu Á có những nét khác biệt nhất định so với châu Âu và Mỹ. Tại châu Á, bên cạnh các loại dầu được coi là dầu chỉ định giá cho dầu thô như Tapis và Dubai, thị trường còn sử dụng nhiều loại dầu thô khác nhau của Indonesia, Úc, Trung Quốc, Việt Nam và Alaska. Trong khi đó, châu Âu và Mỹ chỉ sử dụng một định chuẩn cho dầu thô như WTI hay Brent hoặc sử dụng một loại sản phẩm dầu chuẩn. Một khác biệt đáng kể nữa là phần lớn các công cụ giao dịch trên thị trường phái sinh châu Á thường ngắn hạn, dưới 1 năm, không giống như các công cụ được định hạn lâu hơn tại châu Âu và Bắc Mỹ.

Đối với các sản phẩm năng lượng khác như điện và khí thiên nhiên, thị trường hàng hóa thực tế phân tán theo khu vực địa lý và không đạt được mức độ thống nhất cao như thị trường dầu. Điều này xuất phát từ đặc điểm điện và khí thiên nhiên là loại hàng hóa không cất trữ được; việc phân phối những sản phẩm này đến người tiêu dùng phụ thuộc vào hệ thống truyền tải và phân phối cho từng khu vực. Tuy nhiên, mặc dù muộn hơn thị trường dầu nhưng thị trường phái sinh cho điện và khí thiên nhiên cũng đã được hình thành và phát triển khi quá trình phi điều tiết diễn ra trong các ngành này. Hợp đồng tương lai đầu tiên cho khí thiên nhiên và điện xuất hiện trên sàn giao dịch NYMEX lần lượt vào các năm 1990 và 1996. Do đặc thù hàng hóa như trên nên tốc độ và mức độ phát triển các công cụ phái sinh cho điện và khí thiên nhiên không nhanh và mạnh như đối với dầu.

Đến nay, sau hơn 30 năm kể từ khi các công cụ tài chính phái sinh được áp dụng cho hàng hóa năng lượng, thị trường này đã phát triển mạnh cùng với nhu cầu tự bảo hiểm ngày càng gia tăng, sự hỗ trợ của công nghệ thông tin và sự tham gia của hệ thống các ngân hàng thương mại - đầu tư. Giao dịch thương mại trên thị trường phái sinh có thể lớn gấp hàng chục lần so với giao dịch hàng hóa trên thị trường thực tế. Trong tương lai, khi tình hình kinh tế - chính trị thế giới còn nhiều bất ổn, làn sóng phi điều tiết trong ngành năng lượng còn tiếp tục diễn ra, quá trình tư nhân hóa và tự do hóa thương mại trong lĩnh vực năng lượng được thúc đẩy ở nhiều nước, thị trường phái sinh năng lượng sẽ còn tiếp tục phát triển không ngừng.

4. Triển vọng phát triển thị trường phái sinh cho ngành năng lượng Việt Nam [2, 9, 10]

Như trên đã đề cập, các công cụ phái sinh đặc biệt hữu hiệu trong quản lý rủi ro giá, một loại rủi ro gắn liền với thị trường hàng hóa năng lượng do đặc điểm giá cả những mặt hàng này có thể biến động rất mạnh theo sự chuyển dịch cung cầu hay dưới tác động của các yếu tố kinh tế, chính trị, xã hội. Khi thị trường năng lượng hoạt động tự do, giá cả các sản phẩm trên thị trường này có thể biến động nhiều hơn so với các loại hàng hóa khác. Giá cả biến động nhanh chóng không chỉ đe dọa ngân sách và kế hoạch tài chính mà còn khiến các khoản đầu tư cũng như hoạt động sản xuất kinh doanh có mức độ rủi ro cao hơn. Do rủi ro giá đóng vai trò thống trị trong ngành năng lượng nên việc sử dụng công cụ phái sinh là xu hướng tất yếu nhằm giúp các công ty năng lượng, các nhà đầu tư và khách hàng quản lý được rủi ro phát sinh từ sự biến động lớn của giá sản phẩm năng lượng.

Tuy nhiên, quản lý rủi ro giá hiện vẫn còn tương đối mới mẻ và chưa trở thành nhu cầu thiết yếu trong ngành năng lượng Việt Nam vì cho đến nay, các hàng hóa trên thị trường năng lượng chủ yếu vẫn chịu sự điều tiết và quản lý của Nhà nước. Thị trường các sản phẩm năng lượng vẫn chưa thực sự phát triển theo hướng trở thành các thị trường tự do cạnh tranh hoàn toàn. Mặc dù Chính phủ đã có chủ trương cho phép các mặt hàng điện, than, xăng dầu phát triển theo cơ chế thị trường nhưng đến nay giá các mặt hàng này vẫn do Nhà nước quy định để góp phần thực hiện các mục tiêu ổn định kinh tế vĩ mô, đảm bảo an sinh xã hội. Khi làn sóng phi điều tiết chưa được tiến hành triệt để và diễn ra mạnh mẽ, những lĩnh vực này vẫn hoạt động dưới sự bảo hộ của Chính phủ nên ít có nhu

cầu quản lý rủi ro nói chung cũng như quản lý rủi ro giá nói riêng.

Trong tương lai, cùng với quá trình phi điều tiết trong lĩnh vực năng lượng và quá trình hội nhập vào thị trường thế giới, việc sử dụng các công cụ phái sinh để quản lý rủi ro sẽ trở thành nhu cầu tất yếu của các doanh nghiệp năng lượng Việt Nam. Tùy vào đặc điểm của từng loại hàng hóa, khả năng áp dụng và mức độ áp dụng các công cụ phái sinh có thể khác nhau. Thị trường các công cụ phái sinh chỉ có thể phát triển khi thị trường tài sản gốc hay tài sản cơ sở hoạt động tốt. Với các hàng hóa không cất trữ được như điện, khí thiên nhiên, các nhà quản lý rủi ro có thể gặp phải nhiều khó khăn hơn khi đánh giá các rủi ro gắn với các công cụ phái sinh cho những mặt hàng này.

Bên cạnh những cản trở liên quan trực tiếp đến thị trường tài sản gốc của các công cụ phái sinh, việc áp dụng các công cụ này còn có thể bị hạn chế bởi các vấn đề liên quan đến điều kiện kinh tế, môi trường chính sách, hệ thống pháp lý và các vấn đề về kế toán. Nhìn một cách tổng quát, mức độ áp dụng các công cụ phái sinh ở Việt Nam còn rất hạn chế trước hết là do xuất phát điểm thấp của nền kinh tế chưa cho phép áp dụng các kỹ thuật tài chính hiện đại. Nói cách khác, thói quen và tập quán kinh doanh là những cản trở lớn đối với quá trình phổ biến các công cụ phái sinh ở nước ta. Tiếp theo là những trở ngại về mặt pháp lý đối với sự phát triển thị trường phái sinh. Đó chính là những quy định pháp luật còn thiếu và không phù hợp như quy định về mức thuế đánh trên lãi thu được từ việc thực hiện nghiệp vụ hoán đổi. Một trở ngại lớn khác là trở ngại liên quan đến vấn đề hạch toán kế toán. Hạch toán kế toán dường như chỉ chú trọng tới phần lãi/lỗ thực tế phát sinh, trong khi phần lãi/lỗ dự kiến, chưa phát sinh dường như chưa được quan tâm. Ngoài ra, còn một số vấn đề khác như: tác động của các công cụ phái sinh không rõ ràng trong các báo cáo tài chính; hướng dẫn kế toán đối với các công cụ phái sinh và hoạt động tự bảo hiểm chưa hoàn chỉnh, không nhất quán và khó áp dụng.

Để các công cụ phái sinh năng lượng được triển khai hiệu quả và bền vững, cần tránh tình trạng các công cụ phòng chống rủi ro này bị sử dụng vào các mục đích đầu cơ không lành mạnh. Các cơ quan quản lý nhà nước cần phối hợp thực hiện một số giải pháp vĩ mô nhằm bước đầu định hình và phát triển thị trường này trong tương lai. Trước mắt, cần tập trung vào các biện pháp như: xây dựng, điều chỉnh khung pháp lý phù hợp; nâng cao hiệu quả thị trường thông qua việc công khai hóa và minh bạch hóa thông tin; thay đổi, hoàn thiện những quy định tài chính kế toán liên quan.

Bên cạnh các giải pháp mang tính vĩ mô, thị trường phái sinh muốn phát triển bền vững, an toàn và hiệu quả còn cần có sự nỗ lực của tất cả các chủ thể kinh tế tham gia trực tiếp vào thị trường này. Riêng đối với các doanh nghiệp năng lượng Việt Nam, quản lý rủi ro bằng các công cụ phái sinh hiện vẫn là một lĩnh vực hoàn toàn mới mẻ nên trước mắt cần tập trung nghiên cứu các công cụ quản trị rủi ro, nghiệp vụ tự bảo hiểm cũng như cách thức tham gia các sàn giao dịch lớn trên thế giới, phát triển công tác phân tích dự báo thị trường và trang bị một đội ngũ cán bộ được đào tạo bài bản, đáp ứng được các yêu cầu đặt ra trong quá trình triển khai.

Tài liệu tham khảo

1. Energy Charter Secretariat, 2007. *Putting a price on energy - International pricing mechanisms for oil and gas.*

2. Energy Information Administration, 2002. *Derivatives and risk management in the petroleum, natural gas and electricity industries.*

3. Energyrisk.com, 2009. *Oil Derivatives: In the beginning.*

4. Global Association of Risk Professionals, 2009. *Foundations of energy risk management: An overview of the energy sector and its physical and financial markets.*

5. International Energy Agency, 2011. *The mechanics of the derivatives markets: What they are and how they function - special supplement to the April 2011 oil market report.*

6. Peter C.Fusaro, 2003. *Why oil trading & paper markets are different in Asia Pacific*. Asian Oil - Commodities Now.

7. S. Stoft, T. Belden, C. Goldman, and S. Pickle, 1998. *Primer on electricity futures and other derivatives.*

8. S.J. Deng, S.S. Oren, 2006. Electricity Derivatives and Risk Management, Energy 31, p. 940 - 953, www.sciencedirect.com.

9. Tổng công ty Dầu Việt Nam, 2008. *Báo cáo nghiên cứu lập sàn giao dịch dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ.*

10. Trần Thị Thuận Thành, Học viện Tài chính, 2007. *Công cụ tài chính phái sinh ở Việt Nam - mới hay cũ?*

Tiềm năng dầu khí Iraq trong các lô gọi thầu vòng 4/2012

Năm 2012, Iraq có kế hoạch đấu thầu thăm dò nhiều lô trên lãnh thổ giàu tiềm năng của mình, được rất nhiều công ty dầu và tổ hợp liên danh quốc tế quan tâm. Chúng tôi xin giới thiệu các thông tin mới nhất về tiềm năng dầu khí của các lô đưa ra trong vòng 4 để bạn đọc tham khảo và biết thêm về vùng dầu khí quan trọng ở Trung Đông.

1. Vài nét tổng quan về dầu khí Iraq

Nằm giữa Trung Đông, Iraq không phải là một nước lớn, dân số gần 23 triệu người, nhưng theo các thông tin của OPEC, dưới lòng đất của nước này chứa một trữ lượng dầu khí xác minh chiếm hơn 11% tổng trữ lượng xác minh của thế giới và phần lớn chưa được khai thác. Trước chiến tranh vùng Vịnh năm 1980, sản lượng của Iraq đã đạt 3,5 triệu thùng/ngày. Sau những biến cố trong suốt 30 năm qua, sản lượng dầu khí của Iraq luôn sụt giảm và đến nay vẫn chưa được phục hồi. Tuy nhiên, Iraq vẫn là nguồn cung dầu khí vô cùng quan trọng. Theo dự báo trong vòng 15 năm nữa, nếu an ninh nội bộ và khu vực không có những biến động lớn, sản lượng dầu khí của Iraq có thể vượt Saudi Arabia.

Trữ lượng dầu khổng lồ của Iraq nằm gần như trên toàn bộ diện tích đất nước. Hiện nay, đối tượng khai thác tập trung trong 3 khu vực chính: vùng Kirkuk ở phía Bắc, vùng Đông Baghdad ở miền Trung và vùng Rumailah ở miền Nam. Trữ lượng dầu xác minh đạt 112 tỷ thùng được phân bố ở 3 khu vực nói trên tại 73 cấu tạo, trong đó có 6 mỏ siêu khổng lồ, 17 mỏ khổng lồ, 20 mỏ lớn, một phần đáng kể trong các cấu tạo đó chưa được phát triển thành mỏ. Tổng trữ lượng tiềm năng ước tính cao gấp 3 lần trữ lượng xác minh chưa được thăm dò, nhất là các đối tượng trong các thành tạo Jura, Trias và Paleozoi ở sa mạc miền Tây. Các hợp đồng dầu khí mới ký lại hoặc giao mới phần lớn đều thuộc về các công ty Mỹ, Anh và một số nước phương Tây.

Iraq còn có nhiều mỏ dầu nhỏ với trữ lượng xác minh dưới 2 tỷ thùng nằm ở miền Nam và miền Trung. Trước khi chính quyền của Tổng thống Hussen bị lật đổ, các mỏ này đã được cấp phép cho các công ty dầu khí của các nước đang phát triển như: Ấn Độ, Indonesia, Malaysia, Việt Nam, Algeria, Brazil, Syria… và hiện nay các hợp đồng này đã bị hủy bỏ hoặc đang được yêu cầu đấu thầu lại.

Chất lượng dầu Iraq thay đổi rất rộng từ 24 - 42^{0}API, hàm lượng lưu huỳnh từ 2 - 4%.

Về khí đốt, trữ lượng xác minh đạt 110Tcf, trữ lượng tiềm năng ước đạt 150Tcf, trong đó 70% là khí đồng hành. Sản lượng khí hiện nay chỉ đạt dưới 150Bcf/năm, dùng cho phát điện hoặc các nhu cầu nội địa (Hình 1).

Do trang thiết bị kỹ thuật dầu khí trước đây rất lạc hậu cộng với hậu quả nặng nề của chiến tranh, các mỏ dầu hiện có đòi hỏi phải tái phát triển, thay đổi công nghệ, xây dựng mới cơ sở hạ tầng trên quy mô lớn mới có thể phục hồi sản xuất đạt sản lượng cao, tương xứng với tầm vóc trữ lượng xác minh. Tuy nhiên theo nhiều chuyên gia, trước mắt chỉ cần thông qua các hoạt động đơn giản như hiện đại hóa hệ thống bơm, áp dụng công nghệ khoan ngang, khoan nhiều nhánh kết hợp với các

Hình 1. *Vị trí địa lý của Iraq*

Bảng 1. *Đặc điểm các lô thuộc vòng gọi thầu 4/2012*

Tên lô	Vị trí lô (tỉnh)	Diện tích (km^2)	Đối tượng chính	Đối tượng khác
1	Nainawa (Nineva)	7.300	khí	dầu/condensate
2	Anbar, Nainawa (Nineva)	8.000	khí	dầu
3	Anbar	7.000	khí	condensate
4	Anbar	7.000	khí	condensate
5	Anbar	8.000	khí	condensate
6	Najaf, Anbar	9.000	khí	condensate
7	Qadisia, Babel (Babylon), Najaf, Muthana (Samawa)	6.000	dầu	khí đồng hành
8	Diyala, Wasit (Kut)	6.000	khí	condensate/dầu
9	Basrah	900	dầu	khí đồng hành
10	Muthana (Samawa), Thiqar (Nasiriya)	5.500	dầu	khí đồng hành
11	Najaf, Muthana (Samawa)	8.000	dầu	khí đồng hành
12	Najaf, Muthana (Samawa)	8.000	dầu	khí đồng hành

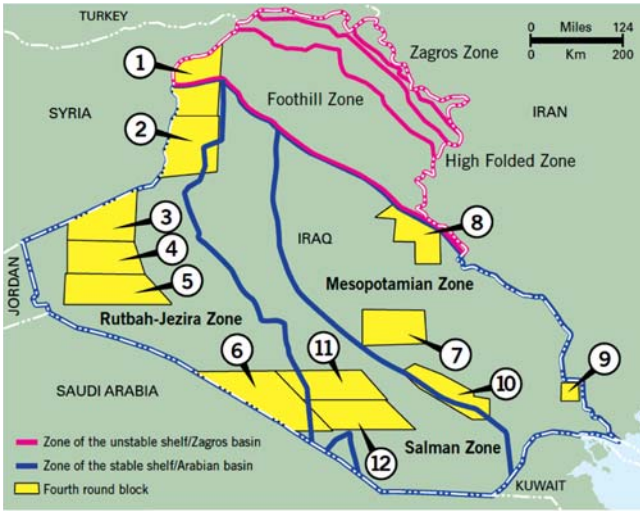
giải pháp tăng cường thu hồi dầu… có thể đưa sản lượng lên đến 6 triệu thùng/ngày trong vòng 3 - 4 năm tới, vượt xa con số quota của OPEC phân bổ cho Iraq [1, 2, 3, 4].

2. Tiềm năng dầu khí Iraq ở các lô gọi thầu vòng 4 trong tháng 4/2012

Theo thông báo của Bộ Dầu mỏ Iraq từ tháng 5/2011, vòng đấu thầu thứ 4 kể từ ngày nước này bị quân đội Mỹ và đồng minh chiếm đóng được tiến hành trong tháng 4/2012 với nội dung chủ yếu là tìm kiếm thăm dò. 46 công ty dầu trên thế giới được mời dự thầu, chia thành hai nhóm: các công ty điều hành và các công ty không điều hành (tham gia với tư cách đối tác của các công ty điều hành) [2].

Trong lần này 12 lô được đưa ra, bao phủ diện tích rộng 81.700km^2 của các vùng có tiềm năng dầu lẫn khí đốt, mỗi lô rộng từ 900 - 9.000km^2 (Bảng 1). Phần lớn các lô đã gặp biểu hiện lộ dầu khí, những lô khác nằm gần các mỏ đang khai thác nên đều được đánh giá có triển vọng cao. Trong 12 lô nói trên thì có đến 8 lô nằm ở phía Tây, gần với biên giới các nước Syria, Jordani, Saudi Arabia và 2 lô nằm dọc theo biên giới với Iran (Hình 2).

Trên các lô thuộc sa mạc phía Tây Iraq, hàng nghìn km địa chấn 2D đã được Công ty Thăm dò dầu Quốc gia OEC (State Oil Exploration Co.) thu nổ nhưng chất lượng thấp và đã khoan 4 giếng thăm dò nhưng cũng đã phát hiện ra một số cấu tạo chứa dầu. Trên Lô 8, trong thập kỷ 90 của thế kỷ XX, Công ty ONGC Videsh Ltd. (OVL) của Ấn Độ đã khoan 7 giếng thăm dò. Qua kết quả khoan, OVL đánh giá lô này có thể khai thác trên 300.000 thùng/ngày. Gần đây, Bộ Dầu mỏ Iraq đã đàm phán lại với OVL dưới dạng hợp đồng dịch vụ thăm dò (Exploration Service Contract)



Hình 2. *Vị trí các lô thuộc vòng gọi thầu 4/2012 của Iraq (theo Jassim & Goff, 2006)*

theo Luật Dầu khí mới của nước này. Trên các lô phía Tây, Tây Bắc, Tây Nam đã có 5 phát hiện dầu, mang tên Abu Khaima, Ekhaidar, Salman, Khleisia, Samwa; 2 phát hiện khí - condensate; 300 cấu tạo triển vọng và một số lớn vùng nâng.

Trước khi bị Mỹ chiếm đóng, Iraq có trữ lượng xác minh 112 tỷ thùng dầu, trong đó có 102 tỷ thùng thuộc trữ lượng thương mại. Tháng 10/2010, Bộ Dầu mỏ công bố số liệu trữ lượng của 66 mỏ, trong đó chưa kể đến các phát hiện ở Kurdistan, con số trên được nâng lên thành 143 tỷ thùng. Mức tăng lớn nhất gặp ở mỏ West Qurna, từ 21 tỷ thùng trước kia, nay lên 43 tỷ thùng. Một số nhà dầu khí Iraq cho rằng đó là con số tiềm năng sẽ phải được phát hiện trong tương lai. Mức tăng trữ lượng hy vọng sẽ gặp trong 3 vùng chính là bồn trũng trầm tích Mesopotamian, sa mạc phía Tây (Western Desert) và

Kurdistan. TS. Muhammed Abed Mazeel, cựu Tổng giám đốc Công ty Khoan Iraq và là cựu cố vấn dầu khí của Thủ tướng Iraq Ibrahim Al- jaafari cho biết trữ lượng thu hồi trên vùng uốn nếp phía Bắc, bồn trũng Mesopotamian, sa mạc phía Tây và phía Tây Nam lên đến 178,8 tỷ thùng [4]. Ở sa mạc phía Tây, với phát hiện khí ở mỏ Akkas trong cát kết Ordovic, chứng tỏ đây cũng là vùng có tiềm năng khí đốt rất lớn, nhưng mục tiêu hiện nay là tìm dầu chứ không phải tìm khí.

2.1. Hệ thống dầu khí [1, 3, 4]

Có 2 bồn trũng dầu khí lớn khác nhau trên lãnh thổ Iraq, đó là bồn trũng Zagros và bồn trũng Arabian. Bồn trũng Arabian lại chia thành các bồn nhỏ như bồn Zagros Mesopotamian, bồn Widian, bồn Sinjar và vùng nâng Rutbah. Iraq còn có một vùng ven bờ biển không tranh chấp nhỏ kéo dài khoảng 100km, nằm gần với Kuwait. Như vậy các vùng dầu khí của Iraq chủ yếu nằm trên đất liền.

Đại đa số các mỏ, các phát hiện lớn của Iraq nằm trong khu vực uốn nếp và trong bồn Mesopotamian, bao gồm các vùng mỏ phía Bắc, Đông Bắc và Nam Iraq. Trữ lượng dầu khí ở đây chủ yếu nằm trong các tầng chứa Creta và Đệ tam. Trong lúc đó thì dầu khí chưa được thăm dò lại thuộc các tầng chứa Jura, Trias, Paleozoi. Các lô chưa được thăm dò nhiều được đưa ra chào thầu đợt 4 gồm (Hình 2):

+ Lô 1, thuộc đới nâng Khleisia và trũng Sanjar. Ở đây đã có 2 giếng thăm dò, tầng chứa Miocen đã được thử vỉa và đã gặp vết dầu trong đá Mesozoi.

+ Lô 2, có 1 giếng thăm dò và gặp vết dầu trong Creta.

+ Lô 3 nằm cạnh mỏ khí Akkas.

+ Lô 4 và 5 nằm cạnh mỏ Akkas và mỏ Risha trên đất Jordani.

+ Lô 6 chưa có giếng thăm dò nào nhưng qua tài liệu địa chấn có nhiều cấu tạo triển vọng.

+ Lô 11 nằm trong khu vực Salman, có 1 giếng thăm dò, triển vọng tiềm năng nằm trong các tầng chứa Paleozoi, Ordovic và Jura.

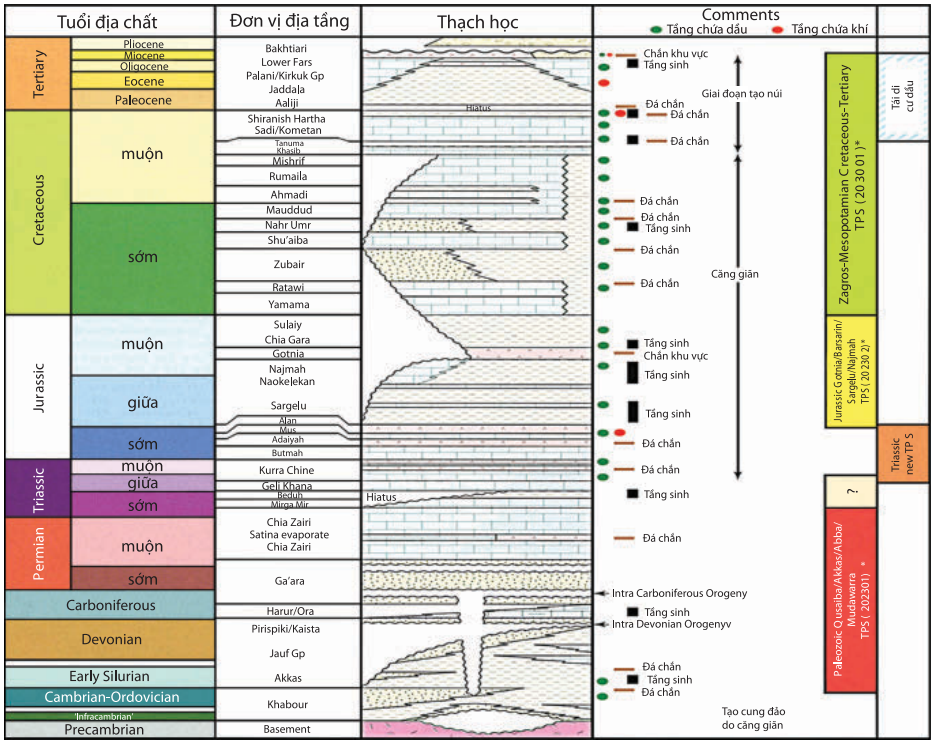
+ Lô 12 có 1 giếng thăm dò, tiềm năng có thể là các thành tạo Creta và Jura.

+ Lô 8 nằm ở biên giới giữa bồn Mesopotamian và đới uốn nếp, Lô 9 nằm gần một giếng thăm dò trong bồn Mesopotamian. Lô 8 và 9 nằm giữa các vùng đã được thăm dò chi tiết và được chứng minh là vùng chứa dầu.

+ Lô 7 thuộc bồn Mesopotamian, gần một giếng thăm dò và các phát hiện đang được thẩm định.

+ Lô 10 nằm ở biên giới giữa bồn Mesopotamian và đới Salman chưa được thăm dò, đối tượng triển vọng nằm trong các thành tạo Creta.

Cột địa tầng được trình bày trong Hình 3.



Hình 3. *Cột địa tầng và các hệ thống dầu khí của Iraq*

Bạn đọc có thể tham khảo thêm các kết quả minh giải tài liệu địa chấn và phân tích vật lý thạch học trong tài liệu tham khảo [4].

2.2. Các tính chất của các tầng chứa [1, 4]

Sau đây là kết quả tổng hợp của TS. Muhammed Abed Mazeel về tính chất, đặc điểm của các tầng chứa trong các lô vừa trình bày ở phần trên.

+ *Các thành tạo Akkas và Khabour*: Mỏ Akkas nằm ở phía Tây Bắc Iraq, gần với biên giới Syria. Giếng Akkas-1 đang khai thác khí ẩm và khí khô. Trọng lượng riêng (tỷ trọng) của khí là 0,726 - 0,6953, của condensate là 0,7792 và của dầu nhẹ là

0,8326g/cm^3. Giếng Akkas-4 gặp khí khô nhưng có thể chứa cả condensate.

Thành tạo Khabour dày hơn 1.000m, gồm các đơn vị đá trầm tích đã biết từ lâu ở Iraq. Đó là các nhịp (sequences) siliciclastic, phân lớp mỏng, hạt mịn, chứa graywackes thạch anh, phiến sét chứa mica và một ít lớp đá vôi, dolomite xen kẽ. Giếng khoan chưa chạm đến đáy của thành tạo. Chúng được trầm đọng trong môi trường nước nông gần bờ đến vùng nước sâu xa bờ, phủ trên toàn bộ phần phía Đông của mảng Arabian.

+ *Thành tạo Ga'ara* có thể chia thành 2 phân vị nằm phía dưới và phía trên, tương tự về thời gian như các thành tạo Al- khlata và Unayzah ở Saudi Arabia. Thành tạo Ga'ara có bề dày 120 - 450m, bắt gặp trong lòng các giếng khoan xuyên qua các lớp đá trầm đọng trong vùng biển nông và máng đại dương ở sa mạc phía Tây. Giếng West Kifl-1 cắt qua thành tạo này 50m, bao gồm các lớp cát kết phân lớp xiên chéo.

+ *Thành tạo Kura China* gồm đá chứa carbonate Trias, thường gặp ở Tây Bắc Iraq và Đông Bắc Syria. Tầng chứa quan trọng nhất có bề dày 500m thuộc Trias thượng ở các mỏ Butmah, Sufaiyah, Alan (Bắc Iraq), Souedie, Rumelan, Jebissa, Tishreen (Syria).

+ *Thành tạo Yamama* gồm đá carbonate tuổi Creta ,chứa dầu khí, gặp trong 26 cấu tạo ở phía Nam Iraq, bao gồm cả mỏ West Qurna, North Rumaila và Majinoon. Tầng chứa Yamama dày 240m, chất lượng tốt ở vùng trung và kém ở vùng Đông Iraq. Độ rỗng giao động trong khoảng 6 - 12%, độ thấm từ vài chục đến hàng trăm milidarcies. Độ rỗng chủ yếu dưới dạng vĩ mô (khoảng trống giữa các hạt) và một phần vi mô (trong matrix đá phấn) hoặc thứ sinh.

+ *Thành tạo Zubair* là tầng chứa cát kết quan trọng nhất ở miền Nam Iraq, trữ lượng của thành tạo này chiếm đến 1/3 trữ lượng dầu Iraq. Cho đến nay đã phát hiện 30 cấu tạo chứa dầu, trong đó có mỏ Rumaila Nam - Rumaila Bắc, East Baghda. Thành tạo Zubair còn là phần chứa phụ trong các mỏ Ratawi, Tuba, Luhais, Majnoon, Halfaya và Huwaiza. Mỏ East Baghdad và Balad cũng như giếng Mileh Tharthar-1 nằm hoàn toàn trong tướng (facies) cát kết. Tướng này hình thành trong môi trường delta/prodelta tới thềm lục địa gần bờ, chứa các lớp cát kết - sét dày 30 - 40m xen kẽ, mỏng dần về phía biên giới Iran, riêng lớp cát kết tại mỏ Zubair và Karbala ở miền trung Iraq dày đến 200m. Độ rỗng thay đổi từ 15 - 30%.

+ *Thành tạo Mishrif* là tầng chứa carbonate quan trọng nhất ở Đông Nam Iraq, đã phát hiện ở đây 32 cấu tạo chứa dầu, nằm trên một giải nâng theo hướng Bắc - Nam. Ngoài ra còn ít nhất 15 tích tụ dầu khí thương mại trong thành tạo này đã được phát hiện ở Đông Nam Iraq như Abu Ghurab, Ahdab, Amara (trước đây đã giao cho Petrovietnam), Buzurgan, Dujaila, Jebel Fauqi, Gharaf, Huwaiza, Kumait, Nahr Umr, Noor, Rafidain, Rafidain E., Ratawi và Tuba. Độ rỗng trung bình giao động từ 9% ở cấu tạo Zubair đến 16% ở Rumaila. Độ rỗng lên đến 36%, độ thấm đến 1.560mD trong carbonate ám tiêu giàu Rudist, một loại sò 2 mảnh vỏ sống bám đáy. Bề dày tầng chứa hàng trăm mét. Thành tạo Mishrif tập trung trong một vành đai nước nông, chạy theo hướng Tây Bắc - Đông Nam, cắt qua miền Trung và Đông Nam Iraq. Chất lượng tầng chứa giảm dần về phía bồn trũng Najab theo hướng Tây Nam. Đây là loại tầng chứa hình khối ở phần trung tâm của Mishrif, bề dày cực đại ở Đông Nam Iraq, dọc theo biên giới với Iran.

+ *Thành tạo Upper Fars* dày 600 - 800m còn được gọi là thành tạo Injana, chạy dọc theo quốc lộ Baghdad- Kirkuk ở phía cánh nếp uốn Đông Bắc của vùng Nam Jebel Hamrin.

+ *Thành tạo Euphrate* thuộc thềm carbonate, tương đương với thành tạo Serikkarni, một thành tạo đá vôi, đạt bề dày cực đại hơn 50m ở cấu tạo Jambur có tuổi Miocen. Đây là đơn vị trẻ nhất trong tầng sản phẩm trên cùng ở Kirkuk. Dầu được khai thác trong tầng này tại mỏ Bai Hassan, Jambur, Naft Khanah, riêng tại các mỏ Qasaba, Jawan, Najmah và Qaiarah là loại dầu nặng. Chất lượng tầng chứa tốt dần lên về phía đỉnh của thành tạo trong bồn trũng trung tâm Iraq.

+ *Thành tạo Jeribe* gồm đá vôi Miocen, bề dày cực đại đạt 63m tại giếng khoan Injana-5. Dầu khai thác từ thành tạo này tại 2 mỏ Jambur và Naft Khanah. Dầu nặng gặp tại cấu tạo Qasab, Jawan, Najmah, Qaiyarah và một khối lượng nhỏ trong graben Euphrates. Ở East Baghdad còn gặp các lớp anhydrite xen kẽ với tầng chứa đá vôi. Cùng với thành tạo Jeribe, thành tạo Euphrate hợp thành tầng chứa tiềm năng trong bồn trũng trung tâm, tại Tikrit, Balad, Samara. Các lớp đá vôi chính cho sản phẩm dầu tại các mỏ Judaida, Khabbaz, Ajeel, Hamrin ở vùng Bắc trung tâm Iraq và các mỏ Jebel Fauqi, Halfaya, Buzurgan ở Đông Nam Iraq.

+ *Thành tạo Mauddud/Qamchuqa* chứa chủ yếu dolomite biển sâu, carbonate hữu cơ vụn thô cũng như một ít đá vôi không bị dolomite hóa vụn thô. Thành tạo

Qamchuqa ở phía Bắc và Đông Bắc là những tầng chứa dạng hang hốc, nứt nẻ đang khai thác. Ở miền trung Iraq, cát kết chất lượng từ kém đến tốt cũng như đá vôi hữu cơ chất lượng cao, trầm đọng trong các bồn trũng cổ, tồn tại chung quanh khu vực Baghdad. Độ rỗng thay đổi từ 7 - 14%, những nơi bị nứt nẻ thì độ rỗng cao hơn nữa. Ở Đông Nam Iraq, về phía Basrah, các tầng chứa carbonate thường bị nứt nẻ kiến tạo và được chắn tốt. Toàn bộ vùng phía Tây giếng Tel-Hajar-1 ở phía Bắc Iraq đến giếng Safawi-1 ở phía Nam, thành tạo Mauddud không được bảo tồn.

+ *Thành tạo Hartha* có tuổi Campanian - Maastrichtian muộn, dầy khoảng 200m ở miền Nam Iraq và đạt đến 350m ở khu vực phía Bắc. Trên vùng đỉnh các cấu tạo lớn ít gặp thành tạo này so với vùng dọc theo cánh cấu tạo. Chúng chứa đá vôi glauconitic hữu cơ hạt vụn, bị dolomite hóa một số nơi đi kèm với bột kết xám và sét màu xanh. Các lớp đá phấn thường gặp ở Buzurgan, Ghalaisan, Dugaila, Kifl, Musayab và Ubaid; các lớp đá vôi dạng trứng cá gặp ở Luhais, Rachi và bột kết hoặc vôi pha sét thường gặp ở vùng Buzurgan.

Thành tạo Hartha có tiềm năng dầu khí lớn ở Jawan, Majnoon, Falluja, Đông Baghda, Najmah, Bai Hassan và Tikrit. Đã tìm thấy dầu thương mại trên nhiều cấu tạo trong các vùng nói trên.

+ *Thành tạo Shiranish* có tuổi Campanian - Maatrichtian muộn, nằm trực tiếp trên thành tạo Hartha và có thể cũng là tầng chắn tốt cho thành tạo này. Phần đáy của Shiranish có tuổi tương đương với Hartha còn phần đỉnh thì tương đương với tuổi của thành tạo Tayarat. Dầu nhẹ được khai thác trong đá vôi nứt nẻ và bột kết chứa foraminifer dạng trôi nổi thuộc thành tạo này tại các mỏ Ain Zalah và Butmah.

+ *Thành tạo Najmah* chứa chủ yếu đá vôi dạng trứng cá, bị dolomite hóa ở vài nơi. Môi trường trầm tích nước nông hoặc dốc sườn hố sụt, với carbonate ở đáy. Bề dày của thành tạo giảm dần về phía Bắc và phía Đông. Chất lượng chứa tốt dần về phía Nam. Độ rỗng trung bình khoảng 10%.

+ *Thành tạo Nahr Umr* chứa hỗn hợp carbonate và đá lục nguyên hạt thô, nước nông cùng với carbonate biển nông, chiếm phần lớn vùng rìa ở phía Đông Iraq. Nguồn trầm tích lục nguyên được cung cấp từ phía Tây Nam. Bề dày thành tạo trên 360m ở vùng Đông Nam, giảm tới mất hẳn ở phía Đông Bắc. Tiềm năng chứa tốt nhất trong trầm tích vụn thô biển nông và carbonate nước nông, đặc biệt trong những nơi bị dolomite hóa nhưng rủi ro cao ở miền Bắc Iraq, nơi thành tạo này mỏng hoặc không tồn tại.

3. Dự báo mức thu hồi

Tài nguyên có thể thu hồi được dự báo dựa trên phương pháp thể tích tiền định (Bảng 2). Giá trị thu hồi P50 tính theo hệ số thu hồi áp dụng cho trữ lượng dầu tiềm năng tại chỗ của từng cấu tạo chứa triển vọng trong từng lô với giả thiết tất cả các cấu tạo triển vọng đều chứa dầu khí. Kết quả tính cho thấy trữ lượng thu hồi có thể đạt 12 - 16 triệu thùng dầu và 60 - 120 tỷ ft^3 khối khí tiêu chuẩn cho mỗi giếng. Hệ số dầu khí khai thác trong giai đoạn đỉnh thay đổi theo từng mỏ, thời gian đỉnh kéo dài đối với dầu là 3 - 8 năm và đối với khí là 3 - 15 năm. Các giả thiết dùng trong tính toán trữ lượng thu hồi tiềm năng được dựa trên dữ liệu lịch sử khai thác các mỏ cũ và nguyên lý tương đương. Ước tính thời gian để khoan một giếng khoan dầu mất 30 ngày và cho một giếng khoan khí 40 ngày.

Bảng 2. *Ước lượng thể tích dầu/khí có thể thu hồi (theo TS. Muhammed Abed Mazeel)*

Vùng	Lô	Số dải triển vọng	Tầng chứa	Dạng Hydro-carbon	Độ sâu tầng chứa (m)	Trữ lượng tại chỗ, (triệu thùng/tỷ ft^3 chuẩn)	Hệ số thu hồi	Trữ lượng có thể thu hồi (triệu thùng/tỷ ft^3 chuẩn)
Rutba	1	5	Kurra Chine	dầu	1.700 - 2.300	7.518	0,40	3.007,3
			Maudud	dầu	1.350 - 1.450			
			Shiranish	dầu	900 - 110			
			các tầng khác	dầu	sâu hơn			
			Khabour	khí	3.000 - 4.700	173.449	0,80	138.759,2
			Akkas	khí				
			các tầng khác	khí	sâu hơn			

Vùng	Lô	Số dải triển vọng	Tầng chứa	Dạng Hydro-carbon	Độ sâu tầng chứa (m)	Trữ lượng tại chỗ, (triệu thùng/tỷ ft³ chuẩn)	Hệ số thu hồi	Trữ lượng có thể thu hồi (triệu thùng/tỷ ft³ chuẩn)
	2	3	Kurra Chine	dầu	1.050 - 1.412	8.612	0,40	3.444,8
			Maudud	dầu				
			Shiranish	dầu				
			các tầng khác	dầu				
			Khabour	khí	2.700 - 3.200	28.443	0,80	22.754,4
			Akkas	khí				
			các tầng khác	khí				
	3	4	Khabour	khí	2.200 - 2.320	14.690	0,80	11.752,0
			Akkas	khí				
			Gaara	khí	390 - 510			
			các tầng khác	khí				
	4 & 5	4	Khabour	khí	2.600 - 2.800	21.321	0,80	17.056,8
			Akkas	khí				
			Basement	khí	6.400 - 6.700			
			các tầng khác	khí				
	6	4	Nahr Umr	dầu	840 - 970	5.342	0,35	1.869,7
			Mishrif	dầu	1.600 - 1.700			
			Najmah	dầu	1.100 - 1.370			
			các tầng khác	dầu				
			Khabour	khí	2.600 - 2.850	6.631	0,80	5.304,8
			các tầng khác	khí				
Mesopo-tamian	7	5	Hartha	dầu	1.300 - 60	2.429	0,35	850,15
			Mishrif	dầu	1.620 - 1.730			
			Nahr Umr	dầu	1.790 - 1.860			
			Zubair	dầu	1.980 - 2.790			
			Yamama	dầu	2.490 - 3.298			
			các tầng khác	dầu				
	8	6	Upper Fars	dầu	800 - 1.300	2.234	0,40	893,6
			Upper Fars	dầu	840 - 1.310			
			Jeribe/Euph.	dầu	2.200 - 3.210			
			các tầng khác	dầu				
				khí		83.511	0,80	66.808,8
				khí				
				khí				
	9	5	Hartha	dầu	2.250 - 2.380	2.018	0,35	706,3
			Khasib	dầu	2.420 - 95			
			Mishrif	dầu	2.520 - 2.600			
			Nahr Umr	dầu	3.090 - 3.180			
			Shuaiba	dầu	3.260 - 3.330			
			Zubair	dầu	3.433 - 98			
			Yamama	dầu	3.850 - 3.980			
			các tầng khác	dầu				
	10	4	Mishrif	dầu	1.800 - 2.200	2.706	0,35	947,1
			Nahr Umr	dầu	1.990 - 2.310			
			Zubair	dầu	220 - 2.545			
			Yamama	dầu	2.480 - 2.820			
			các tầng khác	dầu				

Vùng	Lô	Số dải triển vọng	Tầng chứa	Dạng Hydro-carbon	Độ sâu tầng chứa (m)	Trữ lượng tại chỗ, triệu thùng/tỷ ft³ chuẩn	Hệ số thu hồi	Trữ lượng có thể thu hồi triệu thùng/tỷ ft³ chuẩn
Salman	11	4	Najmah	dầu	1.510 - 1.810	3.374	0,35	1.180,9
			Mishrif	dầu	1.800 - 2.200			
			Nahr Umr	dầu	1.990 - 2.310			
			Yamama	dầu	2.480 - 2.820			
			các tầng khác	dầu				
			Khabour	khí	5.000 - 5.100	11.670	0,80	9.336,0
	12	4	Najmah	dầu		6.322	0,35	2.212,7
			Mishrif	dầu				
			Nahr Umr	dầu				
			Yamama	dầu				
			các tầng khác	dầu				

4. Dự báo khai thác

Dự báo sản lượng khai thác của 9 lô trên 12 lô đưa ra đấu thầu trong đợt 4 do TS. Muhamed Abed Mazeel tổng hợp được trình bày trong Hình 4 và 5 [3, 4].

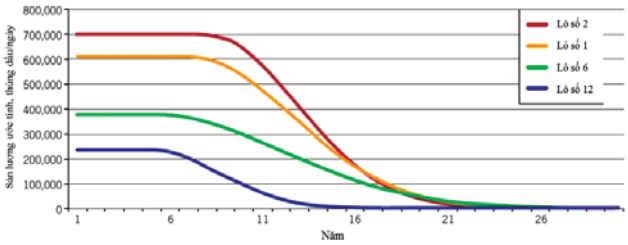
Các tính chất tầng chứa lấy từ các giếng khoan đã có trong lô và từ các khu vực lân cận. Các đối tượng chính được chọn gồm:

- Thành tạo Kura Chine chứa chủ yếu dolomite Trias thượng ở vùng Tây Bắc Iraq kéo dài đến Đông Bắc và miền trung Syria. Dầu nhẹ được khai thác từ đá chứa dolomite nứt nẻ tại mỏ Butmah và Alan ở độ sâu 2.757 - 3.195m. Bề dày tầng chứa trung bình thay đổi từ 85 - 274m, độ rỗng dạng nứt nẻ và giữa tinh thể (intercrystalline) từ 5 - 15%. Chất lượng tầng chứa dolomite Kura Chine tại mỏ Sufuya, gần Lô 1và 2 tốt hơn so với mỏ Souedie ở Syria.

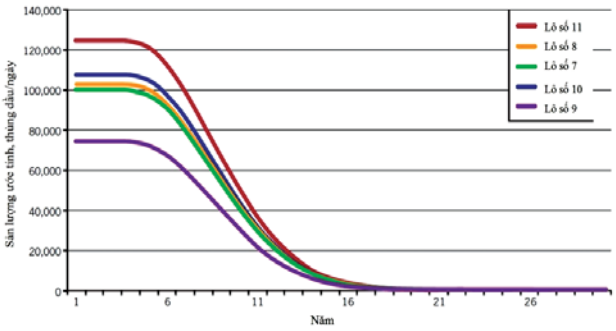
- Thành tạo Najmah bao trùm Lô 6, 11 và12 gồm đá vôi oolit(trứng cá) và cát kết, tuổi Jura muộn, gặp trong một số mỏ ở Nam Iraq. Về phương diện địa tầng, theo phương nằm ngang, thành tạo này tương đương với tầng chứa Arab-D trong các vùng dầu khí lớn ở Saudi Arabia, Qatar và Tây Abu Dhabi.

5. Chi phí đầu tư và điều hành

Nhiều vùng triển vọng trong mỗi lô nằm trong bảng phân loại khác nhau dựa trên các giả thiết khác nhau. Nói chung mỗi mỏ/khu vực có một nhà máy xử lý, tách dầu khí riêng. Các nguồn khí lớn đã được xác định ở Lô 1 và 2 sẽ được dùng một phần cho phát điện và hóa dầu nội địa thuộc công nghiệp tư nhân, phần còn lại sẽ xuất khẩu sang châu Âu qua đường Thổ Nhĩ Kỳ hoặc Syria (đường ống Ceyhan hoặc Banias). Ma trận chi phí gồm: địa chất, địa vật lý, chi phí chung và quản lý, khoan thăm dò, thẩm



Hình 4. *Sản lượng thiết kế các Lô 1, 2, 6, và 12 vòng gọi thầu 4*



Hình 5. *Sản lượng thiết kế các Lô 7, 8, 9, 10, và 11 vòng gọi thầu 4*

định và phát triển mỏ, nhà máy xử lý tách dầu, khí, hệ thống thu gom, chi phí xuất khẩu, hạ tầng kỹ thuật và sinh hoạt, chi phí an ninh, chi phí gián tiếp, giải quyết các trường hợp khẩn cấp.

Chi phí khoan dựa vào số liệu mới nhất ở các vùng tương tự trên lãnh thổ Iraq hoặc giá chào của các công ty dịch vụ dầu khí quốc tế. Giá trung bình là 9 triệu USD cho một giếng khoan dầu và 12 triệu USD cho một giếng khoan khí. Cần lưu ý rằng, giếng khoan có độ sâu và đặc trưng kỹ thuật khác nhau nên chi phí cũng sẽ có thể cao hơn con số trên. Chi phí gián tiếp được tính theo quy định của nhà nước, bằng 20% chi phí trực tiếp. Chi phí khẩn cấp bằng 25% chi phí gián tiếp.

Bảng 3. *Ước tính chi phí sơ bộ*

Đơn vị: Triệu USD

Lô	Số dài triển vọng	Trữ lượng thu hồi, triệu thùng	Trữ lượng thu hồi, tỷ ft^3 khối	Chi phí thăm dò thẩm định	Nhà máy xử lý dầu - khí	Hệ thống thu gom	Cơ sở hạ tầng	Đường ống xuất khẩu	An ninh	Tổng từng phần	Các chi phí gián tiếp, 20%	Các chi phí khẩn cấp, 25%	Tổng chi phí thiết bị	Khoan	Tổng CAPEX
				<---------- Triệu USD ---------->											
1	5	3.007,3		70	680	633	45	88	32	1.548	309,6	464,4	2.322,0	1.800	4.122,0
			138.759,2	240	2.100	3.100	110	4.400	103	10.053	2.010,6	3.015,9	15.079,5	10.422	25.501,5
				10	120	50	8	35	5	228	45,6	68,4	342,0	0	342,0
				55	680	672	49	118	30	1.604	320,8	481,2	2.406,0	0	2.406,0
				5	28	14	2	25	2	76	15,2	22,8	114,0	0	114,0
2	3	3.444,8		110	850	862	80	142	96	2.140	428,0	642,0	3.210,0	2.061	5.271,0
			22.754,4	200	1.600	1.900	85	2.100	145	6.030	1.206	1.809,0	9.045,0	1.701	10.746,0
				40	410	395	35	114	42	1.036	207,2	310,8	1.554,0	0	1.554,0
3	4		11.752,0	80	690	710	65	89	71	1.705	341	511,5	2.557,5	873	3.430,5
				20	85	33	6	43	7	194	38,8	58,2	291,0	0	291,0
				20	85	33	6	43	7	194	38,8	58,2	291,0	0	291,0
				15	35	17	3	39	3	112	22,4	33,6	168,0	0	168,0
4 & 5	4		17.056,8	90	790	596	60	131	70	1.737	347,4	521,1	2.605,5	1.278	3.883,5
				40	450	393	35	132	57	1.107	221,4	332,1	1.660,5	0	1.660,5
										0	0	0	0	0	0
6	4	1.869,7		50	500	320	40	160	46	1.116	223,2	334,8	1.674,0	1.116	2.790,0
			5.304,8							0	0	0	0	396	396,0
7	5	850,15		20	200	90	20	32	18	380	76,0	114,0	570,0	504	1.074,0
				10	65	21	5	20	5	126	25,2	37,8	189,0	0	189,0
8	6	893,6		15	80	41	6	20	7	169	33,8	50,7	253,5	531	784,5
			66.808,8	10	30	9	3	20	3	75	15,0	22,5	112,5	5.004	5.116,5
9	5	706,3		15	65	33	6	12	6	137	27,4	41,1	205,5	423	628,5
				15	75	26	7	12	6	141	28,2	42,3	211,5	0	211,5
				10	20	6	2	6	2	46	9,2	13,8	69,0	0	69,0
10	4	947,1		20	130	65	10	30	10	265	53,0	79,5	397,5	567	964,5
				15	80	25	7	25	5	157	31,4	47,1	235,5	0	235,5
				15	85	29	7	28	7	171	34,2	51,3	256,5	0	256,5
11	4		9.336,0	120	1.150	490	85	105	97	2.047	409,4	614,1	3.070,5	702	3.772,5
		1.180,9		50	500	320	40	160	46	1.116	223,2	334,8	1.674,0	702	2.376,0
12	4	2.212,7		50	500	320	40	160	46	1.116	223,2	334,8	1.674,0	1.323	2.997,0

Chi phí quản lý - điều hành cho một thùng dầu quy ước được xác định theo đời sống từng mỏ, từng tầng chứa. Chi phí này giảm theo độ dài đời sống mỏ bằng cách sử dụng các hệ số giảm tuyến tính trước khi đưa vào tổng chi phí điều hành mỏ (LOF - Life Oil Field Opex cost).

Tài liệu tham khảo

1. *EIA Webmaster, Iraq*. Wmaster@eia.doe.gov.

2. *Iraq Oil Ministry Fourth Bid Round*. 2010.

3. Mazeel, M, August, 2011. *Iraq's Ahdab oil field development limits contractor profitability*. OGJ.

4. Muhammed Abed Mazeel, Mar. 5, 2012. *Hydrocarbon reservoir potential estimated for Iraq bid round blocks*. OGJ.

PGS.TS. Trần Ngọc Toản *(tổng hợp)*

Bài học từ sự điều chỉnh chiến lược năng lượng của Nga

Nga là một quốc gia có trữ lượng dầu mỏ, khí đốt lớn nhất thế giới. Ngành năng lượng đã góp phần quan trọng đưa nước Nga trên con đường phát triển và có vị thế mới trên trường quốc tế. Tuy nhiên, sau những biến động trên thị trường năng lượng thế giới như: sự thu hẹp của điện hạt nhân sau thảm họa kép ở Nhật Bản; bất ổn ở Trung Đông - Bắc Phi…, thì nước này đã có sự điều chỉnh chiến lược, với các giải pháp quan trọng, nhằm giảm thiểu sự lệ thuộc ngày càng tăng vào xuất khẩu năng lượng, nhất là những khó khăn trong khai thác dầu khí.

Trong nước

Khai thác mỏ dự trữ và tìm nguồn dự trữ mới

Theo dự báo, xuất khẩu dầu mỏ của Nga đến năm 2030 sẽ tăng 10% và đạt 530 triệu tấn. Để đạt được mục tiêu trên, từ nay đến năm 2030, Nga sẽ phải đầu tư 600 tỷ USD cho lĩnh vực này và tăng hiệu quả sử dụng nguồn dầu khí khai thác được lên 95% vào năm 2015. Chính phủ Nga chủ trương đầu tư 100 tỷ USD cho khai thác nguồn dầu mỏ và khí đốt ở Viễn Đông và Siberia, phấn đấu sản lượng khai thác đạt tới 150 tỷ m^3 đang được thúc đẩy khẩn trương để sớm đi vào sản xuất. Trước Sakhalin-3, Nga cũng đầu tư vào hai dự án Sakhalin-1 có trữ lượng dầu mỏ đạt 315 triệu tấn (2,3 tỷ thùng dầu, 485 tỷ m^3 khí tự nhiên) và Sakhalin-2 trữ lượng dầu mỏ đạt 150 triệu tấn (1,1 tỷ thùng dầu) và 500 tỷ m^3 khí tự nhiên. Mặt khác, các công ty Nga đang đẩy mạnh tìm kiếm các nguồn dầu mỏ mới ở những vùng xa như Bắc Cực và Đông Siberia.

Cấu trúc lại hệ thống năng lượng và ngành nghề

Sự điều chỉnh được định hướng theo các tiêu chí: giảm tỷ trọng tổ hợp nhiên liệu - năng lượng trong xuất khẩu khoảng 1,7 lần; giảm tỷ trọng xuất khẩu năng lượng trong GDP khoảng 3 lần; giảm tỷ trọng khí đốt trong cấu trúc tiêu thụ năng lượng gốc xuống khoảng 46 - 47% vào năm 2030; tăng tỷ trọng năng lượng phi nhiên liệu trong cấu trúc tiêu thụ năng lượng gốc lên 13 - 14% vào năm 2030; đẩy mạnh các lĩnh vực tiêu thụ ít năng lượng (công nghiệp nhẹ, thực phẩm…)

Hướng mạnh vào thị trường trong nước

Suy thoái kinh tế toàn cầu khiến nhu cầu khí đốt ngoài nước có nhiều biến động, trong khi tiêu thụ nội địa lại tăng lên đến 467,8 tỷ m^3 năm 2010 (tăng 10,2%/năm). Dự báo, nhu cầu khí đốt nội địa Nga sẽ vào khoảng 604 tỷ m^3/năm (2025). Do đó, từ tháng 10/2010, Gazprom tuyên bố, thị trường khí đốt trong nước sẽ là ưu tiên hàng đầu, bởi trước đó, Gazprom thường chú trọng tìm kiếm cơ hội tại các thị trường xuất khẩu. Các công ty dầu khí khác của Nga như: Lukoil, Rosneft, TNK-BP và Novatek cũng dự kiến sản lượng tăng lên khoảng 175 tỷ m^3/năm (2025). Tuy nhiên, mục tiêu trên còn phụ thuộc vào chính sách của chính phủ như cho phép tiếp cận hiệu quả và công bằng

hơn đối với đường ống dẫn. Theo dự báo của Bộ Kinh tế Nga, thuế quan đối với đường ống dẫn sẽ tăng lên khoảng 15%, nhưng các công ty dầu khí vẫn có thể tăng mức lợi nhuận nếu tiến hành cơ chế tự do hóa giá cả nội địa.

Tăng cường tiết kiệm và sử dụng hiệu quả

Chiến lược năng lượng của Nga đến năm 2030, đặc biệt nhấn mạnh vai trò quan trọng của việc giảm thiểu sức tiêu thụ năng lượng điện, cải tiến công nghệ, sử dụng hiệu quả nguồn năng lượng… thông qua hàng loạt giải pháp như nghiên cứu và phát triển công nghệ thăm dò, khai thác, chiết xuất năng lượng gốc, phát triển năng lượng thay thế và điện hạt nhân. Đến năm 2030, giảm sản lượng điện tiêu thụ khoảng 1,6 lần so với hiện nay. Mặt khác, phải khẩn trương ban hành các tiêu chuẩn tiết kiệm năng lượng và chế tài xử phạt đối với việc vi phạm. Phối hợp chặt chẽ giữa các cơ quan liên quan trong việc thống kê theo dõi quá trình tiết kiệm năng lượng.

Gia tăng ảnh hưởng của Gazprom

Những năm qua, chính phủ Nga đã tạo điều kiện thuận lợi cho sự phát triển của Gazprom như độc quyền trong vận chuyển và xuất khẩu khí đốt và được hưởng mức thuế chiết khấu khí đốt thấp hơn 5 lần so với dầu mỏ. Chính phủ Nga tuyên bố tiếp tục chủ trương này, đồng thời khuyến khích Gazprom và Novatek tích cực đẩy mạnh sản lượng khai thác xuất khẩu khí hóa lỏng.

Cải cách hệ thống thuế

Sản lượng dầu khí từ các mỏ truyền thống của Nga đang có chiều hướng sụt giảm. Mức thuế quan đối với sản phẩm chi phí cao, lại cao hơn ở các nước khác, đã khiến nhiều dự án bị đình trệ do chi phí thăm dò, khai thác và mức thuế phải đóng cao. Nga đã tiến hành nhiều giải pháp để giải quyết những hạn chế trong lĩnh vực dầu khí. Theo đó, các dự án mới được cấp phép sẽ được hưởng ưu đãi thuế trong 10 năm đầu hoặc cho 25 triệu tấn dầu thô đầu tiên tại Đông Siberia và 35 triệu tấn tại Bắc Cực.

Ngoài nước

Duy trì cung ứng dài hạn với EU

EU đã và sẽ phải tiếp tục nhập khẩu phần lớn dầu mỏ và khí đốt từ Nga. Tuy nhiên, phía EU luôn tìm cách đa dạng hóa nguồn cung nhằm thoát khỏi sự phụ thuộc vào Nga; gây áp lực với những điều khoản "nhận mua hay thanh toán" trong các hợp đồng và các chỉ số giá cả dầu khí; khai thác cạnh tranh thông qua các gói năng lượng thứ ba. Trong khi đó Nga thiết lập vai trò chủ đạo "không thể thay thế" trên thị trường xuất khẩu sang châu Âu. Theo đó, các nước châu Âu đã ký kết những hợp đồng cung ứng dầu khí lâu dài với Gazprom trước những lo ngại về sự đột biến giá dầu. Giới chuyên gia Nga cho rằng, những năm tới, đặc biệt là từ năm 2015 trở đi, nguồn khí hóa lỏng sẽ ngày càng trở nên khan hiếm hơn. Tuy nhiên, Gazprom vẫn cam kết tiếp tục duy trì ổn định những hợp đồng cung ứng dài hạn với các nước châu Âu.

Tiếp cận thị trường châu Á - Thái Bình Dương

Dự báo nhu cầu khí đốt của châu Á - Thái Bình Dương sẽ tăng lên gấp đôi vào năm 2030. Theo đó chiến lược năng lượng của Nga đề cập đến đa dạng hóa thị trường tiêu thụ và đặt mục tiêu tăng thị phần xuất khẩu sang châu Á lên 26 - 27%. Gazprom đã tiếp tục hướng mạnh vào thị trường châu Á, đặc biệt là khu vực Đông Bắc Á. Theo thống kê của hải quan Nga, lượng dầu thô xuất khẩu sang Trung Quốc, Nhật và Hàn Quốc đã tăng từ 4,4 triệu tấn năm 2002 lên 23,6 triệu tấn năm 2009. Thương mại dầu mỏ Trung - Nga tăng mạnh sau khi Nga xuất khẩu 15 triệu tấn/năm sang Trung Quốc năm 2011 (kéo dài 20 năm). Xuất khẩu dầu thô sang Nhật và Hàn Quốc cũng tăng lên đáng kể, đặc biệt từ khi Nga đẩy mạnh dự án Sakhalin-1.

EU vẫn là nhà nhập khẩu các nguồn năng lượng lớn nhất của Nga.

Khuyến khích thu hút đầu tư cho lĩnh vực dầu khí

Tháng 3/2011, Thủ tướng Nga Putin đã kêu gọi nâng mức trần chung của đầu tư nước ngoài đối với các ngành chiến lược lên từ 10 - 20%. Bộ tài nguyên Nga cũng đã khuyến nghị việc mở cửa cho các công ty nước ngoài thăm dò vùng biển ngoài khơi của Nga. Tuy nhiên, các hoạt động thăm dò và khai thác của các doanh nghiệp nước ngoài tại Nga đang gặp những khó khăn do cơ chế đánh thuế của Nga còn nhiều phiền hà. Do đó, giới chuyên gia khuyến nghị các nhà hoạch định chính sách Nga cần phải thiết lập một khuôn khổ tài khóa phù hợp để khuyến khích quá trình này.

Xây dựng các hệ thống vận chuyển dầu khí chiến lược

Tháng 11/2011, Nga đã khánh thành dự án Dòng chảy phương Bắc, đưa khí đốt từ thành phố Viborg (Nga) chạy dưới biển Ban Tích sang Đức và lan tỏa ra các nước châu Âu khác mà không phải đi qua Belarus, Ukraine, Ba Lan. Tháng 9/2011, Tập đoàn dầu khí Gazprom chính thức ký thỏa thuận về việc xây dựng một đường ống dẫn khí đốt mang tên "Dòng chảy phương Nam" để cung cấp khí đốt cho EU xuyên qua Biển Đen và các nước phía Nam châu Âu, trong đó Tập đoàn Điện lực Quốc gia Pháp (EDF) và Wintershall (Đức) góp 30% vốn. Dự án Alecsandrepolit - Burgad xây dựng đường ống dẫn dầu xuyên Balkans dài 280km đến Hy Lạp. Nga còn chủ trương mở rộng mạng lưới đường ống dẫn dầu qua các nước Romania, Serbia, Bosnia và Herzegovina đến Italia. Ở phía Đông một đường ống nối liền 3 thành phố Sakhalin - Khabarovsk - Vladivostok dài 1.820km, tạo điều kiện xuất khẩu sang các nước châu Á - Thái Bình Dương.

Độc quyền nguồn cung khí đốt

Nga chủ trương giành lại thế độc quyền kiểm soát toàn bộ lượng khí đốt xuất khẩu từ Trung Á sang châu Âu. Tận dụng mối quan hệ láng giềng thân thiện, Nga thu mua khoảng 30 tỷ m^3 khí đốt/năm từ Turkmenistan tạo thành mạng lưới khí đốt vận hành đều qua Nga. Hiện Nga còn có kế hoạch tăng gấp đôi sản lượng khí đốt từ Azerbaijan nhằm ngăn chặn phương Tây biến Bacu thành nhà cung cấp cho dự án Nabucco. Nga còn thuyết phục một số nước tham gia Liên minh xuất khẩu khí đốt do Nga trung chuyển xuất khẩu sang phương Tây… tạo điều kiện để Nga độc quyền nguồn cung khí đốt sang châu Âu.

Thắt chặt quan hệ với các nước tiêu thụ lớn về dầu mỏ

Nga đã tiến hành đối thoại với hầu hết các nước lớn về sản xuất và tiêu thụ năng lượng như: SCO, OPEC, Diễn đàn các nước xuất khẩu dầu mỏ, Cơ quan năng lượng quốc tế… Nga còn đạt được thỏa thuận quan trọng với Saudi Arabia, nước sản xuất dầu mỏ lớn nhất thế giới, đồng thời thắt chặt quan hệ hơn với Trung Quốc và Ấn Độ. Ngoài ra Nga còn tham gia vào các cuộc đối thoại quốc tế về năng lượng, cân bằng lợi ích giữa các nước xuất khẩu, nhập khẩu, trung chuyển năng lượng trong khuôn khổ các hiệp ước quốc tế; đẩy mạnh hợp tác năng lượng với các quốc gia, các tổ chức khu vực khác trên thế giới… nhằm nâng cao vị thế của Nga trong lĩnh vực năng lượng.

Như vậy, với việc điều chỉnh chiến lược năng lượng và thực thi các giải pháp lớn của Nga vừa qua đã giúp cho ngành năng lượng của nước này giữ vị thế số một ở châu Âu và đang mở rộng sang châu Á - Thái Bình Dương, giúp cho Nga tiếp tục giữ vai trò cường quốc về năng lượng, nhất là sau cuộc khủng hoảng tài chính - kinh tế toàn cầu hiện nay.

Việt Nam là một quốc gia đang phát triển, nhu cầu sử dụng năng lượng rất lớn; là một trong những quốc gia có ngành công nghiệp khai thác dầu khí thuộc loại trung bình trên thế giới; quan hệ truyền thống giữa hai nước Việt - Nga trong lĩnh vực dầu khí ngày càng tốt đẹp. Vì thế, việc nghiên cứu, tìm hiểu chiến lược năng lượng của các nước nói chung và nước Nga nói riêng là hết sức cần thiết trong quá trình xây dựng và hoàn thiện chiến lược năng lượng quốc gia góp phần bảo đảm cho nền kinh tế nước ta phát triển cân bằng, nhanh và bền vững.

Tài liệu tham khảo

1. Đoàn Hùng, 2012. *Về sự điều chỉnh chiến lược năng lượng của Nga*. Tạp chí Kiến thức Quốc phòng hiện đại. Số 2, p. 91.

2. Song Phương, 8/2/2012. *Chính sách năng lượng mới của Nga - Mỹ*. www.petrotimes.vn.

3. Lê Đức, 8/3/2012. *Nga sắp xây dựng kho dự trữ dầu mỏ chiến lược*. www. petrotimes.vn.

Nguyễn Nhâm *(tổng hợp)*

TIN TRONG NGÀNH

Petrovietnam tham dự Hội nghị Công nghệ Ngoài khơi

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị chuyên đề "Petrovietnam - Đối tác của sự lựa chọn" trong khuôn khổ Hội nghị Công nghệ Ngoài khơi năm 2012. Ảnh: PVN

Vừa qua, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam do TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn dẫn đầu đã tham dự Hội nghị Công nghệ Ngoài khơi (OTC) năm 2012, do Hiệp hội Kỹ thuật Dầu khí và các công ty dầu khí quốc tế tổ chức hàng năm tại Houston, Hoa Kỳ. Tại Hội nghị, Phó Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Thập đã có bài trình bày và chủ trì Hội nghị chuyên đề với nội dung "Petrovietnam - Đối tác của sự lựa chọn"; trong đó, giới thiệu các lĩnh vực hoạt động của Petrovietnam, định hướng và kế hoạch phát triển, cơ hội hợp tác tại các dự án ở Việt Nam và nước ngoài trong các lĩnh vực Tập đoàn đang có nhu cầu thu hút đầu tư cũng như quy trình để tiếp cận và triển khai các dự án hợp tác đầu tư của Ngành... Tại Hội nghị này, PVEP cũng có bài trình bày sâu hơn về các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí và kêu gọi hợp tác.

Trong khuôn khổ chuyến công tác, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cũng đã có các chuyến thăm và làm việc tại văn phòng, phòng thí nghiệm, trung tâm phân tích - xử lý số liệu và trung tâm đào tạo của các đối tác của Petrovietnam tại Houston như: Chevron, ExxonMobil, Baker Hughes, Haliburton, Honeywell, BHP Billiton, Apache Oil, Mustang… nhằm trao đổi cập nhật tình hình các dự án hợp tác giữa các bên và định hướng tăng cường hợp tác hơn nữa trong thời gian tới. Đoàn công tác đã được giới thiệu các công nghệ hiện đại hàng đầu của các đối tác trong việc triển khai các hoạt động dầu khí trong khu vực nước sâu; công tác điều hành hoạt động dầu khí từ xa với khả năng phân tích, xử lý số liệu và tư vấn trực tiếp cùng lúc cho toàn bộ các dự án dầu khí ở khắp nơi trên thế giới (online data); trung tâm phân tích thí nghiệm, xử lý dữ liệu, tài liệu địa chấn 3D với những phần cứng và phần mềm chuyên dụng, hiện đại, phục vụ cho hoạt động sản xuất từ thượng nguồn đến hạ nguồn.

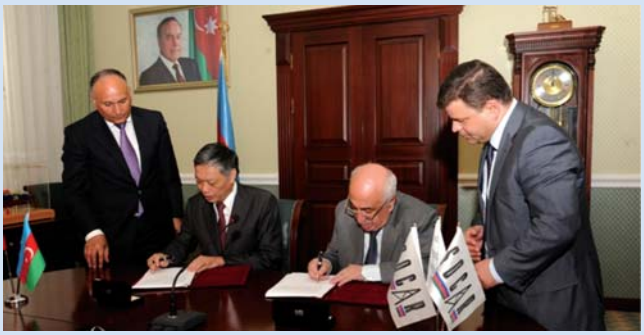
Ngày 4/5/2012, tại Câu lạc bộ Dầu khí Houston, đoàn công tác đã tổ chức Hội thảo bàn tròn về các cơ hội đầu tư của Petrovietnam nhằm giới thiệu tiềm năng hợp tác, các dự án lớn đang kêu gọi đầu tư trong các lĩnh vực từ khâu đầu, khâu giữa, khâu sau và dịch vụ phụ trợ. Đồng thời, trao đổi và giải thích về thủ tục đầu tư, cơ chế, cơ hội hợp tác kinh doanh của Tập đoàn nói riêng và môi trường đầu tư tại Việt Nam nói chung. Đồng thời, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã có những buổi tiếp riêng các công ty bày tỏ sự quan tâm đặc biệt đến các dự án của Tập đoàn.

Mạnh Trung

Ký thỏa thuận nguyên tắc Hợp đồng khôi phục, thăm dò, khai thác dầu khí khu vực Muradkhanli, Azerbaijan

Ngày 18/5/2012, tại Azerbaijan, Công ty Dầu khí Quốc gia Azerbaijan (Socar) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký thỏa thuận nguyên tắc (HOA) Hợp đồng khôi phục, thăm dò, khai thác dầu khí khu vực Muradkhanli. Khu vực Muradkhanli bao gồm 3 mỏ dầu Muradkhanli, Dzafarli và Zardov và nằm trong khu vực nhiều tiềm năng dầu khí trên đất liền của Azerbaijan.

Việc ký kết và triển khai dự án này sẽ là bước khởi đầu vững chắc để Petrovietnam tiến tới tiếp cận cơ hội đầu tư tại Azerbaijan - đất nước giàu tiềm năng dầu khí ở khu vực Trung Á; đánh dấu một bước phát triển tốt đẹp trong quan hệ hợp tác giữa Việt Nam và Azerbaijan. Với sự quan tâm ủng hộ và chỉ đạo sát sao của Chính phủ hai nước, Petrovietnam quyết tâm thực hiện hợp đồng với hiệu quả cao nhất để hợp tác dầu khí trở thành biểu tượng của tình hữu nghị Việt



Phó Tổng giám đốc Petrovietnam TS. Nguyễn Tiến Dũng và GS.TSKH. Khosbasht Iushifzade - Phó Chủ tịch thứ nhất Socar ký kết thỏa thuận. Ảnh: PVN

Nam - Azerbaijan và là động lực thúc đẩy các lĩnh vực hợp tác khác, đưa quan hệ giữa hai nước lên tầm cao mới.

Phạm Xuân

Hỗ trợ hình thành, phát triển 3.000 doanh nghiệp khoa học công nghệ

Đó là một trong những mục tiêu của Chương trình hỗ trợ phát triển doanh nghiệp khoa học và công nghệ (KHCN) và tổ chức KHCN công lập thực hiện cơ chế tự chủ, tự chịu trách nhiệm vừa được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định 592/QĐ-TTg. Chương trình có hiệu lực từ ngày 22/5/2012 và được thực hiện đến hết năm 2015. Theo quyết định này, mục tiêu của Chương trình nhằm hỗ trợ hình thành và phát triển 3.000 doanh nghiệp KHCN; thành lập 100 cơ sở và đầu mối ươm tạo công nghệ, ươm tạo doanh nghiệp KHCN, trong đó tập trung chủ yếu tại các viện nghiên cứu, trường đại học. Đồng thời, hỗ trợ 1.000 cá nhân, tổ chức, doanh nghiệp, các nhóm nghiên cứu mạnh được ươm tạo công nghệ, ươm tạo doanh nghiệp KHCN tại các cơ sở và đầu mối ươm tạo công nghệ, ươm tạo doanh nghiệp KHCN; tổ chức đào tạo, bồi dưỡng cho 5.000 lượt đối tượng thành lập doanh nghiệp KHCN và các đối tượng có liên quan.

Chương trình sẽ khảo sát, phân loại các tổ chức, cá nhân hoạt động KHCN có tiềm lực hình thành doanh nghiệp KHCN, xây dựng cơ sở dữ liệu về doanh nghiệp KHCN; hỗ trợ các hoạt động ươm tạo công nghệ, ươm tạo doanh nghiệp KHCN; hỗ trợ phát triển doanh nghiệp KHCN và hướng dẫn doanh nghiệp KHCN trong việc hưởng các chính sách ưu đãi theo quy định; tổ chức các khóa đào tạo, bồi dưỡng ngắn hạn về việc thành lập, quản lý, điều hành hoạt động của doanh nghiệp KHCN; hỗ trợ tổ chức KHCN công lập thực hiện cơ chế tự chủ, tự chịu trách nhiệm; nghiên cứu, đề xuất sửa đổi, bổ sung, hoàn thiện cơ chế, chính sách phát triển doanh nghiệp KHCN và cơ chế tự chủ, tự chịu trách nhiệm của các tổ chức KHCN công lập.

Theo kế hoạch, giai đoạn 2012 - 2013, tập trung hướng dẫn thủ tục để công nhận doanh nghiệp KHCN đối với những doanh nghiệp đã đủ điều kiện; hỗ trợ hình thành một số cơ sở, đầu mối ươm tạo công nghệ, ươm doanh nghiệp KHCN và triển khai thực hiện một số nội dung nhiệm vụ của Chương trình; rà soát, xây dựng, tổng hợp kế hoạch và lộ trình chuyển đổi tổ chức KHCN công lập thuộc các Bộ, Ngành, địa phương. Cuối năm 2013, tiến hành sơ kết đánh giá kết quả hỗ trợ tổ chức KHCN công lập thực hiện cơ chế tự chủ, tự chịu trách nhiệm.

Ngọc Linh

Ký hợp đồng cung cấp FPSO cho mỏ Thăng Long - Đông Đô

Chiều 24/5, tại Hà Nội, hợp đồng trị giá khoảng 600 triệu USD cung cấp dịch vụ kho nổi, chứa, xử lý và xuất dầu thô (FPSO) cho dự án phát triển mỏ Thăng Long - Đông Đô đã được ký kết giữa Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) và Công ty Điều hành chung Lam Sơn (Lam Sơn JOC). Kho nổi FPSO được thiết kế với hệ thống công nghệ xử lý lọc tách dầu thô hiện đại, có sức chứa tối thiểu 350.000 thùng dầu, khả năng xử lý 18.000 thùng/ngày và làm việc liên tục trên 10 năm tại mỏ. Đây là kho nổi thứ 6 do PTSC đầu tư và trực tiếp triển khai.

Tổng giám đốc PTSC Nguyễn Hùng Dũng cho biết, với một khối lượng công việc đồ sộ khi tiếp quản dự án từ nhà thầu Fred Olsen với tiến độ thực hiện dự án chỉ có 17 tháng với áp lực rất cao là một thách thức cực kỳ to lớn đối với PTSC. PTSC cam kết sẽ thực hiện dự án đúng tiến độ, an toàn, chất lượng, góp phần gia tăng sản lượng khai thác dầu thô và đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia đồng thời mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất cho các bên.

PTSC đảm nhiệm vai trò tổng thầu EPCI trong hợp đồng cung cấp FPSO cho Lam Sơn JOC. Ảnh: Việt Hà

Theo thỏa thuận, PTSC đảm nhận vai trò tổng thầu EPCI, đảm nhiệm tổ chức quản lý khối lượng công việc từ thiết kế, mua sắm, sửa chữa, chạy thử, vận chuyển, đấu nối, lắp đặt ngoài khơi, vận hành và bảo dưỡng trong suốt thời gian thực hiện hợp đồng. Kho nổi FPSO dự kiến sẽ đón nhận dòng dầu đầu tiên tại mỏ Thăng Long - Đông Đô vào cuối năm 2013.

Khánh Linh

Hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt chân đế, khối thượng tầng giàn khai thác Sư Tử Trắng

Ngày 14/5/2012, cảng Hạ lưu PTSC, Công ty CP Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã tổ chức lễ hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt chân đế, khối thượng tầng giàn khai thác Sư Tử Trắng cho chủ đầu tư là Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cửu Long JOC). Dự án Sư Tử Trắng là một trong 3 dự án liên tiếp PTSC M&C được Cửu Long JOC trao thầu. Đây là dự án tổng thầu EPCI lớn, phức tạp với phạm vi công việc bao gồm thiết kế, mua sắm, chế tạo, lắp đặt, đấu nối và chạy thử ngoài khơi. Đến nay, PTSC M&C đã thực hiện dự án đảm bảo an toàn, chất lượng, đúng tiến độ và đáp ứng hệ thống các tiêu chuẩn quốc tế. Hiện PTSC M&C đang tập trung thực hiện công tác vận chuyển, lắp đặt, đấu nối và chạy thử ngoài khơi với mục tiêu hoàn tất vào tháng 7/2012.

Cùng ngày, tại Tp. Vũng Tàu đã diễn ra lễ ký hợp đồng và khởi công dự án Thăng Long - Đông Đô (Lam Sơn JOC làm chủ đầu tư). Dự án gồm giàn khai thác Thăng Long có khối thượng tầng với trọng lượng 1.100 tấn và chân đế với trọng lượng khoảng 800 tấn, hệ thống kết cấu phụ dưới biển là 87 tấn cùng hệ thống đường ống dưới biển có tổng chiều dài 15km. PTSC M&C với kinh nghiệm 11 năm làm tổng thầu của nhiều dự án công trình dầu khí biển đã được chọn làm đơn vị tổng thầu EPCI cho dự án này.

Dự án chân đế, khối thượng tầng giàn khai thác Sư Tử Trắng được PTSC M&C triển khai đúng tiến độ, chất lượng, an toàn. Ảnh: PTSC

Nguyễn Hoàng

Hội thảo xúc tiến hợp tác dầu khí giữa Hội Dầu khí Việt Nam và Hiệp hội Dầu khí Venezuela

Các thành viên của Hội Dầu khí Việt Nam và Hiệp hội Dầu khí Venezuela tham gia Hội thảo. Ảnh: VPA

Nhận lời mời của Chủ tịch Hội Dầu khí Việt Nam (VPA) Ngô Thường San, đoàn Hiệp hội Dầu khí Venezuela (CPV) do ông Mauricio Canard, Chủ tịch Hiệp hội, đã sang thăm và làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/VPA từ ngày 27 - 30/5/2012. Ngày 28 - 29/5, Hội Dầu khí Việt Nam và Hiệp hội Dầu khí Venezuela đã tổ chức Hội thảo xúc tiến hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Hai bên đã nghe báo cáo Chiến lược phát triển lĩnh vực dầu khí của hai nước; thể hiện thiện chí mong muốn tìm các giải pháp tăng cường hiệu quả hợp tác giữa PDVSA và Petrovietnam, giữa VPA và CPV. Đặc biệt, Chủ tịch Hiệp hội Dầu khí Venezuela hoan nghênh đại diện phía Việt Nam tham gia các Tiểu ban của CPV nhằm hỗ trợ tổ chức của Liên doanh giữa Petrovietnam và PDVSA cũng như các doanh nghiệp dầu khí Venezuela, đồng thời tìm các giải pháp khắc phục khó khăn trong thực hiện hợp tác.

Petrovietnam mong muốn Hiệp hội Dầu khí Venezuela hỗ trợ Tập đoàn tháo gỡ khó khăn (về cơ chế tài chính, điều khoản pháp lý) để các dự án phát triển thuận lợi, đặc biệt là dự án Junin2; hỗ trợ để có giá nhập dầu thô (từ Venezuela) ổn định để triển khai dự án mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Các đơn vị dịch vụ kỹ thuật của Petrovietnam mong muốn Hiệp hội Dầu khí Venezuela hỗ trợ hợp tác đầu tư dưới hình thức liên doanh của các dịch vụ kỹ thuật dầu khí của Việt Nam tại Venezuela, đặc biệt là kỹ thuật thiết kế xây lắp công trình dầu khí biển.

Văn Khoa

Lắp dựng thành công khối thượng tầng giàn đầu giếng H4 Tê Giác Trắng

Ngày 16/5, tại Tp. Vũng Tàu, tổng thầu - Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) và chủ đầu tư - Hoàng Long JOC đã hạ thủy khối thượng tầng giàn đầu giếng H4 Tê Giác Trắng. PVC-MS đã nỗ lực cao nhất để thực hiện dự án đạt chất lượng, đảm bảo tuyệt đối an toàn và đặc biệt là rút ngắn thời gian thi công trên bờ 20 ngày so với kế hoạch đề ra. Đến 11 giờ ngày 20/5, khối thượng tầng giàn đầu giếng H4 đã lắp dựng thành công tại mỏ Tê Giác Trắng. PVC-MS đã nhanh chóng triển khai việc lắp hàn mối nối, chuẩn bị cho việc vệ sinh và đấu nối thiết bị, vận hành thử. Dự kiến cuối tháng 6/2012, PVC-MS sẽ bàn giao khối thượng tầng giàn đầu giếng H4 cho Hoàng Long JOC.

Minh Phương

Hội thảo nâng cao hệ số thu hồi dầu năm 2012

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TSKH. Phùng Đình Thực phát biểu chỉ đạo tại Hội thảo. Ảnh: CTV

Ngày 1/6/2012, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Hội thảo nâng cao hệ số thu hồi dầu nhằm đánh giá kết quả, trao đổi kinh nghiệm triển khai nghiên cứu, áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu; thống nhất biện pháp, kế hoạch đẩy mạnh công tác triển khai nghiên cứu và áp dụng các phương án nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Hội thảo tập trung thảo luận xung quanh các vấn đề: tổng quan tình hình nghiên cứu và áp dụng các giải pháp nâng cao thu hồi dầu trong Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam; tổng quan khai thác và nghiên cứu, ứng dụng gia tăng thu hồi dầu tại Liên doanh Vietsovpetro cơ sở biện luận lựa chọn áp dụng công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu. Bên cạnh đó, các vấn đề cụ thể cũng được Hội thảo quan tâm: nghiên cứu nâng cao thu hồi dầu cho mỏ Rạng Đông và kế hoạch tổng thể đến năm 2015; hiện trạng áp dụng công nghệ vi sinh - hóa lý tổng hợp cho nâng cao thu hồi dầu của các vỉa lục nguyên mỏ Bạch Hổ và nghiên cứu phát triển cho tầng móng của mỏ; tiềm năng gia tăng thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép CO_2 cho bể Cửu Long…

Ngọc Linh

Ký gói thầu thiết bị chính cho Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2

Ngày 22/5/2012, tại Hà Nội, tổng thầu EPC - Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) và Liên danh nhà thầu Sojitz - Daelim (SDC) đã ký hợp đồng thiết kế, cung cấp thiết bị và dịch vụ kỹ thuật cho gói thầu thiết bị chính trị giá 826 triệu USD của dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2.

Gói thầu cung cấp thiết bị chính của Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 bao gồm cung cấp/mua sắm toàn bộ thiết bị khu lò hơi - turbine/máy phát; thực hiện toàn bộ công tác thiết kế chi tiết cho phần xây dựng, kết cấu, cơ khí, điện và đo lường điều khiển trong phạm vi gói thiết bị chính; thiết kế xây dựng phần móng turbine/máy phát...

Tại lễ ký, Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng đánh giá đánh giá cao sự hợp tác giữa các doanh nghiệp Nhật Bản, Hàn Quốc với PVN nói riêng và với các doanh nghiệp Việt Nam nói chung trong lĩnh vực năng lượng, khoáng sản, thăm dò khai thác dầu khí, các dự án này phù hợp với quan hệ đối tác chiến lược về kinh tế giữa 3 nước Việt Nam, Nhật Bản và Hàn Quốc.

Hoàng Châu

Giải pháp "Hệ thống đo carota độ lệch và phương vị giếng khoan liên tục đường kính 60mm":

Được trao giải Nhất giải thưởng Sáng tạo Khoa học Công nghệ Việt Nam

Tối 6/5, tại Hà Nội, Liên hiệp các Hội Khoa học và Kỹ thuật Việt Nam, Bộ Khoa học và Công nghệ, Tổng Liên đoàn Lao động Việt Nam, Trung ương Đoàn Thanh niên Cộng sản Hồ Chí Minh, Đài Truyền hình Việt Nam, Quỹ Hỗ trợ Sáng tạo kỹ thuật Việt Nam (VIFOTEC) đã tổ chức Lễ tổng kết và trao giải thưởng Hội thi Sáng tạo kỹ thuật toàn quốc lần thứ 11 với 82 công trình đoạt giải. Trong bốn giải pháp được đánh giá cao nhất tại Hội thi lần này có một giải Nhất thuộc về nhóm tác giả Xí nghiệp Địa vật lý Giếng khoan (thuộc Liên doanh Vietsovpetro) với giải pháp Hệ thống đo carota độ lệch và phương vị giếng khoan liên tục đường kính 60mm. Nhóm tác giả của giải pháp này gồm các kỹ sư: Nguyễn Xuân Quang (chủ nhiệm), Dương Văn Thắng, Trần Đại Tính, Lê Mạnh Cường và Vũ Anh Đức.

Lần đầu tiên, một đơn vị trong nước đã chế tạo thành công một hệ thống thiết bị đo carota độ lệch và phương vị giếng khoan hoàn chỉnh bao gồm cả máy giếng, trạm bề mặt và phần mềm theo công nghệ số hiện đại. Bằng kỹ thuật "phối ghép trực tiếp trở kháng thấp và phân biệt tín hiệu hỏi/đáp theo cực tính trên cáp địa vật lý ba lõi" cho phép tối ưu hóa và tối giản hóa khối Telemetry truyền dữ liệu hai chiều qua cáp địa vật lý. Với thiết kế mở và tự chủ công nghệ về trạm bề mặt, về máy giếng và cả giao thức trên nền vi điều khiển - máy tính, cho nên về mặt kỹ thuật hệ thống thiết bị này đã mở ra khả năng tự thiết kế, chế tạo các hệ thống thiết bị mới, hiện đại tương ứng với các phương pháp đo carota tổng hợp khác.

Giải thưởng Sáng tạo Khoa học Công nghệ Việt Nam là giải thưởng được trao cho các tác giả có những giải pháp có giá trị khoa học, kinh tế - xã hội lớn đã và đang được áp dụng có hiệu quả tại Việt Nam. Những giải pháp đạt giải cao lần này đều được nghiên cứu, ứng dụng vào đời sống sản xuất có hiệu quả.

Việt Hà

Nâng cao hiệu quả công tác bảo dưỡng sửa chữa công trình dầu khí

Xuất phát từ thực tế, công tác bảo dưỡng sửa chữa có ảnh hưởng trực tiếp đến vấn đề an toàn, năng lực sản xuất cũng như tuổi thọ công trình, Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí đã dành nhiều thời gian thảo luận về vấn đề này tại kỳ họp lần thứ III của Tiểu ban được tổ chức ngày 11/5/2012 tại Hà Nội.

Được giao chủ trì đề tài nghiên cứu "Tổ chức công tác bảo dưỡng sửa chữa các công trình dầu khí", đại diện Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho rằng, cần nghiên cứu và xây dựng lộ trình hợp lý cho việc thành lập các đơn vị chuyên trách bảo dưỡng sửa chữa phù hợp với năng lực và yêu cầu thực tiễn về bảo dưỡng sửa chữa của các công trình/nhà máy. Hầu hết các nhà máy đang vận hành hiện nay đã được đầu tư nguồn lực và xây dựng tổ chức để tự thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa. Do đó, theo BSR, việc thay đổi mô hình tổ chức bảo dưỡng sửa chữa sẽ làm thay đổi nguyên lý bảo dưỡng sửa chữa của các nhà máy, nên cần được đánh giá kỹ về tính khả thi. Theo Trưởng Tiểu ban TSKH. Lâm Quang Chiến, nhóm tác giả BSR cần phối hợp với các đơn vị liên quan (PV Gas, PV Power…) có nghiên cứu cụ thể về hiện trạng công nghệ thiết bị, công tác bảo dưỡng các nhà máy trong khu vực và thế giới; phân tích đặc thù về quy trình công nghệ của từng nhà máy từ đó có cơ sở định hướng cho lãnh đạo Tập đoàn lựa chọn mô hình tổ chức vận hành bảo dưỡng các công trình dầu khí một cách hiệu quả.

Cũng tại kỳ họp lần này, Tiểu ban đã nghe Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU) trình bày đề cương xây dựng bộ cơ sở dữ liệu khí tượng, hải văn, động đất, sóng thần phục vụ thiết kế công trình biển do PVU triển khai; nghe Ban Khoa học Công nghệ Tập đoàn trình bày nhiệm vụ xây dựng cơ sở dữ liệu danh mục các tiêu chuẩn, phần mềm hiện có của Tập đoàn và các đơn vị thành viên. Tiểu ban cũng nghiên cứu thảo luận về phương án tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường, siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện ở Việt Nam; báo cáo tổng thể quá trình triển khai dự án đóng mới giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03.

Việt Hà

Hạ thủy thành công chân đế Hải Thạch

Hải Thạch là chân đế lớn nhất, sâu nhất tại Việt Nam từ trước tới nay do Vietsovpetro thực hiện. Ảnh: VSP

Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa Công trình Khai thác Dầu khí đã hạ thủy thành công chân đế Hải Thạch đưa xuống sà lan tự phóng bằng phương pháp kéo trượt vào 10 giờ ngày 2/5/2012. Dự án chân đế Hải Thạch có chiều dài 140m, được lắp đặt tại vùng nước sâu 131m, trọng lượng 7.500 tấn. Đây cũng là chân đế lớn nhất, sâu nhất tại Việt Nam từ trước tới nay do Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa Công trình Dầu khí thực hiện, phá vỡ kỷ lục của hai chân đế nước sâu trước đây là chân đế Đại Hùng (4.500 tấn) và chân đế Mộc Tinh (6.500 tấn).

Chân đế Hải Thạch hoàn thành xây dựng trên bờ vượt kế hoạch được giao đảm bảo an toàn, chất lượng góp phần giảm chi phí, tiết kiệm thời gian cho chủ đầu tư và đơn vị thi công. Như vậy, với việc hạ thủy thành công chân đế Hải Thạch cùng với những công trình trước đó một lần nữa khẳng định sự trưởng thành vượt bậc về khoa học - kỹ thuật - công nghệ của tập thể CBCNV Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa Công trình Khai thác Dầu khí, đặc biệt là việc làm chủ hoàn toàn từ khâu thiết kế đến thi công hoàn thiện giàn khai thác nước sâu 150m.

Thúy Hằng

Hoàn thành gói thầu bọc ống cho dự án Sư Tử Trắng

Công ty CP Đầu tư và Xây lắp khí (PVID) cho biết, đã hoàn thành gói thầu bọc ống của dự án Sư Tử Trắng với tổng giá trị hợp đồng hơn 11 triệu USD. Để thực hiện gói thầu này, PVID và Công ty Sofmar (đơn vị tư vấn) đã cải hoán dây chuyền bọc 3LPE/PP thành 5MLPP (3LPP và PP FOAM) theo tiêu chuẩn công nghệ thế giới. Đây là một trong ba dự án có yêu cầu kỹ thuật bọc ống khắt khe nhất hiện nay với các vật liệu và công nghệ bọc đảm bảo yêu cầu vận chuyển khí đa pha ở nhiệt độ cao lên đến 150^{0}C.

Lê Nghĩa

Khánh thành Nhà máy Thủy điện Nậm Cắt

Nhà máy Thủy điện Nậm Cắt - công trình thủy điện đầu tiên của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã được hoàn thành và khánh thành ngày 10/5/2012. Nhà máy do Công ty CP Điện lực Dầu khí Bắc Kạn (đơn vị thành viên của PV Power) làm chủ đầu tư, có công suất lắp máy 3,2MW hàng năm cung cấp lên hệ thống điện quốc gia khoảng 13 triệu kWh góp phần tích cực đảm bảo năng lượng cho khu vực Tây Bắc nói chung và tỉnh Bắc Kạn nói riêng, mặt khác cũng góp phần tăng thu ngân sách cho tỉnh Bắc Kạn.

Thanh Ngân

Indonesia điều chỉnh tăng giá bán khí đốt

Theo Bộ trưởng Năng lượng và Khoáng sản Indonesia Jero Wacik, việc Chính phủ nước này quyết định xem xét lại giá mua bán khí đốt trong 9 hợp đồng, trong đó có hai hợp đồng lớn nhất liên quan đến Công ty Phân phối Khí đốt Nhà nước PT Perusahaan Gas Negara (PGN) sẽ giúp thu ngân sách tăng thêm 7,53 tỷ USD cho đến khi kết thúc thời hạn hợp đồng. Ông Jero Wacik cho biết việc sửa đổi giá bán khí đốt là một động lực mới cho ngành dầu khí quốc gia, bởi giá bán trước đây quá thấp, không đủ để tái đầu tư cho hoạt động thăm dò khai thác. Theo hợp đồng cũ, giá bán khí đốt cho PGN từ mỏ Grissik ở Nam Sumatra do ConocoPhillips quản lý chỉ là 1,85USD/1 triệu đơn vị nhiệt Anh (Btu), được nâng lên 5,6USD/Btu và tiếp tục tăng lên 6,5USD/Btu vào năm 2014. Giá bán khí đốt từ mỏ Pagardewa ở Nam Sumatra đã được điều chỉnh từ 2,2 USD/Btu lên 5,5 USD/Btu và tiếp tục nâng lên 6USD/Btu trong năm tới.

Ông Jerro Wacik nhấn mạnh, việc cắt giảm sự chênh lệch giá giữa khí đốt xuất khẩu và khí đốt bán cho người tiêu dùng trong nước có ý nghĩa rất quan trọng, vừa thúc đẩy sản xuất vừa giúp các nhà sản xuất ưu tiên bán khí đốt đáp ứng nhu cầu thị trường nội địa. Các nhà quản lý các công ty sản xuất, phân phối khí đốt trong nước của Indonesia cũng thừa nhận mức giá cũ không khuyến khích được sản xuất và đã ủng hộ chính sách sửa đổi giá bán khí đốt của Chính phủ. PGN cũng đã chi 150 triệu USD để xây dựng hệ thống dẫn khí đốt ở Tây Java và Đông Java để tận dụng cơ hội này.

Việt Tú *(TTXVN)*

Ấn Độ nâng công suất lắp đặt năng lượng mặt trời lên 20 triệu kW

Trong bối cảnh thị trường năng lượng mặt trời toàn cầu đang diễn biến ảm đạm, khi nguồn cung tăng mạnh bởi các nhà sản xuất Trung Quốc, còn nhu cầu tiêu thụ lại có xu hướng giảm, nhất là tại châu Âu do tác động của cuộc khủng hoảng nợ, thì mọi con mắt đang đổ dồn về phía Ấn Độ, một trong những thị trường mới nổi phát triển mạnh nhất thế giới. Chính phủ Ấn Độ đặt mục tiêu nâng công suất lắp đặt năng lượng mặt trời lên 20 triệu kW tới năm 2022.

Trước đó, tại hội nghị đầu tư tại bang Gujarat (miền Tây Ấn Độ), các tập đoàn điện lực từ Canada, Australia, Tây Ban Nha và một số nước khác đã bày tỏ sự tán thành các chính sách hỗ trợ ngành kinh doanh năng lượng của Chính phủ Ấn Độ. Chính quyền bang Gujarat đặt mục tiêu trở thành khu vực sản xuất năng lượng mặt trời lớn nhất Ấn Độ, nâng công suất lắp đặt năng lượng mặt trời lên 10 triệu KW vào năm 2022. Tháng 4/2012, Gujarat Solar Park, một trong những dự án xây dựng cánh đồng năng lượng mặt trời lớn nhất châu Á, đã được hoàn thành tại tỉnh Charanka, phía Bắc bang Gujarat. Dự án này được coi là

một biểu tượng cho triển vọng đầy hứa hẹn của thị trường năng lượng mặt trời Ấn Độ.

Các nhà sản xuất pin mặt trời của Nhật Bản (như Sharp Corp và Frontier KK) hy vọng sẽ thâm nhập vào thị trường Ấn Độ, nhưng khó có thể vượt qua các nhà sản xuất pin mặt trời giá rẻ của Trung Quốc và vùng lãnh thổ Đài Loan. Ngoài ra, các nhà sản xuất tấm pin năng lượng mặt trời của Mỹ, vốn được hưởng lợi từ biện pháp bảo hộ mậu dịch của Chính phủ, cũng đang đặt tham vọng tấn công thị trường Ấn Độ.

Minh Trang *(TTXVN)*

Đẩy nhanh ứng dụng các thành tựu mới về công nghệ năng lượng sạch

Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) vừa kêu gọi các nước đẩy nhanh ứng dụng những thành tựu mới về công nghệ năng lượng sạch để cứu hành tinh khỏi hiểm họa biến đổi khí hậu. Theo Báo cáo "Theo dấu các tiến bộ về năng lượng sạch" của IEA, mặc dù quy mô nhỏ nhưng trong thập kỷ qua, điện mặt trời đã tăng 27% và điện gió đã tăng 42% hàng năm. Thực tế này cho thấy những tiến bộ công nghệ năng lượng mới có thể được thúc đẩy nhanh hơn nữa để giảm năng lượng được sản xuất từ nhiên liệu hoá thạch thải nhiều khí thải và đang cạn kiệt nhanh.

Richard Jones - Phó Tổng giám đốc IEA khẳng định, các nước phải có trách nhiệm hành động và đang đứng trước "cơ hội vàng" để hành động như vậy. Lượng khí thải CO_2 được thải ra từ khu vực năng lượng toàn cầu hiện đã ở mức cao lịch sử. Với chính sách năng lượng hiện nay của các nước, nhu cầu sử dụng năng lượng và lượng khí thải CO_2 sẽ tăng thêm 35% vào năm 2020 và gấp đôi vào năm 2050, đẩy nhiệt độ toàn cầu tăng thêm ít nhất 6^0C. Các thế hệ tương lai của nhân loại phải gánh chịu hậu quả nghiêm trọng về kinh tế, môi trường và an ninh năng lượng.

IEA kêu gọi các nước thực hiện các chính sách năng động để tận dụng lợi thế của các công nghệ mới và hiệu quả của năng lượng tái sinh. IEA đề xuất 3 chương trình hành động bao quát để thay đổi hiện trạng và nhanh chóng đưa các công nghệ năng lượng sạch trở thành dòng chủ lưu của hệ thống năng lượng toàn cầu. Một là tạo sân chơi công bằng cho các công nghệ năng lượng tái sinh để đảm bảo giá năng lượng phản ánh chi phí thực cho năng lượng, trong đó bao gồm các tác động tích cực và tiêu cực của các hình thức sản xuất và tiêu dùng năng lượng. Hai là giải phóng tiềm năng hiệu quả năng lượng để đảm bảo rằng năng lượng không bị lãng phí và được sử dụng hiệu quả nhất. Ba là đẩy nhanh đổi mới năng lượng và hỗ trợ công đối với nghiên cứu, phát triển và triển khai, đặt nền tảng đổi mới khu vực tư nhân và đưa nhanh tiến bộ công nghệ mới ra thị trường.

Trà My *(theo TTXVN)*

Malaysia đầu tư 40 tỷ USD xây trung tâm lọc hóa dầu

Malaysia sẽ biến khu vực Pengerang ở phía Nam bang Johor thành một trung tâm dầu khí và hóa dầu lớn nhất khu vực với tổng số vốn đầu tư cho các dự án dầu khí ở đây lên đến 120 tỷ RM (khoảng 40 tỷ USD). Thủ tướng Malaysia Najib Tun Rajak cho biết, ngoài Tổ hợp lọc và hóa dầu (RAPID) của Petronas tại Pengerang, một công ty hóa dầu Đài Loan sẽ đầu tư 10 - 12 tỷ USD vào khu vực này.

Dự án RAPID lớn hơn tổng ba cơ sở lọc hóa dầu hiện có của Petronas ở Kerteh, Gebeng và Melaka cộng lại. Tổ hợp này có thể sản xuất 9 triệu tấn sản phẩm dầu khí và 4,5 triệu tấn sản phẩm hóa dầu mỗi năm. Trong khi đó, Đài Loan sẽ đầu tư xây dựng một nhà máy lọc dầu với công suất 150.000 thùng/ngày và một nhà máy nghiền naphtha với công suất 800.000 tấn/năm. Khi hai dự án này đi vào hoạt động, khu vực kinh tế Nam Johor sẽ có tổng số công suất lọc dầu 450.000 thùng/ngày và tổng công suất phân hóa naphtha 3,8 triệu tấn/năm.

Theo Giám đốc điều hành Petronas Wan Zulkiflee Wan Ariffin, khu vực xây dựng RAPID rộng 2.428 ha tại Pengerang là địa điểm lý tưởng nhờ nằm ở vị trí chiến lược gần các tuyến hàng hải quốc tế. Đây là một trong những điểm sâu nhất và kín ở bán đảo Malaysia. Điều này sẽ thuận lợi cho xây dựng các cơ sở của cảng nước sâu, tạo điều kiện cho các tàu chở dầu thô cỡ lớn và tàu thuyền khác neo đậu để vận chuyển dầu thô và sản phẩm dầu khí khác. Ngoài ra, vị trí này nằm gần các trung tâm nhu cầu của khu vực (như ASEAN, Trung Quốc và Ấn Độ), dự kiến sẽ thu hút các đối tác toàn cầu thiết lập quan hệ trong lĩnh vực hậu cần và phân phối sản phẩm. Dự kiến khi đi vào hoạt động vào cuối năm 2016, RAPID cần khoảng 4.000 nhân viên kỹ thuật được đào tạo.

Xuân Triển *(TTXVN)*

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Từ đầu tháng 4/2012, AFP cho biết giá dầu thô ngọt, nhẹ ký hợp đồng trong tháng 2 - 3/2012, giao trong tháng 4 sẽ dao động ở mức 105,46USD/thùng trên sàn giao dịch New York, giá dầu Brent biển Bắc giao trong tháng 5 duy trì ở mức 123,2USD/thùng tại thị trường London. Tuy nhiên, đến 1/5/2012, giá dầu WTI chỉ còn 97USD/thùng, dầu Brent 114USD/thùng. Nguyên nhân của giá dầu giảm trong thời gian vừa qua là do Mỹ và các nước phương Tây quyết định đưa một lượng dầu đáng kể trong dự trữ chiến lược ra thị trường để kéo giá dầu xuống. Còn nguyên nhân của quyết định này, chuyên gia năng lượng Bob Mc. Nally thuộc hãng tư vấn Mỹ Rapidan cho rằng, nếu giá dầu tiếp tục tăng thì Mỹ và các nước phát triển không thể chịu đựng nổi sự thiệt hại cả về chính trị lẫn kinh tế, bởi lẽ giá dầu cao đang đe dọa nền kinh tế mới phục hồi và đe dọa kết quả chiến dịch tranh cử lần 2 của Tổng thống Obama cũng như an ninh chính trị của mỗi nước.

Bên cạnh đó, do suy thoái kinh tế và thời tiết ấm dần lên nên nhu cầu năng lượng giảm. Việc tăng cường sử dụng nhiên liệu thay thế dầu mỏ, đồng USD tăng giá, yếu tố tâm lý thay đổi liên quan đến tình hình căng thẳng ở Trung Đông, Triều Tiên, Bắc Phi có khuynh hướng giảm cường độ và nạn đầu cơ giảm cũng góp phần hạ nhiệt giá năng lượng nói chung. Tuy nhiên, cũng dễ dàng nhận thấy khuynh hướng giảm giá năng lượng trong điều kiện thế giới đầy bất ổn hiện nay không thể bền vững, nên vẫn có không ít chuyên gia dự báo giá dầu thô trung bình thế giới trong năm nay không thể thấp dưới 100USD/thùng và cũng không loại trừ khả năng tăng giá trở lại trong các quý sau. Theo thống kê, cuối Quý IV/2011 mức tổng cung toàn thế giới so với tổng cầu vẫn còn thiếu 170.000 thùng/ngày và số thiếu hụt này được bù bằng nguồn dự trữ chiến lược.

Một đặc điểm của diễn biến giá dầu WTI và Brent trong tháng 5/2012 là tốc độ tăng giá dầu WTI cao hơn dầu Brent, trái ngược với tất cả các dự báo của các hãng tư vấn uy tín lớn. Nếu giữa tháng 4, chênh lệch giữa giá của 2 loại dầu này là 17USD/thùng thì đến 12/5 chênh lệch giá giữa 2 loại dầu chỉ còn 6USD/thùng. Mỹ là nước tiêu thụ gần 1/4 lượng dầu thế giới nên hiện tượng này cho thấy Mỹ đã giảm được mức độ phụ thuộc vào dầu nhập khẩu do sản lượng nội địa tăng nhờ khai thác nguồn dầu từ đá phiến sét và đang dần lấy lại vai trò chi phối giá dầu thế giới.

Giá xăng tăng giảm gần tuyến tính theo giá dầu thô. Tuy nhiên vì những lý do kinh tế - xã hội, hầu như đại đa số chính phủ các nước, đặc biệt là các nước kém hoặc đang phát triển đều phải bù lỗ giá xăng dầu. Thái Lan vẫn tiếp tục giữ giá xăng dầu ổn định đến cuối năm 2012 cũng như tiếp tục hỗ trợ giá khí đốt để giảm tác động đến đời sống nhân dân sau những thiệt hại lớn do lũ lụt gây ra hồi đầu năm. Về lâu dài, Thủ tướng Thái Lan Yingluk tuyên bố khởi động gói hỗ trợ chi phí năng lượng cho người dân như miễn phí đi xe bus, tàu hỏa, hoãn tăng giá vé tàu điện ngầm… trong khi một số nước khác lại chủ trương tăng thu các loại thuế, phí liên quan đến giao thông vận tải để giảm chi ngân sách. Ở Trung Quốc, từ 10/5/2012, giá xăng dầu giảm hơn 3% nhằm tương thích với giá dầu quốc tế. Riêng ở những thành phố siêu lớn như Bắc Kinh, Thượng

Hải giá xăng giảm 0,26 nhân dân tệ/lít (0,04USD/lít), nhiều nhất so với thị trường cả nước. Ở Việt Nam giá xăng cũng giảm 500 đồng/lít, thấp hơn mức giảm trung bình trong khu vực.

Khí đốt chưa có một thị trường quốc tế nên giá từng khu vực rất khác nhau. Ở Mỹ, giá khí rất rẻ, chỉ 2,3USD/MMBtu nhờ sản lượng khí dồi dào, khai thác từ nguồn phi truyền thống (khí than, khí từ đá phiến sét). Ở Anh, giá khí NBP 9,41USD/MMBtu. Ở Tây Nam Âu châu giá LNG 12,20USD/MMBtu. Còn ở Đông Bắc Á, giá LNG cao nhất vào khoảng 17,90USD/MMBtu. Nhật Bản bắt đầu tăng nhập khẩu LNG sau khi đóng cửa lò phản ứng hạt nhân số 3 tại Tomari của Tập đoàn điện lực Hokkaido Electric Power, chấm dứt chương trình điện hạt nhân của nước này sau 42 năm hoạt động. Trong Quý I/2012, Nhật Bản đã nhập khẩu 23,9 triệu tấn LNG, tăng 24,9% so với Quý IV/2011. Tổng cộng các nước Đông Bắc Á đã nhập 41,1 triệu tấn LNG trong 3 tháng đầu năm 2012, tăng 15% so với mức năm 2011. Giá LNG tăng trung bình 36,8%/năm, lên 15,07USD/MMBtu. Số lượng nhập khẩu LNG của Trung Quốc trong thời gian này tăng 40,9% lên 3,26 triệu tấn; Đài Loan tăng 17,9% lên 2,87 triệu tấn và Hàn Quốc giảm 6,8% còn 11 triệu tấn. Tất cả 4 nước này đã chi trả nhiều hơn 30% số tiền phải trả để mua LNG năm 2011, trước khi thảm họa Fukushima xảy ra. Nhật Bản phải mua với giá trung bình 16,36USD/MMBtu, tăng 36,4% so với giá năm ngoái. Tiếp theo là Đài Loan với giá trung bình 13,9USD/MMBtu. Trung Quốc mua với giá thấp nhất 10,52USD/MMBtu, nhưng cũng tăng 44,3% so với giá mua năm trước.

Về phía nhà cung cấp thì Qatar đứng đầu danh sách. Nước này đã xuất khẩu sang thị trường Đông Bắc Á 9,46 triệu tấn trong Quý I/2012, tăng 64% so với cùng kỳ năm ngoái và chiếm 23% tổng lượng nhập khẩu LNG của khu vực này. Malaysia đứng thứ 2, bán được 2,5 triệu tấn. Nigeria và Nauy cung cấp 2,31 triệu tấn, tăng gấp 3 lần so với cùng kỳ 2011. Trinidad & Tobago và các nước vùng Đại Tây Dương cũng như Yemen, Brunei, Nga cũng bắt đầu bán LNG vào thị trường này nhưng khối lượng không lớn. Bên cạnh LNG, khí khô chở bằng đường ống từ Turkmenistan sang Trung Quốc vẫn ổn định ở mức 3,52 triệu tấn trong Quý I/2012.

Giá thiết bị dầu khí và các dịch vụ tiếp tục tăng. Nguồn đầu tư vào các hoạt động thượng nguồn đến hạ nguồn vẫn giữ ổn định ở mức cao, đặc biệt trong công nghiệp khí đốt (phát triển cơ sở hạ tầng, phát triển hệ thống đường ống, chế biến khí và sản xuất LNG).

Bảng 1. *Tỷ lệ kim ngạch xuất khẩu dầu trong tổng kim ngạch xuất khẩu hàng hóa của một số nước trên thế giới*

Nước	Tỷ lệ (%)
Nigeria	99,6
Algeria	97,2
Saudi Arabia	92,1
Iran	88,5
Venezuela	86,5
Nauy	63,9
Nga	34,0
Mexico	9,7
Hoa Kỳ	1,9

Nguồn: WB

Bảng 2. *Giá dầu ký 12/3/2012, giao 20/4/2012*

Đơn vị: USD/thùng

OPEC basket chuẩn	122,47
Arab nhẹ - Saudi Arabia	123,43
Basrah Iraq	121,96
Bonny 37° Nigeria	127,98
ES' Sider Libya	126,03
Grassol Angola	126,30
Iran heavy	122,46
Kuwait export	122,32
Marine Qatar	122,80
Merey Venezuela	112,07
Murban UAE	125,61
Oriente Ecuadore	118,26
Sahara blend 44° Algeria	126,13
Minas 34° Indonesia	133,85
Fateh 32° Dubai	122,47
Brent 38° UK	120,48
Ismuth 33° Mexico	118,41
Tia Juana nhẹ 31° Venzuela	125,33
Ural Nga	122,41

Nguồn: OPEC Monthly Oil Market Report

Bảng 3. *Giá dầu giao ngay từ 11/4/2012 đến 12/5/2012*

Đơn vị: USD/thùng

Ngày	Dầu thô WTI	Dầu thô Brent
11/4/2012	104	121
15/4/2012	104	119
23/4/2012	103	118
27/4/2012	100	118
1/5/2012	97	114
5/5/2012	96	113
12/5/2012	95	112

Bảng 4. *Tổng quan về các đề án phát triển mỏ ở các vùng biển Bắc Cực và châu Á - Thái Bình Dương, giai đoạn 2012 - 2016*

Vùng	Australia	Đông Á	Nam Á	Đông Nam Á	Bắc Cực
Số mỏ vùng nước nông (dưới 300m)	79	68	54	220	20
Số mỏ vùng nước sâu (trên 300m)	10	6	11	17	1
Số giếng chìm	156	58	42	147	75
Số FPSO	7	0	3	24	1
Số FPS	3	3	3	9	0
Số FSO	0	1	0	20	0
Số TLP (giàn chân neo)	2	0	0	1	0
Số giàn một cột trụ	14	63	57	314	0
Số giàn cố định	0	0	0	2	0
Số công trình dựa trên nguyên lý trọng lực (gravity-based structures)	1	4	0	0	6
Ống dẫn cứng (km)	2.913	2.621	2.105	6.902	694
Ống dẫn mềm (km)	111	11	16	203	80
Trữ lượng mỏ vùng nước nông (triệu thùng quy đổi - MMboe)	9.395	5.275	2.489	16.981	10.214
Trữ lượng vùng nước sâu (triệu thùng quy đổi - MMboe)	5.144	1.450	1.775	2.953	243

Bảng 5. *Giá nhiên liệu so sánh ở Mỹ*

Đơn vị: USD/MMBtu

Loại nhiên liệu	Giá ngày 1/5/2012	Giá ngày 12/4/2012	Giá ngày 12/3/2012
Dầu đốt lò 3%S	17,20	17,28	17,75
Dầu đốt lò 0,3%S	19,38	20,05	21,50
Dầu sưởi	22,71	22,63	23,10
Diesel	23,02	23,00	23,44
Than đá	02,29	02,35	02,36

Nguồn: EIG's natural gas week & Reuter 5/2012

Bảng 6. *Giá netback LNG tháng 5/2012*

Đơn vị: USD/MMBtu

Nước xuất khẩu	Thị trường Đông Bắc Á	Thị trường Tây Nam châu Âu	Thị trường Anh	Thị trường Bỉ
Qatar	15,07	10,03	6,92	8,85
Oman	15,27	10,21	7,21	7,00
Abu Dhabi	15,12	10,08	7,01	6,89
Indonesia	16,27	9,17	6,22	5,85
Malaysia	16,21	9,26	6,31	6,24
Australia	15,98	9,12	6,21	6,01
Nigeria	13,65	10,77	7,66	7,54
Nga	16,86	8,64	5,81	5,74
Trinidad	12,80	10,83	7,77	7,66
Algeria	13,69	11,67	8,27	8,16
Ai cập	14,20	11,26	7,93	7,86
Guinea Xích đạo	13,74	10,84	7,69	7,62

Hà Phong

OSEA2012

The 19th International Oil & Gas Industry Exhibition & Conference

SINCE 1976

Energising Asia

27 – 30 November 2012 | Marina Bay Sands, Singapore

Visitor pre-registration @ **www.osea-asia.com**

Organiser:
Singapore Exhibition Services Pte Ltd

Worldwide Associate:
oes Overseas Exhibition Services Ltd

Endorsed by:
ufi Approved Event
aif Approved International Fair
Singapore Exhibition & Convention Bureau
YourSingapore

AN ALLWORLD EXHIBITIONS EVENT

DầuKhí

THỂ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

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

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

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

- Tên bài báo.

- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.

- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt, chữ thường viết nghiêng, khoảng 100 - 200 từ.

- Nội dung bài báo cần phân rõ phần, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định vẽ kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).

- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả, năm xuất bản. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Từ trang… đến trang… (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.

<u>Lưu ý:</u> 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. 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.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các Tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

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)

Trụ sở: 18 Láng Hạ - Hà Nội

Tel: 04. 38252526 * Fax: 04. 38265942 * Website: http://www.pvn.vn