DầuKhí

PETROVIETNAM

TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM ■ SỐ 7 - 2014

ISSN-0866-854X

TẠP CHÍ Dầu khí

Thư Ban biên tập

Được sự đồng ý của Ban Tuyên giáo Trung ương và Bộ Thông tin và Truyền thông, ngày 28/7/2014, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã kiện toàn Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và ký Quyết định số 1681/QĐ-DKVN cử TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Tổng Biên tập Tạp chí Dầu khí giữ chức Tổng biên tập Tạp chí Dầu khí, Quyết định số 1680/QĐ-DKVN cử TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giữ chức Phó Tổng biên tập Tạp chí Dầu khí.

Nhân dịp này, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí trân trọng cảm ơn TSKH. Phùng Đình Thực - nguyên Tổng biên tập Tạp chí Dầu khí, TS. Vũ Văn Viện - nguyên Phó Tổng biên tập và các nhà khoa học nguyên là ủy viên Ban biên tập: TSKH. Lâm Quang Chiến, TS. Lê Xuân Vệ, TS. Vũ Thị Bích Ngọc… đã dành tâm huyết, đóng góp công sức, trí tuệ cho sự phát triển của Tạp chí Dầu khí trong thời gian qua.

Phát huy truyền thống hơn 40 năm xây dựng và phát triển, trong thời gian tới, Ban biên tập mới sẽ tích cực chỉ đạo Tạp chí Dầu khí tăng cường hơn nữa thông tin khoa học công nghệ dầu khí Việt Nam và thế giới, các kết quả nghiên cứu khoa học, triển khai công nghệ từ thượng nguồn đến hạ nguồn và các vấn đề nghiên cứu/lý luận về quản lý, kinh tế; các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh Petrovietnam.

TỔNG BIÊN TẬP
TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP
TS. Lê Mạnh Hùng
TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP
TS. Hoàng Ngọc Đang
TS. Nguyễn Minh Đạo
CN. Vũ Khánh Đông
TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Trần Hưng Hiển
ThS. Vũ Văn Nghiêm
ThS. Lê Ngọc Sơn
KS. Lê Hồng Thái
ThS. Nguyễn Văn Tuấn
TS. Phan Tiến Viễn
ThS. Trần Quốc Việt
TS. Nguyễn Tiến Vinh
TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN
ThS. Lê Văn Khoa
ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT
Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN
Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ
Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 173 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

*Tel: 04-37727108 | 0982288671 * Fax: 04-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn*

Ảnh bìa: Thăm dò, khai thác dầu khí tại mỏ Thăng Long (Lô 01&02/97, bể Cửu Long, Việt Nam) . Ảnh: PVEP

Giấy phép xuất bản số 100/GP - BTTTT của Bộ Thông tin và Truyền thông cấp ngày 15/4/2013

TIÊU ĐIỂM

TIÊU ĐIỂM

PHÓ THỦ TƯỚNG HOÀNG TRUNG HẢI:

NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH LÀ CON ĐƯỜNG DUY NHẤT

Tại Lễ công bố Quyết định của Thủ tướng Chính phủ bổ nhiệm Chủ tịch Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải nhấn mạnh Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần tiếp tục thực hiện tốt việc xây dựng Petrovietnam trở thành tập đoàn mạnh, có năng lực cạnh tranh trên thế giới. Theo đó, Tập đoàn cần xây dựng lộ trình nâng cao năng lực cạnh tranh và coi đó là con đường duy nhất phải đi.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao Quyết định bổ nhiệm của Thủ tướng Chính phủ cho ông Nguyễn Xuân Sơn - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Ngọc Linh

Xây dựng lộ trình nâng cao năng lực cạnh tranh

Ngày 15/7/2014, thay mặt Thủ tướng Chính phủ, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đã trao Quyết định số 1123/QĐ-TTg bổ nhiệm ông Nguyễn Xuân Sơn giữ chức vụ Chủ tịch Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; Lãnh đạo Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương trao Quyết định chuẩn y, bổ sung ông Nguyễn Xuân Sơn - Ủy viên BCH Đảng bộ, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vào Ban Thường vụ, giữ chức Bí thư Đảng ủy Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nhiệm kỳ 2010 - 2015.

Phát biểu chỉ đạo tại buổi lễ, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải chúc mừng ông Nguyễn Xuân Sơn được giao trọng trách mới, đồng thời bày tỏ lời cảm ơn vì những đóng góp quan trọng của TSKH. Phùng Đình Thực nguyên Chủ tịch HĐTV đối với sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam trong suốt thời gian đại vừa qua. Phó Thủ tướng Chính phủ khẳng định Petrovietnam có vai trò quan trọng, là xương sống của nền kinh tế, hàng năm đóng góp 25% ngân sách Nhà nước, 13% kim ngạch xuất khẩu; thực hiện nhiều dự án trọng điểm, lớn cực kỳ về khai công tác tài cơ cấu, phối hợp với các lực lượng vũ trang, bảo đảm chủ quyền Quốc gia trên biển.

Trong thời gian qua, Tập đoàn thực hiện "Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025", đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước. Dự kiến năm 2014, sản lượng dầu khí khai thác ở nước ngoài đạt khoảng 1,5 triệu tấn. Đây là kết quả của sự nỗ lực trong nhiều năm mà Tập đoàn đã phấn đấu và thực hiện được, phải tiếp tục thực hiện thành công nhiệm vụ này, bảo đảm nguồn cung năng lượng cho đất nước. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải khẳng định, Việt Nam hoạt động rất cần năng lượng cho phát triển, do vậy cần tăng cường đầu tư khâu đầu, nâng cao trữ lượng xác minh, tiếp cận với các nguồn năng lượng mới như hydrate, khí đá phiến...).

Về nhiệm vụ trong thời gian tới, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải yêu cầu đồng chí Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cùng với các đồng chí lãnh đạo Tập đoàn tiếp tục thực hiện tốt việc xây dựng Petrovietnam trở thành Tập đoàn mạnh, có năng lực cạnh tranh trên thế giới. Trong quá trình phát triển, Tập đoàn cần tiếp tục đánh giá và đưa ra các kế hoạch khác phù điểm yếu, phát huy điểm mạnh, nâng cao năng lực cạnh tranh. Xây dựng đội ngũ cán bộ, thực hiện tốt công tác quy hoạch cán bộ.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải yêu cầu Petrovietnam tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh trong thế giới ngày càng phẳng. Tập đoàn cần đánh giá lại, đề xuất cơ chế chính sách, xây dựng được lộ trình nâng cao năng lực

TIÊU ĐIỂM

PVEP ĐÓN NHẬN DANH HIỆU

ANH HÙNG LAO ĐỘNG

Ngày 23/7/2014, tại Trung tâm Hội nghị Quốc gia, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải thừa ủy quyền của Chủ tịch nước trao tặng Danh hiệu Anh hùng Lao động cho Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Đây động lực để PVEP vững bước trên hành trình tìm lửa, kiên định với mục tiêu chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 là trở thành công ty dầu khí quốc tế mạnh trong khu vực, có tiềm lực kinh tế, kỹ thuật, tài chính mạnh, có sức cạnh tranh cao.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao tặng Danh hiệu Anh hùng Lao động cho PVEP. Ảnh: Đoàn Bắc

Gia tăng trữ lượng 305,52 triệu tấn quy dầu

Việc thành lập Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí là 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 quy mô hoạt động cả trong và ngoài nước. Kế thừa thành quả và phát huy truyền thống lao động sáng tạo của các đơn vị tiền thân, PVEP đã triển khai quyết liệt các giải pháp đột phá, để thực hiện chiến lược tăng tốc phát triển. Trong đó, thành tựu quan trọng nhất là tiếp tục gia tăng trữ lượng dầu khí hàng năm, góp phần phát triển bền vững của Ngành Dầu khí, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Ở trong nước, PVEP đang tự điều hành và tham gia điều hành 43 dự án dầu khí ở trong nước; thực hiện thu nổ hơn 130.000km tuyến địa chấn 2D và 35.000km² tuyến địa chấn 3D; khoan thăm dò/thẩm lượng 148 giếng với 30 phát hiện dầu khí mới. Tính đến hết năm 2013, trữ lượng thu hồi đã được phát hiện của PVEP là 323 triệu tấn quy dầu. Năm 2014, PVEP dự kiến gia tăng trữ lượng 14,2 triệu tấn quy dầu. Đặc biệt, gia tăng trữ lượng dầu khí 6 tháng đầu năm 2014 đạt 8,67 triệu tấn quy dầu chủ yếu từ các mỏ do PVEP điều hành như Kình Ngư Trắng, Hàm Rồng Nam, Đại Hùng....

Đồng thời, PVEP nỗ lực phấn đấu hoàn thành chỉ tiêu sản lượng khai thác, đặc biệt trong điều kiện thực tế gặp nhiều khó khăn, suy giảm sản lượng tại các mỏ đang khai thác, các mỏ mới đưa vào có sản lượng không cao, các mỏ còn lại chủ yếu là các mỏ nhỏ/cận biển, khu vực nước sâu xa bờ, kèm hấp dẫn; việc đầu tư ra nước ngoài còn tiềm ẩn nhiều rủi ro về mặt kỹ thuật, kinh tế và chính trị. Ở trong nước, PVEP đã cùng với các nhà thầu đưa nhiều mỏ mới vào khai thác ổn định, an toàn, hiệu quả, đồng thời thực hiện các giải pháp để gia tăng hệ số thu hồi dầu. Tổng công ty đã tiếp nhận lại dự án mỏ Đại Hùng từ các nhà thầu dầu khí nước ngoài, được đánh giá là mỏ nhỏ, cận biển, có điều kiện địa chất phức tạp, ở khu vực nước sâu, xa bờ, đã tiếp tục phát triển thành công, đưa vào khai thác hiệu quả, khẳng định tính thân dám nghĩ dám làm, năng lực làm chủ khoa học công nghệ hiện đại. Cuối năm 2013, PVEP tiếp nhận và trực tiếp điều hành mỏ Sông Đốc, mang lại sản lượng khai thác mỏ ổn định và chi phí điều hành được tối ưu hóa.

Theo TS. Đỗ Văn Khanh - Tổng giám đốc PVEP, trong giai đoạn 2007 - 2013, PVEP đã gia tăng trữ lượng 305,52 triệu tấn quy dầu, khai thác 47,81 triệu tấn dầu và condensate, 40,37 tỷ m³ khí. Đặc biệt, với các dự án đang phát triển sẽ có dòng dầu đầu tiên vào cuối năm 2014 như mỏ Sư Tử Nâu (Lô 15-01), Lô 433a & 416b (Algeria). Như vậy, PVEP sẽ có mức tăng trưởng vượt bậc về sản lượng khai thác năm 2015 với kế hoạch đề ra cho năm đạt 5,12 triệu tấn dầu, 1,2 tỷ m³ khí. Trong thời gian tới, PVEP sẽ tập trung triển khai khoan đan dày, tích cực thực hiện các dự án EOR, IOR nhằm tăng sản lượng khai thác, đẩy mạnh hoạt động điều hành trực tiếp, tự thăm dò, đối với tăng

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

16 ◆ Phân tập trầm tích theo phức hệ trùng lỗ ở Lô 05-1 bể Nam Côn Sơn

21 ◆ Tổng kết và đánh giá công tác bơm trám xi măng cho các giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao tại bể Nam Côn Sơn

30 ◆ Nghiên cứu quy hoạch tổng thể các mỏ dầu khí bể Cửu Long

40 ◆ Nghiên cứu tổng hợp chất hoạt động bề mặt không ion sử dụng cho tăng cường thu hồi và xử lý kích thích vỉa dầu khí từ các nguồn phenol thu hồi ở Việt Nam

50 ◆ Phân tích các yếu tố tác động đến hiệu quả dự án lọc - hóa dầu của Petrovietnam

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

58 ◆ Ứng dụng phần mềm Petromod để đánh giá tầng đá sinh dầu khí Lô 04-1 và lân cận bể Nam Côn Sơn

TIN TỨC - SỰ KIỆN

67 ◆ Đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Thăng Long - Đông Đô

68 ◆ Ký hợp đồng tín dụng tài trợ dự án Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - Giai đoạn 1

69 ◆ Khai thác dòng dầu đầu tiên từ mỏ Dừa

70 ◆ Khai thác 200 triệu thùng dầu từ mỏ Rạng Đông và Phương Đông

71 ◆ PVFCCo tích cực triển khai các dự án mới trong lĩnh vực hóa chất

72 ◆ Indonesia có thể trở thành nhà nhập khẩu ròng LNG vào 2020

73 ◆ Sonatrach đầu tư 42 tỷ USD để tăng sản lượng khai thác dầu khí

CONTENTS

FOCUS

4 ◆ Deputy Prime Minister Hoang Trung Hai:Enhancement of competitiveness is the only road

6 ◆ Clean-cut objectives and determined actions for Petrovietnam's sustainable development

8 ◆ PVEP receives the Labour Hero Title

10 ◆ Comprehensive growth of the oil and gas sector under the master plan for development of Vietnam's industry

12 ◆ Petrovietnam produces 13.87 million tons of oil equivalent

14 ◆ Building a stronger scientific and technical personnel for the oil and gas industry

SCIENTIFIC RESEARCH

16 ◆ Sequence-stratigraphic interpretation in Block 05-1 of Nam Con Son basin based on foraminiferal assemblages

21 ◆ Evaluation of cementing results for high pressure, high temperature wells in Nam Con Son basin

30 ◆ General development plan for potential oil and gas discoveries in Cuu Long basin

40 ◆ Study on synthesis of nonionic surfactants from recovered phenol in Vietnam for use in enhanced oil recovery and oil well stimulation

50 ◆ An analysis of main factors impacting the efficiency of Petrovietnam's refining and petrochemical projects

58 ◆ The application of PetroMod modelling software in the evaluation of source rock sequence in Block 04-1 and its adjacent areas of Nam Con Son basin

NEWS

67 ◆ First oil from Thang Long and Dong Do fields

68 ◆ Credit contract signed for Nam Con Son 2 gas pipeline project - stage 1

69 ◆ First oil from Dua field

70 ◆ JVPC produces 200 million barrels of oil from Rang Dong and Phuong Dong fields

71 ◆ PVFCCo actively deploys new projects in the chemical field

72 ◆ Indonesia may become net LNG importer in 2020

73 ◆ Sonatrach invests USD 42 billion to boost oil and gas production

PHÓ THỦ TƯỚNG HOÀNG TRUNG HẢI:
NÂNG CAO NĂNG LỰC CẠNH TRANH LÀ CON ĐƯỜNG DUY NHẤT

Tại Lễ công bố Quyết định của Thủ tướng Chính phủ bổ nhiệm Chủ tịch Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải nhấn mạnh Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần tiếp tục thực hiện tốt việc xây dựng Petrovietnam trở thành tập đoàn mạnh, có năng lực cạnh tranh trên thế giới. Theo đó, Tập đoàn cần xây dựng lộ trình nâng cao năng lực cạnh tranh và coi đó là con đường duy nhất phải đi.

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao Quyết định bổ nhiệm của Thủ tướng Chính phủ cho ông Nguyễn Xuân Sơn - Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Ngọc Linh

Xây dựng lộ trình nâng cao năng lực cạnh tranh

Ngày 15/7/2014, thay mặt Thủ tướng Chính phủ, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đã trao Quyết định số 1123/QĐ-TTg bổ nhiệm ông Nguyễn Xuân Sơn giữ chức vụ Chủ tịch Hội đồng Thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Lãnh đạo Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương trao Quyết định chuẩn y, bổ sung ông Nguyễn Xuân Sơn - Ủy viên BCH Đảng bộ, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam vào Ban Thường vụ, giữ chức Bí thư Đảng ủy Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nhiệm kỳ 2010 - 2015.

Phát biểu chỉ đạo tại buổi lễ, Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải chúc mừng ông Nguyễn Xuân Sơn được giao trọng trách mới, đồng thời bày tỏ lời cảm ơn vì những đóng góp quan trọng của TSKH. Phùng Đình Thực - nguyên Chủ tịch HĐTV đối với sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam trong suốt thời gian dài vừa qua. Phó Thủ tướng Chính phủ khẳng định Petrovietnam có vai trò quan trọng, là xương sống của nền kinh tế; hàng năm đóng góp 25% ngân sách Nhà nước, 13% kim ngạch xuất khẩu; thực hiện nhiều dự án trọng điểm, tích cực triển khai công tác tái cơ cấu, phối hợp với các lực lượng vũ trang, bảo đảm chủ quyền Quốc gia trên biển.

Trong thời gian qua, Tập đoàn thực hiện "Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025", đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước. Dự kiến năm 2014, sản lượng dầu khí khai thác ở nước ngoài đạt khoảng 1,5 triệu tấn. Đây là kết quả của sự nỗ lực trong nhiều năm mà Tập đoàn đã phấn đấu và thực hiện được, phải tiếp tục thực hiện thành công nhiệm vụ này, bảo đảm nguồn cung năng lượng cho đất nước. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải nhấn mạnh, Việt Nam hiện đang rất cần năng lượng cho phát triển, do vậy cần tăng cường đầu tư khâu đầu, nâng cao trữ lượng xác minh, tiếp cận với các nguồn năng lượng mới (khí hydrate, khí đá phiến…).

Về nhiệm vụ trong thời gian tới, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải yêu cầu đồng chí Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cùng với các đồng chí lãnh đạo Tập đoàn tiếp tục thực hiện tốt việc xây dựng Petrovietnam trở thành tập đoàn mạnh, có năng lực cạnh tranh trên thế giới. Trong quá trình phát triển, Tập đoàn cần tiếp tục đánh giá và đưa ra các kế hoạch khắc phục điểm yếu, phát huy điểm mạnh, nâng cao năng lực cạnh tranh, xây dựng đội ngũ cán bộ, thực hiện tốt công tác quy hoạch cán bộ…

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải yêu cầu Petrovietnam tiếp tục nâng cao năng lực cạnh tranh trong thế giới ngày càng phẳng. Tập đoàn cần đánh giá lại, đề xuất cơ chế chính sách, xây dựng được lộ trình nâng cao năng lực

cạnh tranh. Đó là con đường duy nhất phải đi. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải đề nghị Tập đoàn phát huy tinh thần sáng tạo, năng động, phát huy năng lực và trí tuệ của từng cá nhân. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có chính sách mở, lắng nghe được ý kiến của các thành viên, nhất định tìm được con đường đúng để đưa Petrovietnam tiến lên nữa. Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải tin tưởng đội ngũ lãnh đạo của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục duy trì tinh thần đoàn kết, giúp đỡ, học hỏi lẫn nhau để xây dựng Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam năng động, năng lực cạnh trao cao, xứng đáng với sự tin yêu của Đảng và Nhà nước.

Phát triển nguồn lực quan trọng nhất là con người

Nghiêm túc tiếp thu ý kiến chỉ đạo của Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn khẳng định sẽ cùng các đồng chí trong Ban Thường vụ Đảng ủy, Hội đồng thành viên, Tổng giám đốc và bộ máy điều hành, các đoàn thể, tập trung đẩy mạnh sản xuất, không ngừng nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, đóng góp nhiều hơn cho nền kinh tế, góp phần bảo vệ chủ quyền, quyền chủ quyền quốc gia trên biển. Tập thể lãnh đạo sẽ tìm mọi biện pháp tháo gỡ khó khăn tồn đọng ở một số đơn vị, dự án; làm tốt nhiệm vụ tái cơ cấu Tập đoàn và các đơn vị thành viên, tập trung đầu tư phát triển 5 lĩnh vực chính là tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; công nghiệp khí; công nghiệp điện; chế biến và dịch vụ dầu khí chất lượng cao; trong đó lĩnh vực cốt lõi thăm dò, khai thác dầu khí theo hướng tăng cường nội lực kết hợp đầu tư ra nước ngoài nhưng phải bảo đảm hiệu quả và lợi ích quốc gia.

Bên cạnh thuận lợi, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng Petrovietnam đang đối diện với nhiều khó khăn, thách thức, do đó "nếu không tạo được nhuệ khí, thỏa mãn với thành tích đạt được thì sẽ khó tránh khỏi trượt qua bên kia sườn dốc", "phải tạo ra và hun đúc quyết tâm bằng hành động chiến lược để thực thi nhiệm vụ trước mắt và lâu dài".

Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn cho biết dự kiến nhu cầu vốn đầu tư toàn Tập đoàn từ nay đến năm 2020 khoảng 34 tỷ USD và nhấn mạnh "Nhu cầu vốn đầu tư cao trong điều kiện nguồn tài chính để lại cho Tập đoàn hạn chế. Do vậy, cần có các giải pháp đồng bộ để bảo đảm vốn cho tất cả các mục tiêu và cần tạo thêm vốn đầu tư bổ sung cho tìm kiếm, thăm dò dầu khí".

Về các nhiệm vụ trước mắt, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng, cần đẩy mạnh công tác tái cấu trúc theo quyết định của Thủ tướng Chính phủ, xử lý quyết liệt những vấn đề còn tồn tại, quyết tâm đến năm 2015 cơ bản thực hiện xong quá trình tái cơ cấu, phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam trên 5 lĩnh vực chính trong đó tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi. Cân đối nguồn lực (con người, tiền, vốn, cơ chế khuyến khích) để đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò dầu khí, sớm đưa các phát hiện thương mại vào khai thác. Triển khai quyết liệt, đúng tiến độ các công trình, dự án đầu tư theo kế hoạch được phê duyệt. Phát huy vai trò của các cấp ủy Đảng và các tổ chức chính trị - xã hội khơi dậy nhiệt huyết trong mỗi con người; xây dựng cơ chế chính sách tạo thêm việc làm, nâng cao thu nhập; xây dựng và phát huy Văn hóa Dầu khí, làm cho người lao động thực sự hạnh phúc và tự hào về Ngành Dầu khí Việt Nam. Tập trung trí tuệ để tham mưu xây dựng và thực thi Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 theo Thông báo số 148-TB/TW của Bộ Chính trị.

Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn khẳng định, Tập đoàn sẽ kiên trì chính sách bồi dưỡng nhân lực, thu hút, trọng dụng nhân tài, tạo cơ chế, môi trường để ai cũng có thể cống hiến, tham gia xây dựng và phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, đáp ứng mong đợi của Đảng, Nhà nước và nhân dân. Đồng thời, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kêu gọi tất cả cán bộ, đảng viên, công nhân viên lao động Dầu khí trên đất liền, trên biển, ở trong nước, ngoài nước đem hết sức lực và trí tuệ đóng góp cho sự nghiệp Dầu khí, để ngọn lửa Dầu khí, tinh thần Dầu khí mãi tỏa sáng, để Tập đoàn Dầu khí phát triển lớn mạnh không ngừng.

Theo TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Petrovietnam đang đối diện với thách thức ngày càng lớn, đó là ở trong nước phải đi ra vùng khó khăn hơn, tìm kiếm, khai thác mỏ khó khăn hơn; ra nước ngoài phải đến những vùng xa xôi hơn và khu vực cạnh tranh nhiều hơn. Các lĩnh vực khác, Tập đoàn đang tiếp tục triển khai với chi phí lớn hơn, vận hành khó hơn, công nghệ cao hơn, trong khi nguồn lực ngày một hạn chế. TS. Đỗ Văn Hậu cho rằng, Tập đoàn tiếp tục phát triển nguồn lực quan trọng nhất là con người, tập trung vào công tác đào tạo và phát huy tính năng động, sáng tạo, dành tâm huyết cho sự nghiệp Dầu khí và lợi ích Quốc gia; xây dựng Văn hóa Dầu khí vững mạnh, thúc đẩy sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Việt Hà

MỤC TIÊU RÕ RÀNG, HÀNH ĐỘNG QUYẾT LIỆT
VÌ SỰ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG CỦA PETROVIETNAM

Phát biểu tại Lễ công bố quyết định ngày 15/7/2014, ông Nguyễn Xuân Sơn - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định cần có mục tiêu rõ ràng, hành động quyết liệt vì sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Lãnh đạo Tập đoàn kêu gọi tất cả cán bộ, đảng viên, công nhân viên lao động Dầu khí trên đất liền, trên biển, ở trong nước, ngoài nước đem hết sức lực và trí tuệ đóng góp cho sự nghiệp Dầu khí, để ngọn lửa Dầu khí, tinh thần Dầu khí mãi tỏa sáng, để Tập đoàn Dầu khí phát triển lớn mạnh không ngừng. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu toàn văn phát biểu của Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Ông Nguyễn Xuân Sơn - Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tập đoàn của chúng ta hình thành từ ước nguyện lớn lao của Đảng, Bác Hồ và cả dân tộc; với truyền thống hơn nửa thế kỷ, đến hôm nay đã có bước phát triển vượt bậc về cả chiều rộng và chiều sâu, thực sự trở thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, trụ cột, hàng đầu có nhiều đóng góp to lớn cho sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.

Là một thành viên trưởng thành từ truyền thống vẻ vang đó, hơn 30 năm, kể từ ngày đầu tôi nhận nhiệm vụ tại Vụ Tài chính Kế toán - Tổng cục Dầu khí; đến hôm nay, được phát biểu tại buổi lễ trang trọng này thực sự là niềm vinh dự trong cuộc đời công tác của mình. Cho phép tôi xin được bày tỏ sự biết ơn sâu sắc với các thế hệ cha anh đã đào tạo, dìu dắt và sự tin tưởng của Đảng, Chính phủ đã quyết định giao cho tôi trọng trách Chủ tịch Hội đồng thành viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong không khí phấn khởi, tự hào cho phép tôi xin chân thành cảm ơn tập thể người lao động Dầu khí, các đồng chí lãnh đạo, nguyên lãnh đạo Ngành Dầu khí, đồng chí Chủ tịch tiền nhiệm Phùng Đình Thực và đồng chí Tổng giám đốc Đỗ Văn Hậu đã giúp đỡ tôi hoàn thành tốt nhiệm vụ ở các cương vị công tác đã qua.

Nhân dịp này, một lần nữa, tôi chân thành cảm ơn đồng chí Phùng Đình Thực - nguyên Ủy viên Ban Thường vụ Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương, Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng thành viên Tập đoàn. Với cương vị người đứng đầu doanh nghiệp, đồng chí đã cùng tập thể Ban Thường vụ, Hội đồng thành viên lãnh đạo Tập đoàn phát triển bền vững. Đồng chí đã để lại dấu ấn sâu đậm về tinh thần tận tụy, gương mẫu, hết lòng, hết sức vì công việc. Xin chân thành cảm ơn đồng chí Phùng Đình Thực về những đóng góp to lớn đối với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Chúc đồng chí và gia đình mạnh khỏe, hạnh phúc.

Tiếp nhận thành quả mà các thế hệ đàn anh dày công xây dựng, là may mắn của thế hệ chúng tôi. Trăn trở để phát huy bằng được truyền thống quý báu đó là suy nghĩ không chỉ của riêng tôi mà còn là tâm huyết của tất cả người lao động Dầu khí hôm nay.

Với trách nhiệm của người đứng đầu Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi xin hứa với Đảng, Nhà nước, với nhân dân và các thế hệ cán bộ của Ngành Dầu khí sẽ đem hết năng lực và trí tuệ, tận tâm, tận lực cùng tập thể cán bộ nhân viên xây dựng Ngành Dầu khí phát triển mạnh mẽ và bền vững.

Nghiêm túc tiếp thu ý kiến chỉ đạo của đồng chí Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải, tới đây, tôi sẽ cùng các đồng chí trong Ban Thường vụ Đảng ủy, Hội đồng thành viên, đồng chí Tổng giám đốc và bộ máy điều hành, các đoàn thể, tập trung đẩy mạnh sản xuất, không ngừng nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, đóng góp nhiều hơn cho nền kinh tế, góp phần bảo vệ chủ quyền, quyền chủ quyền quốc gia trên biển. Tập thể lãnh đạo sẽ tìm mọi biện pháp tháo gỡ khó khăn tồn đọng ở một số đơn vị, dự án; làm tốt nhiệm vụ tái cơ cấu Tập đoàn và các đơn vị thành viên, tập trung đầu tư phát triển 5 lĩnh vực chính là tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; công nghiệp khí; công nghiệp điện; chế biến và dịch vụ dầu khí chất lượng cao; trong đó lĩnh vực cốt lõi tìm kiếm thăm dò dầu khí theo hướng tăng cường nội lực kết hợp đầu tư ra nước ngoài nhưng phải bảo đảm hiệu quả và lợi ích quốc gia.

Ngành Dầu khí đang đứng trước những cơ hội rất lớn để phát triển nhưng cũng không ít những khó

khăn thách thức. Thuận lợi là Ngành chúng ta đã phát triển lớn mạnh, cả chiều rộng và chiều sâu, chúng ta đã có Ngành công nghiệp Dầu khí đồng bộ từ tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí đến lọc dầu và hóa dầu, có đội ngũ công nhân viên trình độ cao, tâm huyết, văn hóa và bản lĩnh dầu khí. Có sự ủng hộ mạnh mẽ của Đảng, Nhà nước, lòng tin của nhân dân đối với Ngành Dầu khí.

Song song với những thuận lợi còn nhiều khó khăn thách thức đối với chúng ta. Bên ngoài, nền kinh tế, chính trị thế giới còn nhiều bất ổn, biến động khó lường. Cơn bão khủng hoảng tài chính và suy thoái kinh tế toàn cầu chưa qua, "sóng dữ" biển Đông ào tới gây nhiều ảnh hưởng nặng nề cho hoạt động dầu khí. Trong nội tại, sản lượng khai thác dầu khí đã đạt đỉnh, tài nguyên dầu khí ngày càng cạn, điều kiện thăm dò khai thác ngày càng khó khăn, nhất là ở những vùng nước sâu, xa bờ; hợp tác dầu khí ở nước ngoài ngày càng cạnh tranh quyết liệt hơn, nếu không tạo được nhuệ khí, thỏa mãn với thành tích đạt được thì sẽ khó tránh khỏi trượt qua bên kia sườn dốc. Hơn lúc nào hết, chúng ta phải tạo ra và hun đúc quyết tâm bằng "hành động chiến lược" để thực thi nhiệm vụ trước mắt và lâu dài của Ngành.

Trong Nghị quyết Đại hội Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ nhất đã xác định 3 giải pháp đột phá để phát triển là:

Giải pháp về con người: xây dựng và đào tạo đội ngũ, đặc biệt là đội ngũ cán bộ khoa học kỹ thuật, công nhân lành nghề và đội ngũ cán bộ quản lý ở mỗi cấp bậc trong bộ máy tổ chức, khơi dậy lòng nhiệt huyết trong mỗi con người, vì sự nghiệp Dầu khí.

Giải pháp về khoa học công nghệ, đẩy mạnh đầu tư nghiên cứu khoa học công nghệ và ứng dụng các thành tựu khoa học công nghệ vào sản xuất, để nghiên cứu sản xuất các sản phẩm mới có giá trị gia tăng cao, có ý nghĩa quan trọng đối với nền kinh tế.

Giải pháp về quản lý: quản lý doanh nghiệp khoa học, theo chuẩn mực quốc tế hiện đại là việc cần kiên trì thực hiện. Doanh nghiệp được quản lý tốt, quản trị khoa học là cơ sở và tiền đề để phát triển tăng tốc mạnh mẽ và bền vững.

Đồng thời để tạo nguồn lực cho phát triển bền vững, dự kiến từ nay đến năm 2020 nhu cầu vốn đầu tư toàn Ngành khoảng 34 tỷ USD. Nhu cầu vốn đầu tư cao trong điều kiện nguồn tài chính để lại cho Tập đoàn hạn chế. Do vậy cần có các giải pháp đồng bộ để bảo đảm vốn cho tất cả các mục tiêu và cần tạo thêm vốn đầu tư bổ sung cho tìm kiếm, thăm dò dầu khí.

Phát huy sức mạnh vị thế của Ngành để tạo đột phá tăng tốc phát triển đồng thời kiên quyết xóa bỏ mọi cản lực ảnh hưởng đến sự phát triển của Tập đoàn, trước mắt cần tập trung:

Thứ nhất, đẩy mạnh công tác tái cấu trúc theo quyết định của Thủ tướng, xử lý quyết liệt những vấn đề còn tồn tại, quyết tâm đến năm 2015 cơ bản thực hiện xong quá trình tái cơ cấu, phát triển Ngành Dầu khí trên 5 lĩnh vực chính trong đó tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí là cốt lõi.

Thứ hai, tập trung nguồn lực: Cân đối nguồn lực (con người, tiền, vốn, cơ chế khuyến khích) để đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò dầu khí, sớm đưa các phát hiện thương mại vào khai thác.

Thứ ba, triển khai quyết liệt, đúng tiến độ các công trình, dự án đầu tư theo kế hoạch được phê duyệt.

Thứ tư, phát huy vai trò của các cấp ủy Đảng và các tổ chức chính trị - xã hội (Công đoàn, Đoàn Thanh niên, Hội Cựu chiến binh…) khơi dậy nhiệt huyết trong mỗi con người; Xây dựng cơ chế chính sách tạo thêm việc làm, nâng cao thu nhập; xây dựng và phát huy Văn hóa Dầu khí, làm cho người lao động thực sự hạnh phúc và tự hào về Ngành Dầu khí của mình.

Thứ năm, tập trung trí tuệ để tham mưu xây dựng và thực thi Chiến lược phát triển Ngành đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 theo Thông báo số 148-TB/TW của Bộ Chính trị.

Nhận rõ các thời cơ và thách thức đặc biệt là trong bối cảnh quốc tế và an ninh biển đảo hiện nay, có sách lược phù hợp để thực thi chiến lược phát triển; tìm ra cơ chế, chính sách loại bỏ khó khăn, phức tạp chính là phương châm "Dĩ bất biến - Ứng vạn biến" mà Bác Hồ đã dạy chúng ta.

Tập đoàn đã thành công và có nhiều biện pháp sáng tạo trong học tập tấm gương Bác Hồ, nhưng làm thế nào để có trách nhiệm cao, vun đắp ý chí, tâm hồn, nhiệt huyết trong công việc mới là cách thiết thực nhất để học tập, làm theo gương Bác. Nói cách khác cần "làm theo" Bác Hồ trong công việc hằng ngày: ***"Mục tiêu rõ ràng - hành động quyết liệt vì sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam".***

Chúng ta sẽ kiên trì chính sách bồi dưỡng nhân lực, thu hút, trọng dụng nhân tài, tạo cơ chế, môi trường để ai ai cũng có thể cống hiến, tham gia xây dựng và phát triển Ngành Dầu khí, đáp ứng mong đợi của Đảng, Nhà nước và nhân dân.

Với suy nghĩ và tình cảm đó, tôi kêu gọi tất cả cán bộ, đảng viên, công nhân viên lao động Dầu khí trên đất liền, trên biển, ở trong nước, ngoài nước đem hết sức lực và trí tuệ đóng góp cho sự nghiệp Dầu khí, để ngọn lửa Dầu khí, tinh thần Dầu khí mãi tỏa sáng, để Tập đoàn Dầu khí phát triển lớn mạnh không ngừng.

PVEP ĐÓN NHẬN DANH HIỆU ANH HÙNG LAO ĐỘNG

Phó Thủ tướng Hoàng Trung Hải trao tặng Danh hiệu Anh hùng Lao động cho PVEP. Ảnh: Đoàn Bắc

Ngày 23/7/2014, tại Trung tâm Hội nghị Quốc gia, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải thừa ủy quyền của Chủ tịch nước trao tặng Danh hiệu Anh hùng Lao động cho Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Đây động lực để PVEP vững bước trên hành trình tìm lửa, kiên định với mục tiêu chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 là trở thành công ty dầu khí quốc tế mạnh trong khu vực, có tiềm lực kinh tế, kỹ thuật, tài chính mạnh, có sức cạnh tranh cao.

Gia tăng trữ lượng 305,52 triệu tấn quy dầu

Việc thành lập Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí là 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 quy mô hoạt động cả trong và ngoài nước. Kế thừa thành quả và phát huy truyền thống lao động sáng tạo của các đơn vị tiền thân, PVEP đã triển khai quyết liệt các giải pháp đột phá, để thực hiện chiến lược tăng tốc phát triển. Trong đó, thành tựu quan trọng nhất là tiếp tục gia tăng trữ lượng dầu khí hàng năm, góp phần phát triển bền vững của Ngành Dầu khí, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Ở trong nước, PVEP đang tự điều hành và tham gia điều hành 43 dự án dầu khí ở trong nước; thực hiện thu nổ hơn 130.000km tuyến địa chấn 2D và 35.000km^2 tuyến địa chấn 3D; khoan thăm dò/thẩm lượng 148 giếng với 30 phát hiện dầu khí mới. Tính đến hết năm 2013, trữ lượng thu hồi đã được phát hiện của PVEP là 323 triệu tấn quy dầu. Năm 2014, PVEP dự kiến gia tăng trữ lượng 14,2 triệu tấn quy dầu. Đặc biệt, gia tăng trữ lượng dầu khí 6 tháng đầu năm 2014 đạt 8,67 triệu tấn quy dầu chủ yếu từ các mỏ do PVEP điều hành như Kình Ngư Trắng, Hàm Rồng Nam, Đại Hùng…

Đồng thời, PVEP nỗ lực phấn đấu hoàn thành chỉ tiêu sản lượng khai thác, đặc biệt trong điều kiện thực tế gặp nhiều khó khăn, suy giảm sản lượng tại các mỏ đang khai thác, các mỏ mới đưa vào có sản lượng không cao, các mỏ còn lại chủ yếu là các mỏ nhỏ/cận biên, khu vực nước sâu xa bờ, kém hấp dẫn; việc đầu tư ra nước ngoài còn tiềm ẩn nhiều rủi ro về mặt kỹ thuật, kinh tế và chính trị. Ở trong nước, PVEP đã cùng với các nhà thầu đưa nhiều mỏ mới vào khai thác ổn định, an toàn, hiệu quả, đồng thời thực hiện các giải pháp để gia tăng hệ số thu hồi dầu. Tổng công ty đã tiếp nhận lại dự án mỏ Đại Hùng từ các nhà thầu dầu khí nước ngoài, được đánh giá là mỏ nhỏ, cận biên, có điều kiện địa chất phức tạp, ở khu vực nước sâu, xa bờ, đã tiếp tục phát triển thành công, đưa vào khai thác hiệu quả, khẳng định tinh thần dám nghĩ dám làm, năng lực làm chủ khoa học công nghệ hiện đại. Cuối năm 2013, PVEP tiếp nhận và trực tiếp điều hành mỏ Sông Đốc, mang lại sản lượng khai thác mỏ ổn định và chi phí điều hành được tối ưu hóa.

Theo TS. Đỗ Văn Khạnh - Tổng giám đốc PVEP, trong giai đoạn 2007 - 2013, PVEP đã gia tăng trữ lượng 305,52 triệu tấn quy dầu, khai thác 47,81 triệu tấn dầu và condensate, 40,37 tỷ m^3 khí. Đặc biệt, với các dự án đang phát triển sẽ có dòng dầu đầu tiên vào cuối năm 2014 như mỏ Sư Tử Nâu (Lô 15-01), Lô 433a & 416b (Algeria). Như vậy, PVEP sẽ có mức tăng trưởng vượt bậc về sản lượng khai thác năm 2015 với kế hoạch đề ra cho năm đạt 5,12 triệu tấn dầu, 1,2 tỷ m^3 khí. Trong thời gian tới, PVEP sẽ tập trung triển khai khoan đan dày, tích cực thực hiện các dự án EOR, IOR nhằm tăng sản lượng khai thác, đẩy mạnh hoạt động điều hành trực tiếp, tự thăm dò, đối với tầng

Vốn điều lệ của PVEP đã tăng trưởng 400%, tổng mức đầu tư trung bình hàng năm từ 1,5 - 1,8 tỷ USD, tổng tài sản tính đến nay đạt gần 134 nghìn tỷ đồng. Lợi nhuận trước thuế hàng năm đạt hơn 30 nghìn tỷ đồng, doanh thu năm 2013 đạt trên 60 nghìn tỷ đồng. Tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên vốn chủ sở hữu trung bình 5 năm gần đây đạt 25%. Đặc biệt, PVEP luôn duy trì nộp ngân sách Nhà nước ở mức gần 20 nghìn tỷ đồng/năm, đứng vị trí thứ nhất trong bảng xếp hạng 1.000 doanh nghiệp nộp thuế lớn nhất Việt Nam.

móng, khu vực nước sâu, xa bờ. Ở nước ngoài, PVEP đang điều hành/tham gia điều hành 17 dự án; đẩy mạnh việc mua tài sản dầu khí; tạo sự đột phá để PVEP có bước tăng trưởng nhảy vọt trong việc triển khai đầu tư mua mỏ ở những dự án lớn hơn trong tương lai.

Để có được thành công trên, PVEP luôn chú trọng cải tiến kỹ thuật, đổi mới công nghệ, ứng dụng tiến bộ khoa học kỹ thuật, công nghệ mới vào hoạt động sản xuất, tăng năng suất lao động, tiết kiệm chi phí, đổi mới công tác quản trị doanh nghiệp… Đội ngũ người lao động PVEP qua các thời kỳ có bản lĩnh và khát vọng đưa PVEP ngày càng phát triển chuyên nghiệp hơn, vươn xa hơn. Đặc biệt, lực lượng lao động kỹ thuật có trình độ cao trong khu vực, có đủ năng lực, kiến thức, kinh nghiệm, thay thế được các vị trí mà trước đây do chuyên gia nước ngoài đảm nhiệm.

Đầu tư có trọng tâm, trọng điểm và hiệu quả

Lãnh đạo PVEP cho biết, danh hiệu Anh hùng Lao động là động lực để Tổng công ty vững bước trên hành trình tìm lửa, kiên định với mục tiêu chiến lược phát triển đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 trở thành công ty dầu khí quốc tế mạnh trong khu vực, có tiềm lực kinh tế, kỹ thuật, tài chính mạnh, có sức cạnh tranh cao. Thách thức: Rủi ro thăm dò ngày càng cao, điều kiện địa chất phức tạp, sự cạnh tranh gay gắt giữa các công ty dầu khí quốc tế, sự bất ổn về kinh tế chính trị ở các quốc gia có tiềm năng dầu khí. PVEP nhận thức rõ cần nâng cao tính chuyên nghiệp, tăng cường tiềm lực về kỹ thuật, công nghệ, nguồn nhân lực và nguồn lực tài chính để đạt mục tiêu chiến lược đã đề ra. Trong giai đoạn 2011 - 2015, PVEP sẽ đầu tư 16 tỷ USD cho công tác thăm dò, khai thác dầu khí, tích cực triển khai các dự án ở vùng nước sâu, xa bờ, góp phần bảo vệ chủ quyền Quốc gia trên biển.

Phát biểu chỉ đạo tại Lễ đón nhận Danh hiệu Anh hùng Lao động của PVEP, Phó Thủ tướng Chính phủ Hoàng Trung Hải đánh giá cao sự phát triển vượt bậc của PVEP trong thời gian qua và tin tưởng sẽ có nhiều đóng góp quan trọng hơn nữa trong nhiệm vụ đảm bảo an ninh năng lượng, phát triển kinh tế - xã hội, bảo vệ chủ quyền biển đảo của đất nước. Phó Thủ tướng đề nghị, Petrovietnam nói chung và PVEP nói riêng cần tiếp tục phát huy tính năng động, sáng tạo, dám nghĩ, dám làm, bám sát chủ trương đường lối của Đảng, quy định của pháp luật, quyết định kịp thời và chính xác trong chỉ đạo điều hành. Đồng thời, PVEP cần động viên cán bộ, đảng viên, công nhân viên, người lao động phát huy những thành tựu to lớn và truyền thống của Ngành, nỗ lực phấn đấu hoàn thành tốt nhiệm vụ được giao, xây dựng Ngành Dầu khí Việt Nam ngày càng vững mạnh, xứng đáng là một ngành kinh tế mũi nhọn, đóng góp to lớn vào sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, xứng đáng với truyền thống vẻ vang của Ngành Dầu khí Việt Nam Anh hùng.

Về các nhiệm vụ trọng tâm trong thời gian tới, Phó Thủ tướng đề nghị PVEP thực hiện tốt công tác quy hoạch đào tạo đội ngũ cán bộ quản lý, cán bộ khoa học kỹ thuật vừa hồng, vừa chuyên, đảm bảo cho sự phát triển bền vững. Tiến hành rà soát, đánh giá thực trạng triển khai các dự án đầu tư dầu khí ở nước ngoài, phân tích rõ tính khả thi, hiệu quả kinh tế, các rủi ro chính trị - kinh tế của từng dự án, để tăng cường quản lý, kịp thời chấn chỉnh, cơ cấu lại các dự án theo hướng hiệu quả nhất, tránh và hạn chế rủi ro. Nghiên cứu xây dựng Chiến lược đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí với tư tưởng chỉ đạo đầu tư có trọng tâm, trọng điểm và có hiệu quả. Chỉ đạo điều hành tốt hoạt động sản xuất kinh doanh, để huy động và sử dụng hiệu quả các nguồn lực, đặc biệt đối với dự án trọng điểm ở khâu thượng nguồn, các dự án đầu tư ra nước ngoài theo đúng quy định hiện hành, đảm bảo an toàn, chất lượng và hiệu quả, đúng tiến độ, phấn đấu hoàn thành vượt mức kế hoạch sản xuất kinh doanh hàng năm được giao. Chủ động bám sát diễn biến trên biển Đông, phối hợp chặt chẽ với các Bộ/Ngành liên quan để xây dựng kế hoạch tổng thể, tăng cường công tác đảm bảo an ninh, an toàn, triển khai các dự án dầu khí ở vùng xa trên thềm lục địa Việt Nam và các công trình dầu khí. Thực hiện tốt công tác phòng chống tham nhũng, tiết kiệm chống lãng phí, an sinh xã hội, chăm lo đời sống vật chất tinh thần cho cán bộ công nhân viên và người lao động.

TS. Đỗ Văn Hậu - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ghi nhận đóng góp to lớn của các thế hệ người lao động PVEP cho sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam. Lãnh đạo Tập đoàn tin tưởng, với bản lĩnh và quyết tâm, tập thể người lao động PVEP sẽ tiếp tục kế thừa, phát huy truyền thống tốt đẹp của thế hệ đi trước, xây dựng PVEP và Petrovietnam ngày càng vững mạnh.

Cũng trong sáng ngày 23/7/2014, PVEP đã tiến hành thử vỉa ở giếng khoan HRĐ-1X (Lô 102/10 & 106/10, bể Sông Hồng) và cho dòng khí đầu tiên, mở ra triển vọng mới về phát hiện dầu khí ở khu vực phía Bắc.

Mạnh Hòa

Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp Việt Nam:

PHÁT TRIỂN NGÀNH DẦU KHÍ ĐỒNG BỘ

Ngày 7/7/2014, Bộ Công Thương tổ chức Hội nghị trực tuyến công bố Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030. Trong đó, dầu khí là ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, đóng vai trò chủ đạo trong việc đảm bảo an ninh năng lượng cho sự nghiệp công nghiệp hóa và hiện đại hóa của đất nước.

Vai trò chủ đạo trong đảm bảo an ninh năng lượng

Ngày 19/6/2014, Thủ tướng Chính phủ đã ký Quyết định số 879/QĐ-TTg phê duyệt Chiến lược phát triển công nghiệp Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 và Quyết định số 880/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030. Theo Bộ trưởng Bộ Công Thương Vũ Huy Hoàng, các doanh nghiệp căn cứ Chiến lược và Quy hoạch được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt để điều chỉnh chiến lược và kế hoạch phát triển sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp, tập trung vào các lĩnh vực mà doanh nghiệp có lợi thế và được ưu tiên phát triển, tái cơ cấu doanh nghiệp nhằm tranh thủ cơ hội phát triển.

Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030 khẳng định mục tiêu phát triển ngành Dầu khí đồng bộ, đa ngành và liên ngành để trở thành một ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng của đất nước; sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên dầu khí trong nước, đồng thời đẩy mạnh đầu tư tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài, kết hợp xuất, nhập khẩu làm cơ sở để phát triển ngành Dầu khí bền vững, đóng vai trò chủ đạo trong việc đảm bảo an ninh năng lượng cho sự nghiệp công nghiệp hóa và hiện đại hóa của đất nước.

Đồng thời, phát huy nội lực, kết hợp với mở rộng hợp tác quốc tế, thu hút đầu tư nước ngoài trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò, gia tăng nhanh trữ lượng xác minh góp phần ổn định và gia tăng sản lượng khai thác; ưu tiên tìm kiếm, thăm dò, khai thác những vùng nước sâu, xa bờ, chồng lấn và nhạy cảm. Khuyến khích sự tham gia của các thành phần kinh tế trong và ngoài nước thuộc các lĩnh vực chế biến, phân phối sản phẩm, dịch vụ... Phát triển ngành dầu khí đi đôi với bảo vệ tài nguyên, môi trường, sinh thái,

đảm bảo an ninh, quốc phòng, tăng cường sức mạnh bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển, hải đảo và trên đất liền.

Giai đoạn đến năm 2015, doanh thu dịch vụ kỹ thuật dầu khí phấn đấu đạt tốc độ tăng trưởng 15 - 20%/năm; giai đoạn 2016 - 2025 đạt tốc độ tăng trưởng 20 - 25%/năm. Năm 2020, tỷ trọng khai thác dầu thô và khí đốt tự nhiên chiếm 4 - 5% trong cơ cấu ngành công nghiệp và đáp ứng 70 - 80% nhu cầu thị trường; năm 2030 chiếm tỷ trọng 5 - 6% và đáp ứng 80 - 90% nhu cầu.

Phấn đấu khai thác 25 - 38 triệu tấn dầu quy đổi/năm

Theo Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030, trong giai đoạn 2020 - 2030 tập trung phát triển ngành dầu khí đồng bộ, bao gồm các hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tàng trữ, phân phối, dịch vụ và xuất, nhập khẩu.

Về tìm kiếm, thăm dò dầu khí, đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, gia tăng trữ lượng dầu khí xác minh; ưu tiên triển khai ở những vùng nước sâu, xa bờ, chồng lấn và nhạy cảm; tích cực triển khai đầu tư ra nước ngoài trong hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Phấn đấu gia tăng trữ lượng dầu khí xác minh đạt 35 - 45 triệu tấn quy dầu/năm.

Về khai thác dầu khí, nghiên cứu các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu và duy trì mức sản lượng khai thác dầu khí tối ưu, đảm bảo an toàn và hạn chế nguy cơ bị ngập nước của các mỏ đang khai thác; tích cực mở rộng hoạt động đầu tư khai thác dầu khí ra nước ngoài. Phấn đấu khai thác 25 - 38 triệu tấn dầu quy đổi/năm, trong đó khai thác dầu thô giữ ổn định ở mức 18 - 20 triệu tấn/năm và khai thác khí 8 - 19 tỷ m^3/năm.

Về phát triển công nghiệp khí, tích cực phát triển theo hướng đa dạng hóa thị trường tiêu thụ, khí sẽ được cung cấp cho các ngành: sản xuất điện, phân bón, hóa chất, các ngành công nghiệp, giao thông vận tải và dân dụng với quy mô sản lượng khoảng 19 tỷ m^3/năm vào năm 2025. Nghiên cứu kết nối hệ thống đường ống Đông - Tây Nam Bộ, đường ống dẫn khí xuyên quốc gia làm cơ sở kết nối với đường ống dẫn khí khu vực Đông Nam Á. Nghiên cứu các giải pháp công nghệ phù hợp để thu gom và sử dụng có hiệu quả nguồn khí từ các mỏ nhỏ, mỏ biên phục vụ các nhu cầu phát triển kinh tế của đất nước.

Về công nghiệp chế biến dầu khí, dự kiến đến năm 2020 hoàn thành xây dựng 3 - 5 nhà máy lọc hóa dầu với tổng công suất khoảng 26 - 32 triệu tấn/năm, xây dựng và đưa vào vận hành từ 1 - 2 tổ hợp hóa dầu. Đến năm 2025, tiếp tục mở rộng và xây dựng 6 - 7 nhà máy lọc hóa dầu nâng tổng công suất lọc dầu 45 - 60 triệu tấn/năm, đáp ứng khoảng 50% nhu cầu sản phẩm hóa dầu cơ bản.

Về phát triển dịch vụ dầu khí, tăng cường đầu tư chiều sâu chiếm lĩnh thị trường dịch vụ công nghệ cao như thu nổ địa chấn; khoan thăm dò, khai thác tại các vùng nước sâu, xa bờ, có điều kiện địa chất phức tạp; tư vấn, quản lý dự án; thiết kế, chế tạo thiết bị dầu khí; vận chuyển dầu thô; khí thiên nhiên, khí hóa lỏng, khí nén…

Nguyễn Cảnh

PETROVIETNAM khai thác 13,87 triệu tấn dầu quy đổi

Trong 6 tháng đầu năm 2014, công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí được Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) triển khai theo đúng kế hoạch đề ra. Sản lượng khai thác dầu khí đạt 13,87 triệu tấn dầu quy đổi, vượt 11,4% so với kế hoạch Chính phủ giao, trong đó có 8,48 triệu tấn dầu thô (trong nước 7,55 triệu tấn, nước ngoài 0,93 triệu tấn) và 5,39 tỷ m^3 khí.

Petrovietnam đặt kế hoạch khai thác trên 13 triệu tấn dầu quy đổi trong 6 tháng cuối năm 2014. Ảnh: PVN

Nộp ngân sách Nhà nước 85,8 nghìn tỷ đồng

Trong 6 tháng đầu năm 2014, Petrovietnam tiếp tục giữ được nhịp độ phát triển tốt, hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu nhiệm vụ kế hoạch đề ra, hiệu quả sinh lời vốn của Tập đoàn duy trì ở mức cao. Trong lĩnh vực cốt lõi, Tập đoàn thu nổ 8.551 địa chấn 2D và 3.897km^2 địa chấn 3D; thi công 17 giếng khoan thăm dò/thẩm lượng, 47 giếng khoan khai thác ở trong nước và 11 giếng khoan phát triển khai thác ở nước ngoài. Tập đoàn có 2 phát hiện dầu khí mới (Hàm Rồng Nam-1X và Sao Vàng-1X); sản lượng khai thác đạt 13,87 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó có 8,48 triệu tấn dầu thô (trong nước 7,55 triệu tấn, nước ngoài 0,93 triệu tấn) và 5,39 tỷ m^3 khí. Trong đó, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" khai thác 2,76 triệu tấn dầu, cung cấp khí vào bờ 763,9 triệu m^3, đưa vào khai thác 11 giếng. Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP) gia tăng trữ lượng 8,67 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 1,88 triệu tấn dầu và 595 triệu m^3 khí…

Đồng thời, Tập đoàn vận hành an toàn các đường ống dẫn khí, cung cấp cho các hộ tiêu thụ trong nước 5,26 tỷ m^3 khí khô, 31,8 nghìn tấn condensate và 158,4 nghìn tấn LPG; sản xuất và cung cấp cho lưới điện Quốc gia 8,44 tỷ kWh; sản xuất 836 nghìn tấn đạm và 2,46 triệu tấn xăng dầu các loại. Doanh thu dịch vụ dầu khí trong 6 tháng đầu năm đạt 116 nghìn tỷ đồng, chiếm 30,6% tổng doanh thu toàn Tập đoàn. Các chỉ tiêu tài chính của Petrovietnam trong 6 tháng đầu năm 2014 đều hoàn thành vượt mức kế hoạch đề ra, hiệu quả sinh lời vốn tiếp tục duy trì ở mức cao. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 380 nghìn tỷ đồng, vượt 21,7% kế hoạch 6 tháng và bằng 57% kế hoạch năm Chính phủ giao. Giá trị đóng góp cho ngân sách Nhà nước đạt 85,8 nghìn tỷ đồng, vượt 27,2% so với kế hoạch 6 tháng - tương đương 21,3 nghìn tỷ đồng (1 tỷ USD).

Về chỉ tiêu tài chính hợp nhất, tổng doanh thu của Tập đoàn đạt 192,4 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế

Bảng 1. *Kế hoạch sản xuất kinh doanh của Petrovietnam trong 6 tháng cuối năm và ước thực hiện năm 2014*

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kế hoạch năm 2014 *(Chính phủ giao)*	Thực hiện 6 tháng đầu năm 2014	Kế hoạch 6 tháng cuối năm 2014	Ước thực hiện năm 2014
1	Khai thác Dầu khí	Triệu tấn quy đổi	25,71	13,87	13,28	27,18
	Dầu thô	*Triệu tấn*	*16,21*	*8,48*	*8,55*	*17,06*
	Trong nước	*Triệu tấn*	*14,37*	*7,55*	*7,67*	*15,22*
	Ngoài nước	Triệu tấn	1,84	0,93	0,88	1,84
	Khí	Tỷ m^3	9,50	5,39	4,73	10,12
2	Điện	Tỷ kWh	15,70	8,44	8,02	16,46
3	Đạm	Nghìn tấn	1.525	836,0	724,0	1.606
4	Xăng dầu khác loại	Nghìn tấn	4.636	2.460	2.497	4.952
5	Doanh thu toàn Tập đoàn	Nghìn tỷ đồng	666,5	380,0	354,4	768,9
6	Nộp ngân sách toàn Tập đoàn	Nghìn tỷ đồng	140,5	85,8	73,1	175,4

đạt 23,6 nghìn tỷ đồng (chưa tính phần lãi từ hoạt động của Vietsovpetro), tăng 19% so với kế hoạch 6 tháng Chính phủ giao. Hệ số bảo toàn vốn tính đến ngày 30/6/2014 đạt 1,07 lần (vốn chủ sở hữu 375,9 nghìn tỷ đồng, tăng 25,7 nghìn tỷ đồng so với đầu kỳ 1/1/2014) - đảm bảo an toàn và phát triển vốn. Hệ số vay và nợ ngân hàng/tổng tài sản tính đến ngày 30/6/2014 là 0,25 lần, đảm bảo an toàn cho sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển.

Tại Hội nghị sơ kết 6 tháng đầu năm và triển khai nhiệm vụ 6 tháng cuối năm 2014, các đại biểu đã thảo luận, phân tích các khó khăn trong hoạt động sản xuất kinh doanh như: kết quả gia tăng trữ lượng dầu khí trong nước không đạt như kỳ vọng; một số chỉ tiêu sản xuất đạt so với kế hoạch nhưng thấp hơn so với cùng kỳ năm 2013; công tác tái cơ cấu được triển khai tích cực nhưng việc thoái vốn ở một số lĩnh vực đầu tư gặp nhiều khó khăn; sản lượng tiêu thụ nhiên liệu sinh học còn thấp...

Đưa 7 mỏ/công trình mới vào khai thác

Trong 6 tháng cuối năm 2014, Petrovietnam tập trung hoàn thành Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035; chỉ đạo các đơn vị thực hiện nghiêm túc Đề án tái cơ cấu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam theo Quyết định số 46/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ và Nghị quyết liên tịch 872/NQLT-DKVN của Ban Thường vụ Đảng ủy - Hội đồng thành viên về một số nhiệm vụ và giải pháp đẩy mạnh công tác tái cơ cấu giai đoạn 2014 - 2015. Trước mắt, Tập đoàn tập trung hoàn thành cổ phần hóa Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau và chuẩn bị để cổ phần hóa Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power), Công ty TNHH MTV Công nghiệp Tàu thủy Dung Quất (DQS), Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) trong năm 2015.

Đồng thời, Tập đoàn kiểm soát chặt chẽ tiến độ triển khai các dự án, phối hợp với các nhà thầu dầu khí đảm bảo kế hoạch tìm kiếm, thăm dò dầu khí, phát triển mỏ và khai thác dầu khí theo đúng kế hoạch đề ra; tiếp tục hợp tác chặt chẽ với Bộ Quốc phòng/Bộ Tư lệnh Hải quân trong việc triển khai các hợp đồng dầu khí và đảm bảo an ninh quốc phòng, bảo vệ chủ quyền biên giới quốc gia. Dự kiến, trong 6 tháng cuối năm, Tập đoàn sẽ ký 2 - 5 hợp đồng dầu khí mới, thi công 14 giếng khoan thăm dò/thẩm lượng và đưa 7 mỏ/công trình mới vào khai thác.

Đối với các dự án lọc hóa dầu, Tập đoàn giám sát chặt chẽ tiến độ công tác thi công nạo vét lần đầu các công trình biển tại Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn; đẩy nhanh tiến độ đền bù giải phóng mặt bằng cho dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam; xử lý các vấn đề kỹ thuật phát sinh trong quá trình vận hành, thực hiện các công tác tối ưu hóa Nhà máy sản xuất xơ sợi Polyester Đình Vũ; tập trung phát triển thị trường tiêu thụ các sản phẩm mới (xơ sợi, nhiên liệu sinh học)…

Về các dự án điện, Tập đoàn thử nghiệm hiệu chỉnh và hòa lưới điện quốc gia tổ máy số 2 dự án Thủy điện Đakdrinh; hoàn thành công tác xây dựng, lắp đặt và thí nghiệm hiệu chỉnh thiết bị, đảm bảo mục tiêu phát điện các tổ máy Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 trong năm 2014 và ký kết hợp đồng mua bán điện trong Quý III/2014; thi công cọc đại trà và tiến hành thi công móng, lắp đặt kết cấu thép khu vực nhà máy chính dự án Nhiệt điện Thái Bình 2; lựa chọn vị trí cảng nhập than Nhà máy Nhiệt điện Quảng Trạch 1…

Theo kế hoạch 6 tháng cuối năm 2014, Petrovietnam sẽ khai thác 13,28 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó 8,55 triệu tấn dầu và 4,73 tỷ m^3 khí, sản xuất 8,02 tỷ kWh điện, 724 triệu tấn đạm, 2.497 triệu tấn xăng dầu các loại.

Ngọc Linh

Tập trung xây dựng đội ngũ cán bộ KHOA HỌC KỸ THUẬT DẦU KHÍ

Ngày 24/7/2014, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đã đến thăm và làm việc với Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). Đây là chuyến thăm và làm việc đầu tiên với đơn vị thành viên sau khi ông Nguyễn Xuân Sơn đảm nhận trọng trách Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, thể hiện sự quan tâm đặc biệt đến đội ngũ cán bộ khoa học công nghệ của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn phát biểu chỉ đạo tại buổi làm việc với Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Lê Văn

Tại buổi làm việc, TS. Phan Ngọc Trung - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam đã báo cáo tóm tắt với Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác về quá trình hoạt động, kết quả nghiên cứu Viện Dầu khí Việt Nam đạt được trong thời gian qua. Các kết quả nghiên cứu khoa học của Viện đã định hướng cho công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong nước; làm sáng tỏ các cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích trên đất liền và thềm lục địa Việt Nam cũng như ở nước ngoài, góp phần vào việc phát hiện dầu khí trong đá móng trước Kainozoi; tối ưu hóa công tác khoan, khai thác, bơm ép nước, nâng cao hệ số thu hồi dầu đảm bảo sản lượng khai thác. Viện đã xây dựng được cơ sở dữ liệu về tính chất dầu thô, khí, condensate Việt Nam; nghiên cứu lựa chọn công nghệ, xúc tác, nguyên liệu, đa dạng hóa sản phẩm, tiết kiệm năng lượng, chống ăn mòn phục vụ cho việc hoạt động ổn định và nâng cao hiệu quả của các nhà máy lọc hóa dầu, chế biến khí, giải quyết nhiều vấn đề thuộc lĩnh vực an toàn và bảo vệ môi trường cũng như kinh tế và quản lý dầu khí...

Về định hướng nghiên cứu, phát triển KHCN đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035, TS. Phan Ngọc Trung cho biết, Viện Dầu khí Việt Nam đặt mục tiêu làm chủ các công nghệ tiên tiến, cải tiến, sáng tạo một số công nghệ bản quyền, góp phần thực hiện thành công các mục tiêu về gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác, nâng cao hiệu quả đầu tư cho các dự án thăm dò, khai thác dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Trong đó, Viện Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh công tác xây dựng mô hình mô phỏng, nghiên cứu phân tích, quản lý khai thác; tiến tới tư vấn, xây dựng báo cáo ODP, FDP hoàn chỉnh cho các nhà thầu dầu khí; lập, tư vấn, triển khai các dự án EOR, phát triển và đưa vào khai thác các mỏ phức tạp (địa chất, CO_2, H_2S cao), mỏ nhỏ, mỏ cận biên trong nước và dự án nước ngoài; nghiên cứu ứng dụng và phát triển công nghệ gia tăng thu hồi dầu (EOR), chú trọng đến các nghiên cứu công nghệ mới (nano…) và có các giải pháp độc quyền. Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam triển khai nghiên cứu công nghệ khai thác dầu khí nước sâu và tư vấn công nghệ, lập kế hoạch các dự án khai thác dầu khí nước sâu; nghiên cứu đánh giá tổng thể các tài nguyên dầu khí phi truyền thống ở Việt Nam (như gas hydrate, shale gas, CBM…) phục vụ cho công tác quy hoạch các hoạt động thăm dò và nghiên cứu định hướng khai thác…

Trong lĩnh vực hóa chế biến dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam nắm bắt xu hướng thị trường, công nghệ thế giới, đề xuất dự án hiệu quả (IRR ≥ 13%); làm chủ các công nghệ hiện có, ứng dụng công nghệ mới để tư vấn vận hành các nhà máy chế biến dầu khí an toàn, ổn định (PAF > 95%), hiệu quả (EII, MEI trong nhóm dẫn đầu khu vực); cải tiến, sáng tạo công nghệ bản quyền để tạo lợi thế cạnh tranh về công nghệ. Viện Dầu khí Việt Nam sẽ hợp tác với tư vấn nước ngoài để hoàn thiện cơ sở dữ liệu về thị trường nguyên liệu, sản phẩm, công nghệ, xúc tác, hóa chất, hóa phẩm; sáng tạo và sử dụng công cụ hiện đại để lập quy

VPI THỰC HIỆN 183 ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC TRONG 6 THÁNG ĐẦU NĂM 2014

Trong 6 tháng đầu năm 2014, Viện Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển khai thực hiện 183 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học; đọc thẩm định, nhận xét 16 báo cáo (RAR, ODP, FDP...); thực hiện phân tích mẫu, 123 hợp đồng dịch vụ khoa học công nghệ cho các công ty, liên doanh dầu khí trong và ngoài nước. Các đơn vị của Viện Dầu khí Việt Nam đã gửi đơn đăng ký sáng chế và được Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ chấp nhận: Quy trình sản xuất methanol từ hỗn hợp H_2/CO_2 bằng lò phản ứng dạng màng (PVPro); Quy trình cracking nhựa thải bằng phương pháp cracking nhiệt và cracking xúc tác sử dụng chất xúc tác cracking tầng sôi (FCC) thải từ các nhà máy lọc dầu (PVPro); Chất xúc tác dùng để chuyển hóa hỗn hợp H_2/CO_2 thành methanol và phương pháp sản xuất methanol sử dụng chất xúc tác này (PVPro); Chế phẩm xử lý nước thải nhiễm dầu và kim loại nặng từ các giàn khai thác dầu khí ngoài khơi, quy trình chế tạo chế phẩm này và quy trình xử lý nước thải nhiễm dầu và kim loại nặng từ các giàn khai thác dầu khí ngoài khơi (CTAT). CPSE được Tổng cục Môi trường - Bộ Tài nguyên và Môi trường cấp Giấy chứng nhận đủ điều kiện hoạt động dịch vụ quan trắc môi trường.

hoạch, tìm kiếm và đánh giá dự án; triển khai chương trình sản xuất sạch, an toàn (chống ăn mòn), hiệu quả hơn (đánh giá, so sánh hiện trạng, tìm và thực hiện giải pháp); đa dạng hóa nguyên liệu, sản phẩm, kéo dài chuỗi giá trị để giảm rủi ro, tăng lợi nhuận; tự sản xuất một số xúc tác, hóa chất, hóa phẩm, vật liệu composite để giảm chi phí sản xuất, bảo trì/bảo dưỡng; cải tiến, sáng tạo công nghệ bản quyền: chế biến sâu khí và khí có hàm lượng CO_2 cao, chế biến dầu nặng, nhiên liệu từ biomass; sản xuất một số hóa phẩm như PPD, demulsifier, deoiler, chất diệt khuẩn, chất hoạt động bề mặt… phục vụ hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí. Nắm vững công nghệ tiên tiến, tiến tới làm chủ công nghệ thu gom, vận chuyển, tàng trữ và sử dụng khí, đặc biệt là các nguồn khí có hàm lượng CO_2, H_2S cao, đủ khả năng tư vấn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam về lập báo cáo kinh tế kỹ thuật, FS, thiết kế công nghệ cho các dự án vận chuyển, tàng chứa, xử lý và phân phối khí. Bên cạnh đó, Viện Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh công tác tư vấn trong việc ứng dụng công nghệ xử lý môi trường, công nghệ sản xuất sạch, quản lý rủi ro, giải pháp ứng phó sự cố tràn dầu, xây dựng cơ sở dữ liệu môi trường dầu khí, tiến tới phát triển các sản phẩm, công nghệ bản quyền trong xử lý môi trường…

Lãnh đạo Viện Dầu khí Việt Nam cũng thẳng thắn đánh giá những mặt chưa đạt được như mức độ chuyên sâu chưa đồng đều, một số lĩnh vực chưa đạt được trình độ tiên tiến trong khu vực; các nghiên cứu ứng dụng, phát triển công nghệ, sản phẩm mới vẫn chỉ dừng ở quy mô nhỏ; công tác nghiên cứu cơ bản vẫn chiếm tỷ trọng khiêm tốn trong hoạt động nghiên cứu khoa học; chưa thu hút được nhiều chuyên gia có kinh nghiệm trong thực tiễn sản xuất… Ngoài việc chủ động triển khai các giải pháp, Viện Dầu khí Việt Nam đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hàng năm giao một khoản kinh phí nhất định để chủ động triển khai các nghiên cứu cơ bản, nghiên cứu dài hạn có tính chiến lược như: nghiên cứu về biển Đông, nghiên cứu sản xuất sạch hơn, nghiên cứu tài nguyên dầu khí phi truyền thống, nâng cao hệ số thu hồi dầu...

Phát biểu chỉ đạo tại buổi làm việc, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn đánh giá cao vai trò quan trọng của khoa học công nghệ đối với sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam, đặc biệt là giữ vững sự ổn định và tăng trưởng trong điều kiện nguồn nhiên liệu hóa thạch ngày càng cạn kiệt. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định sẽ tiếp tục tăng cường đầu tư cho khoa học công nghệ, đồng thời yêu cầu người đứng đầu các đơn vị phải nhận thức đầy đủ về vai trò của khoa học công nghệ, xây dựng chương trình sử dụng hiệu quả Quỹ phát triển khoa học công nghệ.

Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn đề nghị Viện Dầu khí Việt Nam phối hợp với các ban chức năng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Hội Dầu khí Việt Nam nghiên cứu, đề xuất các giải pháp để tạo sự đột phá trong gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí ở trong và ngoài nước; nâng cao giá trị các sản phẩm dầu khí, đẩy mạnh sản xuất, nghiên cứu ứng dụng, làm chủ công nghệ… Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam cần xây dựng cơ chế thu hút và trọng dụng nhân tài, đào tạo cán bộ, chuyên gia giỏi cho Ngành; tăng cường đội ngũ nghiên cứu, đào tạo cán bộ lãnh đạo có năng lực, trí tuệ, bản lĩnh; đề xuất cơ chế thí điểm luân chuyển cán bộ đến các đơn vị sản xuất. Bên cạnh đó, Viện Dầu khí Việt Nam cần tăng cường công tác quảng bá hình ảnh và thương hiệu ra thị trường quốc tế, đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét cơ chế khuyến khích cán bộ có công trình khoa học và bài báo đăng trên các tạp chí khoa học quốc tế.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mong các nhà khoa học Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục cống hiến trí tuệ cho sự phát triển của Ngành Dầu khí Việt Nam. Về cơ bản, Chủ tịch HĐTV nhất trí với các kiến nghị, đề xuất của Viện Dầu khí Việt Nam và giao các ban chức năng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phối hợp với Viện để hiện thực hóa các kiến nghị. Đồng thời, Chủ tịch Nguyễn Xuân Sơn yêu cầu các đơn vị trong Ngành quan tâm hơn nữa đến công tác nghiên cứu khoa học, phối hợp với Viện Dầu khí Việt Nam xây dựng đội ngũ cán bộ khoa học kỹ thuật của Ngành ngày càng lớn mạnh, đưa Petrovietnam phát triển bền vững.

Ngọc Linh

PHÂN TẬP TRẦM TÍCH THEO PHỨC HỆ TRÙNG LỖ Ở LÔ 05-1 BỂ NAM CÔN SƠN

CN. Nguyễn Văn Săng Vô
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Nghiên cứu sinh địa tầng trầm tích bể Nam Côn Sơn gắn liền với công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí. Việc phân tích các giống loài hóa đá trùng lỗ góp phần xây dựng và hoàn thiện thang địa tầng, đồng thời phản ánh lịch sử phát triển địa chất và cổ địa lý trong khu vực nghiên cứu. Các tập hợp hóa đá trùng lỗ nghiên cứu tại Lô 05-1 bể Nam Côn Sơn giai đoạn Neogen phong phú và đa dạng về giống loài, giúp cho việc xác định tuổi tương đối, phân chia địa tầng và liên hệ địa tầng trong khu vực khá chính xác. Trong bài báo này, tác giả dựa vào sự biến đổi của các nhóm hóa đá trùng lỗ để xác định sự thay đổi môi trường trầm tích, từ đó phân tập trầm tích trong giai đoạn từ Miocen giữa đến Pliocen ở giếng khoan A đặc trưng cho Lô 05-1 bể Nam Côn Sơn.

Từ khóa: *Phân tập trầm tích, hóa đá trùng lỗ, giai đoạn Neogen, Lô 05-1, bể Nam Côn Sơn.*

1. Giới thiệu

Các hóa đá trùng lỗ tìm thấy tại Lô 05-1 bể Nam Côn Sơn chủ yếu phong phú trong các trầm tích Neogen. Các trầm tích trước đó thưa thớt hoặc vắng mặt các hóa đá trùng lỗ. Hóa đá trùng lỗ bắt đầu phát triển từ đầu giai đoạn Miocen, phong phú vào cuối Miocen đến hiện tại. Sự thay đổi và phát triển của các hóa đá trùng lỗ gắn liền với sự thay đổi trầm tích trong khu vực nghiên cứu. Vì vậy, nghiên cứu sự thay đổi các nhóm hóa đá trùng lỗ là cơ sở quan trọng để đánh giá sự thay đổi và phân tập trầm tích trong giai đoạn Neogen ở khu vực nghiên cứu.

Các nhóm trùng lỗ đặc trưng phản ánh môi trường trầm tích phát hiện ở Lô 05-1 bể Nam Côn Sơn [1, 3, 9] gồm:

- Nhóm trùng lỗ trôi nổi thường phong phú ở môi trường thềm lục địa và môi trường biển sâu (ở môi trường nước nông rất ít hoặc vắng mặt), gồm: Globigerinoides, Globorotalia, Globigerina, Orbulina, Pulleniatina…

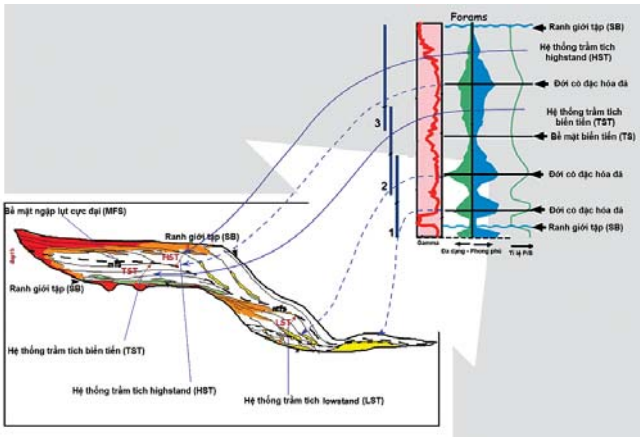
- Nhóm trùng lỗ bám đáy vỏ cát (Agglutinate foram) có môi trường sống đa dạng, trải rộng từ môi trường thềm lục địa đến môi trường nước sâu, gồm: Haplophragmoides, Cyclammina, Ammobaculites, Trochamina, Glomospira…

- Nhóm rotalids đặc trưng cho các trầm tích biển nông như: Ammonia, Pseudorotalia, Asterorotalia, Elphidium…

- Nhóm trùng lỗ bám đáy dạng múi (Miliolids) đặc trưng cho môi trường nước nông với độ mặn của nước biển cao. Nếu tập hợp với số lượng lớn thì chúng rất hữu ích trong việc xác định môi trường trầm tích biển có độ mặn cao như môi trường vũng vịnh trong trầm tích mảnh vụn hoặc carbonate. Các giống được tìm thấy trong khu vực nghiên cứu với số lượng rất nhỏ, chủ yếu là: Pyrgo, Spiroloculina, Triloculina, Quinqueloculina…

- Nhóm hóa đá trùng lỗ bám đáy lớn (Lager foram) đặc trưng cho môi trường nước nông đến trung bình, môi trường nước sạch, có độ mặn cao, nằm ở đới ánh sáng, thường gặp trong các trầm tích carbonate. Các giống loài phát hiện trong khu vực như: Lepidocyclina, Amphistegina, Operculina…

- Nhóm hóa đá trùng lỗ bám đáy vỏ vôi sống ở môi trường thềm (Shelf calcareous) phân bố liên tục trong môi trường từ biển nông giữa thềm đến ngoài thềm, sống ở môi trường có độ mặn nước biển cao, có thể chia thành nhiều nhóm nhỏ hơn dựa vào độ sâu mực nước sinh sống của từng giống loài hóa đá. Các giống loài tìm thấy trong khu vực gồm: Cristellaria, Heterolepa, Nonion, Cibicides, Lagena, Planulina…



Hình 1. *Mô hình các tập trầm tích và đặc trưng hóa đá trùng lỗ [4, 9]*

- Nhóm trùng lỗ bám đáy sống ở môi trường nước sâu - lạnh (Deep cold water calcareous) giúp xác định môi trường trầm tích nước sâu rất tốt, như: Cassidulina, Globocassidulina, Gyroidina, Melonis, Pullenia, Sphaeroidina…

- Nhóm trùng lỗ bám đáy sống ở môi trường nước sâu, thiếu oxy (Oxygen-deficient condition) sống ở môi trường bề mặt trầm tích biển sâu, thiếu oxy, đặc trưng cho môi trường trầm tích ngoài thềm đến trầm tích biển sâu. Các giống tìm thấy trong khu vực nghiên cứu: Bolivina, Brizalina, Bulimina, Trifarina, Cancris…

- Nhóm trùng lỗ bám đáy vỏ cát ở môi trường nước sâu (Deep agglutinate foram) thường có vỏ phức tạp hơn các nhóm sống trong môi trường nước nông do chịu áp lực cột nước lớn, gồm: Clavulina, Gaudryina, Vulvulina…

Trên cơ sở sự biến đổi của các nhóm trùng lỗ bám đáy trên và nhóm trùng lỗ trôi nổi xuất hiện trong khu vực nghiên cứu, có thể phân tập trầm tích chi tiết trong khu vực nghiên cứu như Hình 1 [4, 5, 9]:

- Mặt biển tiến (Transgressive surface): Các giống loài trùng lỗ bám đáy đặc trưng cho môi trường biển bắt đầu xuất hiện trong các trầm tích cùng với sự xuất hiện thưa thớt các giống loài trùng lỗ trôi nổi. Các nhóm hóa đá thường ở môi trường nước nông như: nhóm có vỏ cát đơn giản, nhóm rotalids, nhóm trùng múi.

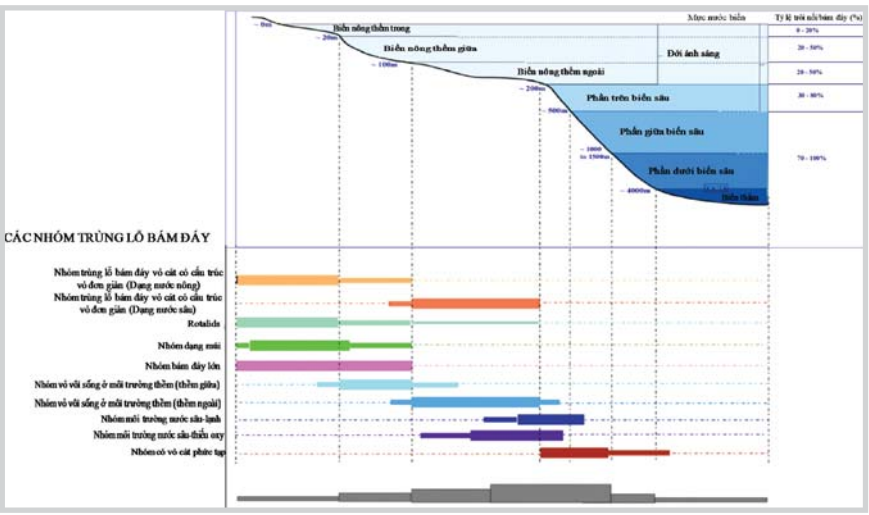
- Hệ trầm tích biển tiến (Transgressive systems tract): Các giống loài trùng lỗ bám đáy đặc trưng môi trường biển gia tăng nhiều hơn. Các nhóm ở môi trường nước sâu hơn như các nhóm trùng lỗ vỏ vôi ở môi trường thềm phát triển; nhóm trùng lỗ trôi nổi cũng bắt đầu tăng dần. Có thể phát hiện một số hóa đá vi cổ sinh bị tái trầm tích. Giai đoạn trầm tích này tương đối ổn định hơn. Vật liệu trầm tích môi trường thềm biển, mịn dần theo chiều sâu cột nước.

- Bề mặt ngập lụt cực đại (Maximum flooding surface): Xuất hiện nhiều hóa đá trùng lỗ bám đáy môi trường biển sâu và trùng lỗ trôi nổi với số lượng phong phú, đa dạng. Các nhóm trùng lỗ bám đáy sống ở môi trường nước sâu lạnh, thiếu oxy, nhóm vỏ cát đặc trưng cho môi trường nước sâu chiếm đa số. Nhóm trùng lỗ trôi nổi có thể đạt trên 70%. Trong giai đoạn này, trầm tích ổn định, cột nước đạt đỉnh. Vật liệu trầm tích mịn hạt. Thường đánh dấu đới cô đặc.

- Hệ trầm tích highstand (Highstand sytems tract): Các giống loài hóa đá bắt đầu thưa dần do cột nước bắt đầu hạ dần. Vật liệu trầm tích trong bờ đẩy ra nhiều hơn, có thể mang theo hóa đá môi trường nước nông, vì thế giai đoạn này có thể xuất hiện sự đan xen giữa các nhóm hóa đá đặc trưng cho vùng nước nông và nước sâu. Phong phú hóa đá trùng lỗ bám đáy sống tự do trên bề mặt, trùng lỗ trôi nổi giảm dần về số lượng.

- Ranh giới tập (Sequence boundary): Trầm tích thô hơn, chủ yếu là cát. Có rất ít hoặc vắng mặt các hóa đá vi cổ sinh; có thể phát hiện hóa đá bị tái trầm tích trong giai đoạn này.

Thông thường khi phân tích ở từng vị trí cụ thể rất khó xác định rõ ranh giới giữa các đơn vị trong tập trầm tích. Ở Lô 05-1, các giếng khoan phân tích chủ yếu ở môi trường thềm nên thường vắng mặt trầm tích lowstand, do không có hoặc trầm tích rất mỏng trong giai đoạn này. Các tập trầm tích phân chia dựa vào các phức hệ trùng lỗ trong khu vực chủ yếu xác định 2 đơn vị đặc trưng là hệ thống trầm tích biển tiến và hệ thống trầm tích highstand.



Hình 2. *Môi trường phân bố các nhóm trùng lỗ bám đáy*

2. Phân tập trầm tích dựa vào đặc trưng hóa đá trùng lỗ các trầm tích giai đoạn Neogen

Môi trường trầm tích trong giai đoạn Neogen ở giếng khoan A Lô 05-1 bể Nam Côn Sơn chủ yếu từ môi trường thềm đến phần trên biển sâu. Môi trường trầm tích biến đổi ở giai đoạn đầu Miocen giữa, dần ổn định ở Miocen muộn và Pliocen.

2.1. Giai đoạn Miocen giữa

Hóa đá trùng lỗ xuất hiện tương đối thưa ở giai đoạn đầu và dần phát triển phong phú ở giai đoạn

sau. Nhóm hóa đá trùng lỗ bám đáy trong giai đoạn này chủ yếu là các nhóm ở môi trường biển nông như nhóm: rotalids, trùng lỗ dạng múi, trùng lỗ vỏ vôi sống ở môi trường thềm nước nông. Ở một số đoạn trầm tích vôi có xuất hiện nhóm trùng lỗ lớn. Nhóm trùng lỗ trôi nổi tương đối thưa thớt ở giai đoạn đầu và phát triển dần về sau.

Môi trường trầm tích tương đối biến đổi trong giai đoạn này. Dựa vào sự biến đổi của các nhóm trùng lỗ vỏ cát, trùng lỗ vỏ vôi và trùng lỗ trôi nổi, kết hợp với sự biến đổi của các nhóm trùng lỗ bám đáy có thể phân chia chi tiết trong giai đoạn này có 5 tập trầm tích nhỏ được đánh số theo thứ tự từ MM1 đến MM5 (Hình 3 và 4).

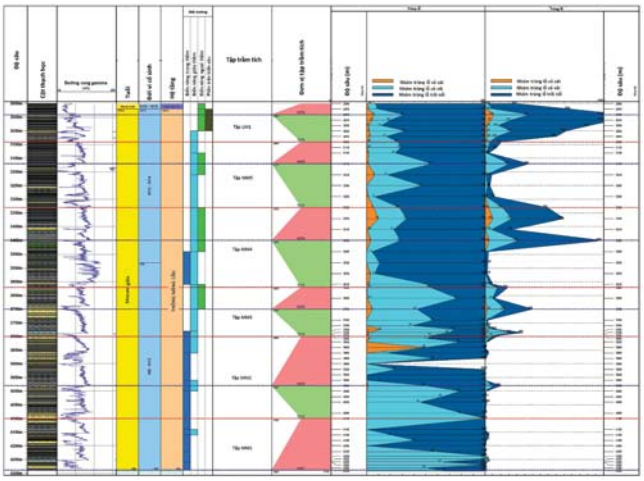
2.2. Giai đoạn Miocen muộn

Các hóa đá tìm thấy trong giai đoạn Miocen muộn phong phú và đa dạng hơn, chủ yếu thuộc nhóm ở môi trường nước sâu (như nhóm trùng lỗ bám đáy sống ở môi trường nước sâu - lạnh, nhóm trùng lỗ bám đáy sống ở môi trường nước sâu - thiếu oxy, nhóm trùng lỗ bám đáy vỏ cát ở môi trường nước sâu), nhóm trùng lỗ trôi nổi khá phong phú. Điều này cho thấy trong giai đoạn Miocen muộn trầm tích có xu hướng sâu và ổn định hơn, môi trường trầm tích chủ yếu từ biển nông ngoài thềm đến phần trên của biển sâu.

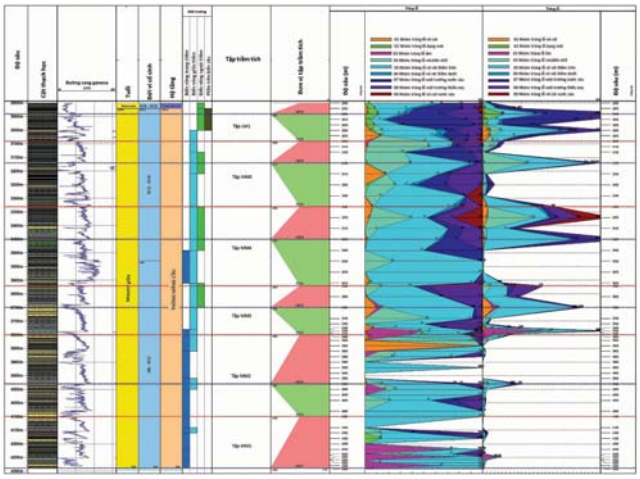
Dựa vào sự xuất hiện của các nhóm trùng lỗ vỏ cát, trùng lỗ vỏ vôi và nhóm trùng lỗ trôi nổi, kết hợp với sự biến đổi của các nhóm trùng lỗ bám đáy, tác giả phân chia chi tiết trong giai đoạn này có 2 tập trầm tích nhỏ được đánh số theo thứ tự từ LM1 đến LM2 (Hình 5 và 6).

2.3. Giai đoạn Pliocen

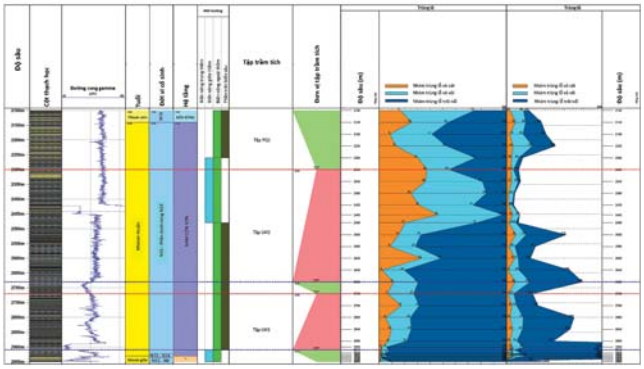
Các nhóm hóa đá xuất hiện trong giai đoạn Pliocen chủ yếu thuộc môi trường từ thềm nước sâu đến biển sâu. Nhóm hóa đá trùng lỗ tương đối phong phú, không biến đổi nhiều, cho thấy điều kiện trầm tích trong giai đoạn này tương đối ổn định. Môi trường trầm tích không thay đổi nhiều so với giai đoạn trước. Xu hướng trầm tích vẫn từ biển nông ngoài thềm đến biển sâu. Dựa vào sự xuất hiện của các nhóm trùng lỗ vỏ cát, trùng lỗ vỏ vôi và nhóm trùng lỗ trôi nổi, kết hợp với sự biến đổi của các nhóm trùng lỗ bám đáy có thể phân chia chi tiết trong



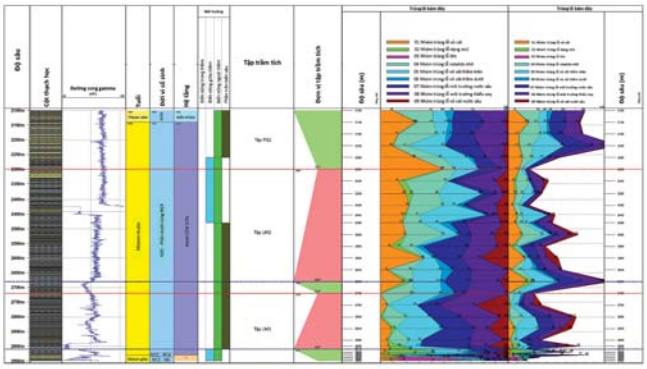
Hình 3. *Các tập trầm tích và sự biến đổi các nhóm trùng lỗ vỏ cát, vỏ vôi và trùng lỗ trôi nổi ở Miocen giữa*



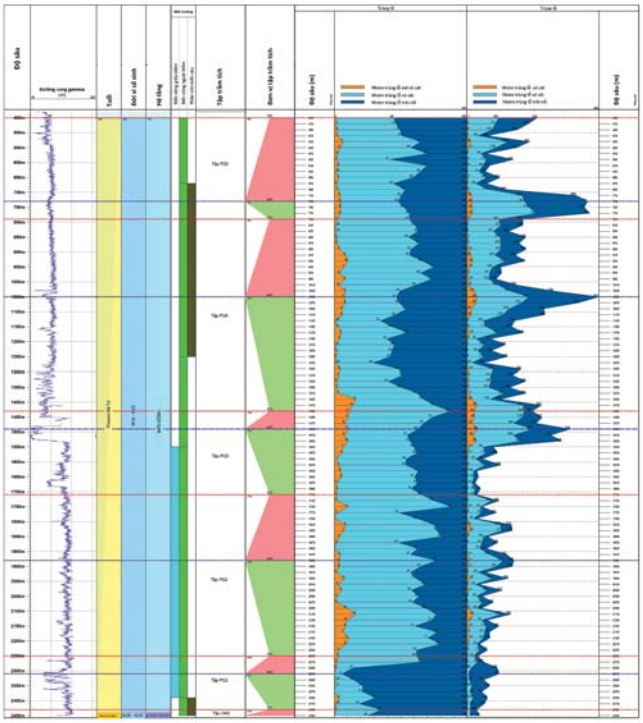
Hình 4. *Các tập trầm tích và sự biến đổi các nhóm trùng lỗ bám đáy ở Miocen giữa*



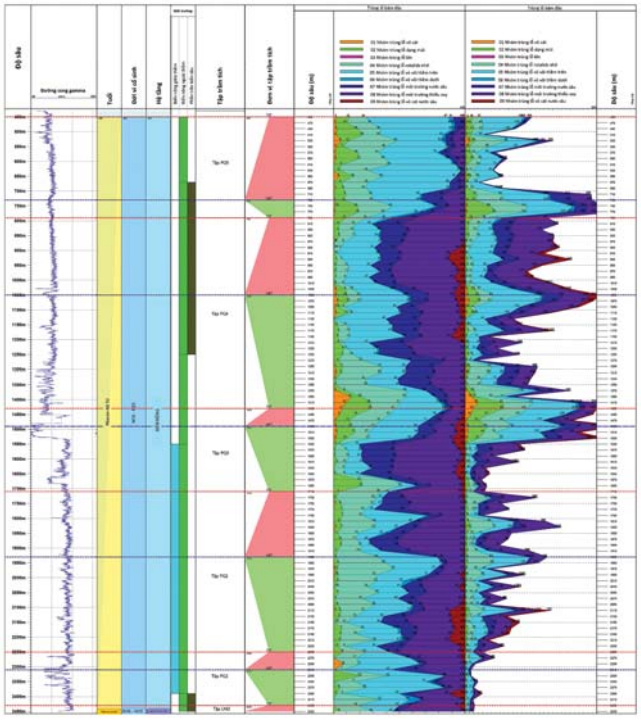
Hình 5. *Các tập trầm tích và sự biến đổi các nhóm trùng lỗ vỏ cát, vỏ vôi và trùng lỗ trôi nổi ở Miocen muộn*



Hình 6. *Các tập trầm tích và sự biến đổi các nhóm trùng lỗ bám đáy ở Miocen muộn*



Hình 7. *Các tập trầm tích và sự biến đổi các nhóm trùng lỗ vỏ cát, vỏ vôi và trùng lỗ trôi nổi ở Pliocen*



Hình 8. *Các tập trầm tích và sự biến đổi các nhóm trùng lỗ bám đáy ở Pliocen*

1. Ammonia yabei, (Ishizaki, 1948), 1a mặt bụng, 1b mặt lưng, thước tỷ lệ 200µm; 2.Elphidium crispum, (Linnaeus, 1758), 2a, 2b mặt bên, thước tỷ lệ 200µm; 3. Pyrgo oblonga (d'Orbigny, 1839), mặt bụng, thước tỷ lệ 200µm; 4. Cyclamina cancellata (Brady, 1879), mặt bên, thước tỷ lệ 300µm; 5. Bigenerina nodosaria (d'Orbigny, 1826), mặt bên, thước tỷ lệ 100µm; 6. Quinqueloculina lamarckiana (d'Orbigny, 1839), 6a, 6b mặt bên, thước tỷ lệ 200µm; 7.Cristellaria spp., (d'Orbigny, 1826), mặt bên, thước tỷ lệ 200µm; 8. Melonis affine, (Reuss, 1851), 8a mặt bên, 8b mặt miệng, thước tỷ lệ 20µm; 9. Globocassidulina bisecta, (Nomura, 1983), mặt miệng, thước tỷ lệ 150µm; 10. Pullenia bulloides, (d'Orbigny, 1846), 10a mặt miệng, 10b mặt bên, thước tỷ lệ 150µm.; 11. Bolivina spp., (d'Orbigny, 1839), 11a, 11b mặt bên, thước tỷ lệ 100µm; 12. Brizalina spp., (Costa, 1856), 12a, 12b mặt bên, thước tỷ lệ 100µm; 13. Sphaeroidina bulloides, (d'Orbigny, 1826), 13a, 13b mặt bên, thước tỷ lệ 200µm; 14. Lepidocyclina spp., (Gumbel, 1870), mặt bên, thước tỷ lệ 500µm; 15. Amphistegina lessonii, (d'Orbigny, 1826), 15a mặt bụng, 15b mặt lưng, thước tỷ lệ 500µm; 16. Gaudryina triangularis, (Cushman, 1911), mặt bên, thước tỷ lệ 100µm; 17. Clavulina angularis, (d'Orbigny, 1826), mặt bên, thước tỷ lệ 100µm.

Hình 9. *Một số giống loài hóa đá trùng lỗ bám đáy được tìm thấy trong khu vực nghiên cứu*

giai đoạn này có 5 tập trầm tích nhỏ được đánh số theo thứ tự từ PQ1 đến PQ5 (Hình 7,8).

3. Kết luận

Phân tích hóa đá trùng lỗ cung cấp dữ liệu quan trọng về môi trường. Từng nhóm trùng lỗ đặc trưng phân bố ở những môi trường từ nông đến sâu khác nhau. Việc phân nhóm hóa đá trùng lỗ dựa vào đặc điểm chung về hình thái, môi trường sống… giúp dễ dàng nhận biết sự thay đổi môi trường trầm tích trong một khu vực. Dựa vào sự biến đổi của các nhóm trùng lỗ đặc trưng cho từng môi trường, biểu hiện cho từng giai đoạn trầm tích, có thể

phân tập trầm tích một cách tương đối chính xác. Đây là cơ sở tham khảo hữu ích khi nghiên cứu về môi trường trầm tích của một khu vực.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Ngọc, Nguyễn Hữu Cử, Đỗ Bạt. *Hóa thạch trùng lỗ (Foraminifera) Kainozoi thềm lục địa và các vùng lân cận ở Việt Nam*. Viện Khoa học và Công nghệ Việt Nam. 2006.

2. Nguyễn Văn Hội. *Báo cáo tổng hợp các kết quả phân tích để xác định các đới chuẩn cổ sinh trầm tích Đệ tam bể Nam Côn Sơn phục vụ cho phân chia địa tầng và xác định môi trường trầm tích.* 1998.

3. Dominic Emery, Keith Myers. *Sequence stratigraphy*. Blackwell Science. 1996: p. 89 - 107.

4. Hilary Clement Olson, Peter R.Thompson. *Sequence biostratigraphy with examples from the Plio-Pleistocene and Quaternary*. Applied stratigraphy. 2005; 23: p. 227 - 247.

5. Michael Holz, Marcello G.Simões. *Taphonomy - overview of main concepts and applications to sequence stratigraphic analysis.* Applied stratigraphy. 2005; 23: p. 249 - 278.

6. John W.Murray. *Ecology and applications of benthic foraminifera*. Cambridge University Press. 2006: p. 281 - 319.

7. James P.Kennett, M.S.Srinivasan. *Neogene planktonic foraminifera: A phylogenetic atlas*. Hutchinson Ross Publishing Company. 1983.

8. K. Knödel, G. Lange, H.-J.Voigt. *Environmental geology*. Handbook of field methods and case studies. Springer Publisher. 2007: p. 507 - 510.

9. Antoine A H Wonders. *A sequence stratigraphy*. Oriented Micropaleontology. 2013: p. 6 - 35.

10. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo sinh địa tầng một số giếng khoan thuộc Lô 05-1 thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn*. 2008, 2011, 2013.

Sequence-stratigraphic interpretation in Block 05-1 of Nam Con Son basin based on foraminiferal assemblages

Nguyen Van Sang Vo
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Biostratigraphical analysis always accompanies petroleum exploration. Foraminiferal analysis especially contributes to building up sequence stratigraphic framework as well as discovering the geological history and paleogeography. Foraminiferal assemblages recovered in block 05-1 of the Nam Con Son basin in the Neogene period are relatively abundant and diverse. This assists in the determination of age, sequence subdivision, and stratigraphic correlation. In this article, the author identified the shifts of depositional environment based on the changes of the foraminiferal groups, then focused on interpreting the sequence stratigraphy in the period from Middle Miocene to Pliocene in well A, which is typical for Block 05-1 of the Nam Con Son basin.

Key words: *Sequence-stratigraphic, foraminiferal, Neogen period, Block 05-1, Nam Con Son basin.*

TỔNG KẾT VÀ ĐÁNH GIÁ CÔNG TÁC BƠM TRÁM XI MĂNG CHO CÁC GIẾNG KHOAN CÓ NHIỆT ĐỘ VÀ ÁP SUẤT CAO TẠI BỂ NAM CÔN SƠN

KS. Phạm Trường Giang[1], KS. Lê Vũ Quân[1], ThS. Nguyễn Minh Quý[1]
ThS. Lê Thị Thu Hường[1], KS. Đỗ Văn Hiển[2], ThS. Trương Hoài Nam[2]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam
[2]Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

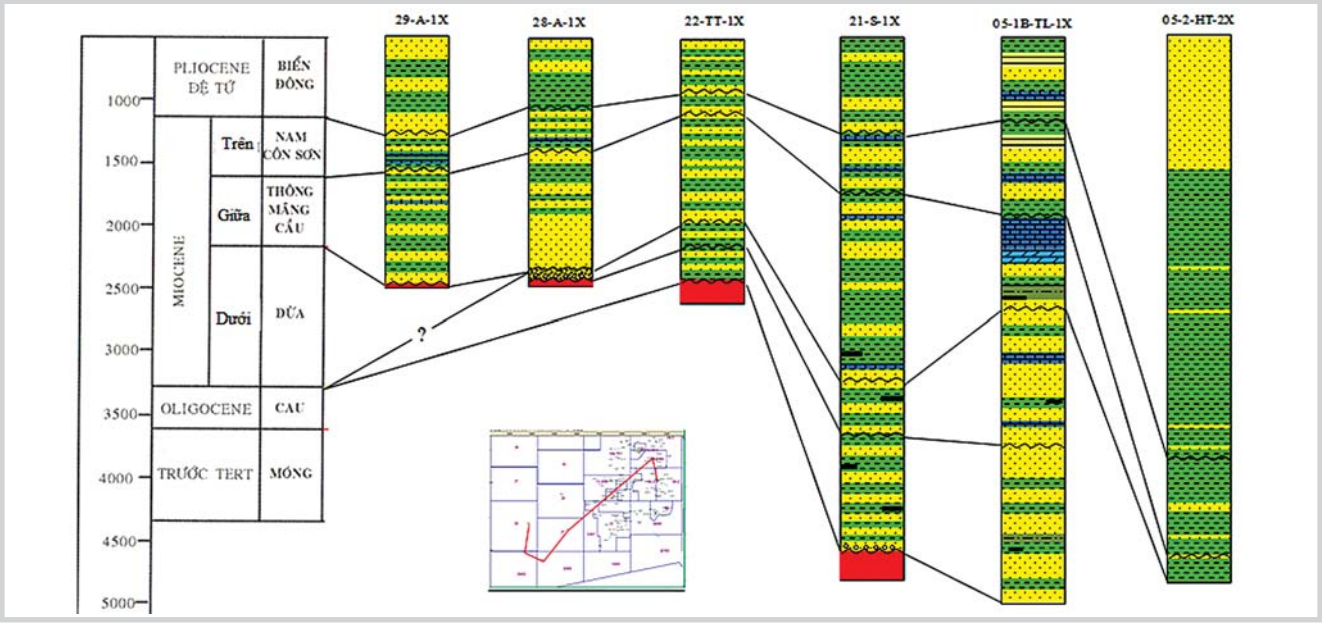
Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu tổng hợp, phân tích và đánh giá hiệu quả công tác bơm trám xi măng cho các giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao tại bể Nam Côn Sơn và đề xuất giải pháp nâng cao chất lượng và tuổi thọ xi măng, giảm thiểu rủi ro và phức tạp do điều kiện địa chất, góp phần đảm bảo hiệu quả khai thác lâu dài, giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nâng cao hiệu quả quản lý và phê duyệt các chương trình thi công khoan tại các khu vực có điều kiện nhiệt độ và áp suất cao.

Từ khóa: *Bơm trám xi măng, nhiệt độ cao, áp suất cao, sự cố, phức tạp, thi công khoan, dị thường, bể Nam Côn Sơn.*

1. Giới thiệu

Sự thành công của công tác trám xi măng, chất lượng và tuổi thọ của vành đá xi măng trong điều kiện vỉa có ý nghĩa quan trọng, đảm bảo thi công giếng khoan an toàn tới chiều sâu thiết kế, tạo sự ngăn cách giữa các vỉa sản phẩm, giữ cho giếng khoan ổn định trong suốt quá trình khai thác.

Kết quả tổng hợp và đánh giá hiện trạng công tác khoan tại bể Nam Côn Sơn cho thấy, số lượng sự cố phức tạp liên quan đến công tác bơm trám xi măng không nhiều, phần lớn xảy ra tại các tầng chứa có điều kiện nhiệt độ và áp suất cao (có nơi nhiệt độ lên đến hơn 200°C hoặc áp suất thủy tĩnh trên 2 SG). Sự cố này gây nhiều khó khăn, phức tạp trong công tác khoan nói chung và hiệu quả bơm trám xi măng nói riêng… Trong đó, có sự cố điển hình tại giếng khoan 05.1b-TL-2X: khi thi công đến chiều sâu 4.829m, gặp áp lực vỉa rất cao, tỷ trọng dung dịch lên đến trên 19ppg nên phải dừng khoan và chống ống đường kính 7 - 7 5/8" trước khi tiếp tục khoan. Công tác bơm trám xi măng bị ảnh hưởng bởi áp suất cao khiến thiết bị hỏng hóc, phải đổ cầu xi măng và chống thêm 5" để phục vụ công tác thử vỉa. Sự cố trên đã ảnh hưởng đến tiến độ, chi phí thi công, chất lượng giếng khoan (mất 55,8 ngày và trên 10 triệu USD để khắc phục sự cố).



Hình 1. *Mặt cắt liên kết các giếng khoan bể Nam Côn Sơn theo hướng Tây Nam - Đông Bắc*

Đặc điểm địa tầng - trầm tích nổi bật của bể Nam Côn Sơn là bề dày trầm tích thay đổi rất lớn từ Tây sang Đông, mặt cắt liên kết địa tầng các giếng khoan (Hình 1). Tại khu vực Đông Bắc bể, trầm tích Kainozoi có bề dày thay đổi 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 04, 05).

Nguyên nhân gây ra dị thường áp suất và nhiệt độ cao như sự thiếu nén ép trong trầm tích sét trẻ và chôn vùi nhanh, giãn nở tương đối của chất lưu do nhiệt so với khung đá, sự mất nước của khoáng vật smectite ở độ sâu nhất định, sự sinh thành dầu khí từ đá mẹ giàu kerogen, chuyển động nén ép ngang, hệ quả của việc thay đổi nồng độ muối. Bảng 1 và Hình 2 tổng hợp một số giếng khoan có chiều sâu và đối tượng gặp hiện tượng nhiệt độ cao/áp suất cao.

Dị thường áp suất và nhiệt độ cao ảnh hưởng lớn đến công tác chống ống và trám xi măng: ống chống dễ bị lệch tâm, gây khó khăn trong việc đưa chân ống chống đến chiều sâu thiết kế do chênh áp cao; ảnh hưởng đến khả năng vận hành của thiết bị bơm trám; mức độ liên kết của xi măng với ống chống và xi măng với thành hệ không đồng đều. Nhiệt độ cao ảnh hưởng đến tính chất lý hóa của vữa xi măng: giảm thời gian đông kết, giảm độ nhớt dẻo và giới hạn chảy, ảnh hưởng đến thi công và chất lượng đá xi măng. Chênh lệch thấp giữa áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa tại các giếng có dị thường áp suất gây khó khăn cho việc tính toán tỷ trọng dung dịch vữa xi măng thích hợp. Nhiệt độ cao cũng làm giảm tỷ trọng dung dịch do hiện tượng giãn nở, có thể gây phức tạp trong quá trình thi công.

Bảng 1. *Nhiệt độ tại một số giếng khoan theo tài liệu MDT, RFT*

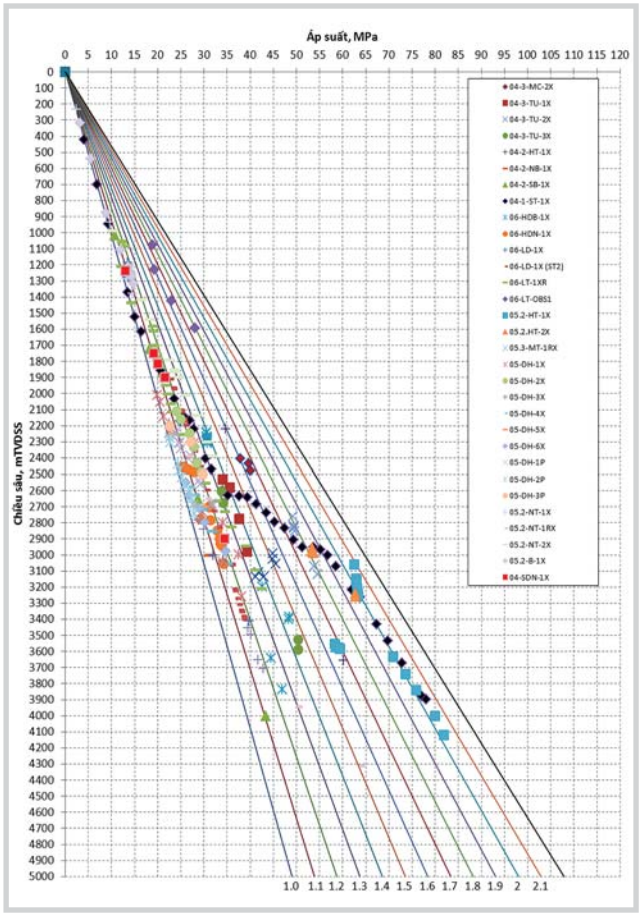
Giếng	Chiều sâu (m)	Hệ tầng	Nhiệt độ (°C)
04-2-SB-1X	3.154,5	Miocen giữa	133
	3.983,0	Miocen giữa	163
	3.995,0	Miocen giữa	163
	4.002,0	Miocen giữa	165
04-1-ST-1X	3.296,0	Miocen giữa	130
	3.888,0	Miocen dưới	165
04-2-HT-1X	3.748,0	Miocen giữa	172
	4.548,0	Miocen giữa	210
04-2-NB-1X	3.297,5	Oligocen	129,4
	3.788,5	Oligocen	140
	4.001,5	Móng	143,9
	4.154,7	Móng	143,3
04-3-TU-3X	2.608,0	Miocen giữa	120
	2.686,0	Miocen giữa	125
	3.547,5	Miocen dưới	148
	3.618,5	Miocen dưới	153
	3.808,0	Móng	152
04-3-TU-2X	2.991,0	Miocen giữa	125
	3.025,0	Miocen giữa	126
	3.055,0	Miocen giữa	133
	3.110,0	Miocen dưới	131
	3.134,0	Móng	135
	2.779,5	Miocen dưới	124
04-3-TU-1X	3.077,0	Móng	125
	3.357,0	Móng	129

Trong thời gian tới, một số cấu tạo tại bể Nam Côn Sơn có điều kiện nhiệt độ và áp suất cao sẽ được đưa vào phát triển khai thác. Do đó, việc tổng kết và đánh giá hiệu quả công tác bơm trám xi măng giếng khoan tại khu vực này, rút ra các bài học kinh nghiệm và đề xuất giải pháp nâng cao chất lượng và tuổi thọ xi măng, giảm thiểu rủi ro và phức tạp do điều kiện địa chất sẽ góp phần đảm bảo hiệu quả khai thác lâu dài.

2. Đánh giá công tác bơm trám xi măng tại các giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao ở bể Nam Côn Sơn

2.1. Nguyên tắc phân loại giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao

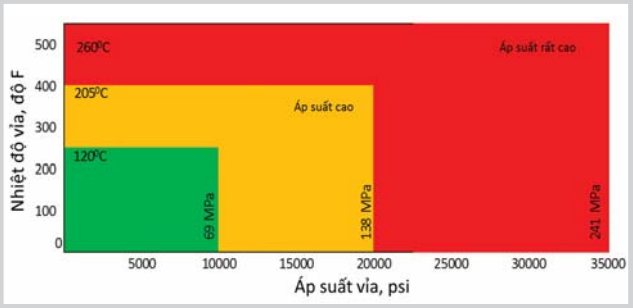
Thực tế thi công khoan tại bể Nam Côn Sơn cho thấy, các giếng khoan gặp điều kiện nhiệt độ và áp suất cao chủ yếu tập trung tại khu vực phía Đông Bắc của bể, gồm



Hình 2. *Biểu đồ áp suất một số giếng khoan bể Nam Côn Sơn*

các Lô 04-3, 05-1, 05-2 và 05-3. Khi tổng hợp, phân loại các giếng khoan gặp điều kiện nhiệt độ và áp suất cao tại bể Nam Côn Sơn, nhóm tác giả dựa vào tiêu chí được áp dụng phổ biến trên thế giới, có điều chỉnh cho phù hợp với điều kiện thực tế thi công khoan tại Việt Nam, trong đó quy định các giếng thi công qua địa tầng có nhiệt độ vượt quá 120°C, áp suất vỉa vượt quá 10.000psi hoặc tỷ trọng dung dịch tương đương trên 15,3ppg sẽ được coi là giếng có điều kiện nhiệt độ hoặc áp suất cao (Hình 3).

Dựa vào tiêu chí phân loại như trên, có 21/34 giếng khoan đã được thi công tại khu vực Lô 04, 05 bể Nam Côn Sơn gặp điều kiện nhiệt độ và áp suất cao (Bảng 2), trong đó chủ yếu tập trung tại địa tầng có tuổi Miocen giữa và Miocen sớm. Kết quả tổng hợp và phân tích số liệu bơm trám xi măng chủ yếu tập trung tại các địa tầng và giếng khoan gặp nhiệt độ, áp suất cao (các giếng không gặp phức tạp này cũng được sử dụng cho công tác phân tích và đánh giá chất lượng bơm trám xi măng).



Hình 3. *Tiêu chí phân loại điều kiện nhiệt độ, áp suất cao*

Bảng 2. *Tổng hợp 21 giếng khoan gặp nhiệt độ/áp suất cao ở bể Nam Côn Sơn*

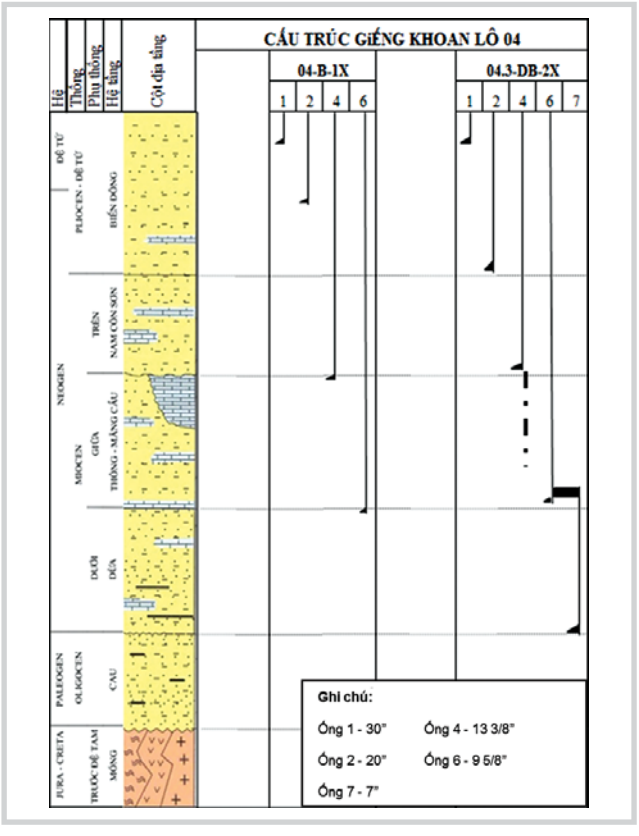
TT	Tên giếng	Độ sâu gặp nhiệt độ/áp suất cao (m)
1	04.1-ST-1X	3.216 - 3.896
2	04.1-ST-2X	2.415 - 2.945
3	04.3-DB-2XST	2.500 - 3.340
4	04.3-DB-2X	
5	04.3-MC-2X	2.430 - 3.050
6	04.3-TU-1X	2.554 - 3.009
7	04.3-TU-2X	-
8	04.3-TU-4X	2.899 - 3.737
9	04.3-TU-5X	2.949 - 4.404
10	05.1-TLB-1X	2.141 - 2.600
11	05.2-HT-1X	2.663 - 4.160
12	05.2-HT-2X	2.700 - 4.155
13	05.2-HT-3X	2.900 - 3.880
14	05.3-NH-1X	3.064 - 3.074
15	05.3-MT-1X	3.000 - 3.400
16	05.3-MT-1RX	2.795 - 3.352
17	05.3-TT-1AX	2.994 - 3.678
18	05.3-MT-1P	2.805 - 3070
19	05.3-MT-3P	3.700 - 4.000
20	05.1b TL-1X	2.800 - 4.341
21	05.1b TL-2X	3.100 - 3.900

2.2. Kết quả tổng hợp và đánh giá công tác bơm trám xi măng

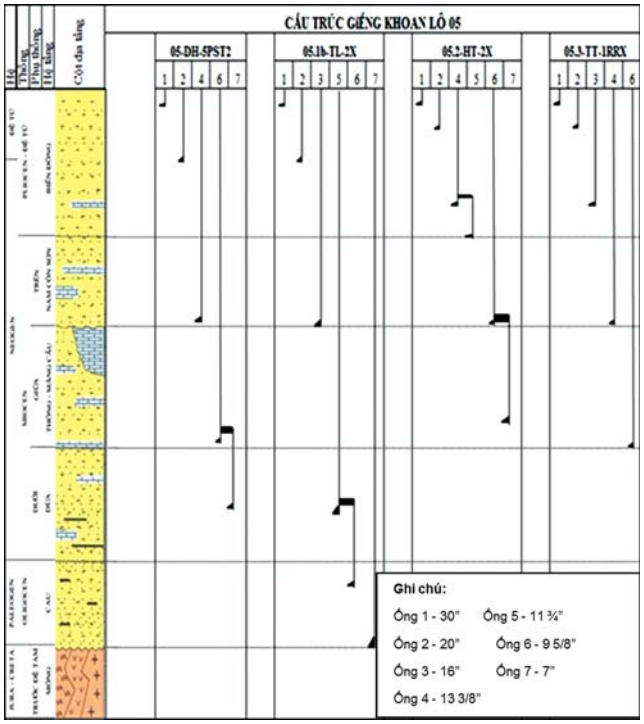
2.2.1. Cấu trúc giếng khoan

Cấu trúc giếng khoan trong các Lô 04, 04-3, 05-1b, 05-2, 05-3 ngoài sự có mặt đầy đủ các kích thước ống thông dụng trong khoan như: 30", 20", 13 3/8", 9 5/8" và ống lửng 7", thì các phức tạp về điều kiện địa chất, đặc biệt là do ảnh hưởng của điều kiện nhiệt độ và áp suất cao nên một số giếng đã phải dùng thêm các cấp ống chống phụ khác như 16", 11 ¾", 7 5/8", 5 ½". Hình 4 - 6 thể hiện một số cấu trúc giếng khoan điển hình tại bể Nam Côn Sơn.

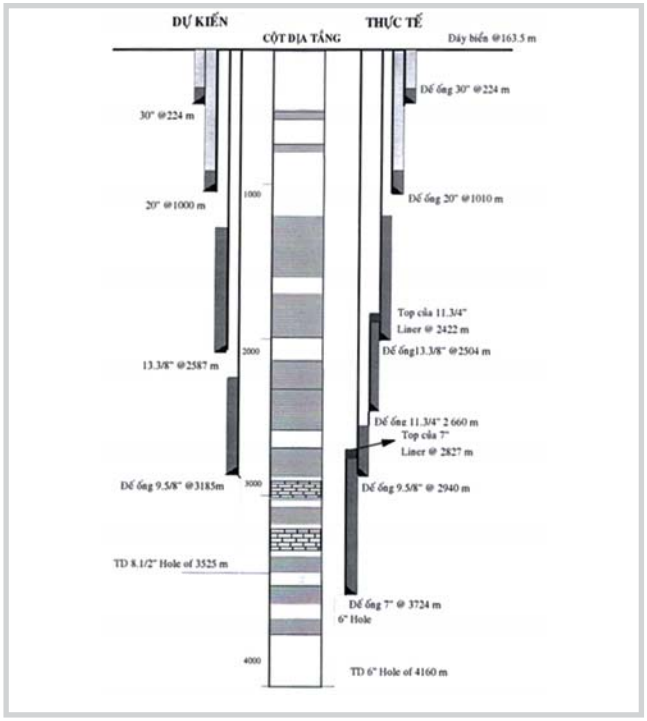
Cấu trúc giếng khoan của một số giếng có điều kiện áp suất, nhiệt độ cao ở bể Nam Côn Sơn (như giếng 04.3-DB-2X, 05.1b-TL-2X, 05.2-HT-1X) khá phức tạp, với 6 - 7 cấp ống chống, có giếng phải sử dụng 2 ống chống lửng hoặc ống chống tạm thời… để khắc phục các sự cố liên quan đến điều kiện áp suất cao. Ví dụ do không lường trước ảnh hưởng của điều kiện nhiệt độ, áp suất cao nên cấu trúc giếng khoan 05.2-HT-1X dự kiến chỉ gồm 4 cấp ống chống. Khi thi công thực tế, giếng khoan này đã được chống thêm 2 ống chống 11 ¾" và 7" để khắc phục các sự



Hình 4. *Các cấu trúc giếng khoan điển hình Lô 04, 04-3*



Hình 5. *Cấu trúc giếng khoan Lô 05*



Hình 6. *Cấu trúc giếng khoan 05.2-HT-1X*

cố gặp phải trong quá trình khoan và đạt được chiều sâu thiết kế, khiến thời gian thi công bị kéo dài.

Vì vậy, khi khoan tại khu vực này, các nhà thầu phải nghiên cứu về dự báo điều kiện nhiệt độ, áp suất để có phương án dự phòng trong quá trình thi công, bao gồm việc bổ sung các cấp ống chống dự phòng 16" và 11 $^{3}/_{4}$" vào thiết kế cấu trúc giếng cũng như tính toán lượng dung dịch, xi măng và các hệ thống thiết bị phụ trợ cho trường hợp khẩn cấp.

2.2.2. Ống chống và phụ kiện

Công tác chống ống được thực hiện bởi các nhà thầu lớn, có nhiều kinh nghiệm như: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Weatherford, Frank's, PV Drilling & BJ Services, AEDC, Halliburton…

Đối với các giếng khoan gặp nhiệt độ cao và áp suất cao, cần lựa chọn vật liệu ống chống để đảm bảo độ ổn định của thành giếng, độ bền và độ ổn định của thân giếng, nâng cao tuổi thọ của giếng. Bảng 3 thể hiện việc lựa chọn vật liệu ống chống cho một số giếng có nhiệt độ và áp suất cao điển hình.

Các giếng khoan thi công trong điều kiện bình thường chỉ sử dụng ống chống với mác thép N80. Tuy nhiên khi giếng khoan gặp điều kiện nhiệt độ và áp suất cao, nhà thầu sử dụng ống chống có mác thép rất cao như P110, Q125 với ứng suất bền bóp méo đạt trên 10.000psi. Điều này cho thấy nhà thầu đã tính toán khá chi tiết ảnh hưởng của các yếu tố địa chất phức tạp và đưa ra phương án sử dụng vật liệu ống chống phù hợp trong quá trình thiết kế và thi công.

Các phụ kiện đi kèm ống chống thường là chân đế, van ngược, các loại đầu nối ống chống, đầu treo ống chống, định tâm. Trong bài báo này, nhóm tác giả chỉ quan tâm đến định tâm, vì ảnh hưởng lớn đến hiệu quả công tác bơm trám vữa xi măng trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao.

Các giếng khoan đã thi công qua địa tầng có nhiệt độ và áp suất cao chủ yếu là các giếng thăm dò với quỹ đạo gần thẳng đứng. Do đó, số lượng định tâm mà các nhà thầu khoan sử dụng chỉ tương đương với các giếng khoan trong điều kiện thông thường, ngoại trừ các giếng khai thác mới được thi công trong thời gian gần đây (05.3-MT-1P, 05.3-MT-3P, 05.3-MT-6P). Trong đó, giếng khoan 05.1b-TL-2X sử dụng nhiều định tâm tại các cấp ống chống dưới. Nguyên nhân do các giếng thăm dò thi công được thực hiện trong thời gian trước có thời gian làm việc không dài, quỹ đạo gần như thẳng đứng, đều được đổ cầu xi măng hủy giếng ngay sau khi hoàn thành nhiệm vụ thăm dò, thẩm lượng nên nhà thầu không chú trọng sử dụng nhiều định tâm nhằm đảm bảo chất lượng bơm trám xi măng.

2.2.3. Công nghệ và thiết bị bơm trám

Các nhà thầu bơm trám như Nowsco, BJ, Dowell/ Schlumberger, Halliburton đã sử dụng các hệ thống thiết bị bơm trám xi măng chuyên dụng đảm bảo công suất hoạt động của các thiết bị theo chiều sâu thiết kế của

Bảng 3. *Vật liệu ống chống*

Tên giếng	Độ sâu gặp nhiệt độ, áp suất cao (m)	Ống chống	Chiều sâu chân đế (m)	Mác thép	Trọng lượng chiều dài (lbs/ft)	Áp suất bóp méo (psi)
04.1-ST-1X	2.415 - 2.945	9 5/8"	2.920,0	C95	53,5	7.340
		7"	3.295,0	SM95S	32,0	9.750
04.1-ST-2X	3.000 - 3.795	7 5/8"	3.078,0	P110	39,0	
		5 ½"	3.795,0	P110	20,0	
05.1-TLB-1X	2.141 - 2.600	13 5/8"	2.077,0	P110	83,4	3.980
		Liner 9 5/8"	2.299,0	P110	53,5	7.950
05.2-HT-1X	2.663 - 4.160	11,75"	2.660,0	P110	65,0	4.480
		9,625"	2.940,0	P110 Q125	47,0 53,5	5.300 5.630
05.2-HT-2X	2.700 - 4.155	11,75"	2.989,0	P110	65,0	4.480
		9,625"	3.296,5	Q125 P110	53,5 53,5	8.440 7.950
		7"	3.710,0	Q125	32,0	11.710
05.2-HT-3X	2.900 - 3.880	13,375"	2.729,0	P110	72,0	2.880
		9,625"	3.374,0	Q125	54,5	4.760
05.3-NH-1X	3.064 - 3.074	13,375"	2.530,0	P-110	72,0	2.880
05.3-MT-1RX	2.795 - 3.352	13,375"	2.908,67	P-110	72,0	2.880
05.3-MT-1P	2.805 - 3.070	5 ½"	3.065,0	SM125S	29,7	
05.3-MT-3P	3.700 - 4.024	5 ½"	4.024,0	SM12CRS-110	29,7	
05.1b TL-1X	2.800 - 4.341	9 5/8"	30.443,0	L 80	53,5	6.620

từng cột ống. Về công nghệ bơm trám, khi bơm trám xi măng các giếng thuộc Lô 04, 04-3, 05-1b, 05-2, 05-3 bể Nam Côn Sơn các nhà thầu bơm trám thường áp dụng các phương pháp sau:

- Trám thuận 1 tầng: Vữa xi măng được bơm vào ống chống (1 liều hoặc 2 liều khác nhau) kết hợp với nút trám trên và nút trám dưới để đẩy ép vữa xi măng vào khoảng không vành xuyến đến chiều cao thiết kế.

- Phương pháp trám ống chống lửng: Vữa xi măng được bơm qua cần khoan, chân đế ống chống vào khoảng không vành xuyến.

Trong quá trình bơm trám, tốc độ bơm đẩy là một yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến chất lượng vành đá xi măng do ảnh hưởng đến chế độ chảy của dòng vữa xi măng, đặc biệt trong điều kiện áp suất cao. Tốc độ bơm đẩy cần phải được kiểm soát sao cho vữa xi măng hoặc chất lỏng đệm thay thế dung dịch khoan ở chế độ chảy rối (với R_e > 2.800), trong khi đó, tại điều kiện áp suất cao, khi tăng tốc độ bơm để duy trì dòng chảy rối thì luôn có nguy cơ làm tăng sức cản thủy lực dẫn đến phá vỡ vỉa. Bảng 4 tổng hợp tốc độ bơm đẩy xi măng trung bình các cột ống của các giếng trong khu vực nghiên cứu.

Dung dịch đệm và dung dịch rửa được sử dụng trong quá trình bơm trám xi măng nhằm làm sạch mặt tiếp xúc giữa vữa xi măng với bề mặt ống chống và bề mặt thành giếng khoan, đồng thời đẩy toàn bộ dung dịch khoan ra khỏi khoảng không vành xuyến. Thực tế trám xi măng tại

Bảng 4. *Tốc độ bơm đẩy xi măng các cột ống tại các Lô 04, 04-3, 05-1b, 05-2, 05-3*

Cột ống (inch)	Lưu lượng bơm đẩy (gpm)
30	266,8
20	241,5
13 3/8	218,2
11 3/4	294
9 5/8	280
7	328

các giếng khoan bể Nam Côn Sơn cho thấy các nhà thầu đã sử dụng dung dịch đệm và dung dịch rửa có thành phần khác nhau, có thể chỉ là nước biển, nước để trộn vữa xi măng (có chứa các hóa phẩm), nước kỹ thuật pha chế thêm chất hoạt động bề mặt, có thể là các dung dịch pha chế đặc biệt (CW7, CW100, MCS). Các nhà thầu trám Dowell, BJ thường sử dụng nước biển, nước biển ức chế (4% KCl), MCS, Spacer, Spacer UW, MCS-0, CW7, CW100. Việc sử dụng các loại dung dịch rửa và dung dịch đệm kèm theo các hóa phẩm phụ gia sẽ có ảnh hưởng đáng kể đến chất lượng liên kết của xi măng với thành hệ và với ống chống. Như vậy, để nâng cao chất lượng liên kết xi măng cần phải lựa chọn hệ dung dịch rửa và dung dịch đệm phù hợp.

Xi măng được sử dụng để trám là xi măng G, một số giếng có pha thêm chất phụ gia bền nhiệt silicate, tỷ trọng vữa xi măng từ 1,75 - 2,22s.g, nhiệt độ vỉa từ 130 - 155°C, phương pháp trám chủ yếu là trám thuận 1 tầng với 1 hoặc 2 liều vữa. Đơn pha chế vữa xi măng tại một số giếng khoan điển hình thể hiện trong Bảng 7.

Bảng 5. *Thông số kỹ thuật và công nghệ trám xi măng các cột ống chống*

Lô	Ống chống	Đỉnh xi măng (m)	Tỷ trọng xi măng liều vữa đầu (ppg)	Tỷ trọng xi măng liều vữa cuối (ppg)	Phụ gia
04	30″	Đáy biển	15,6 - 15,9		$CaCl_2$
	20″	Đáy biển	11,0 - 12,99	11,8 - 15,9	Salt gel
	13 3/8″	1.130m	11,8 - 13,0	15,74 - 15,8	$CaCl_2$
	9 5/8″		12,6 - 16,0	15,83 - 18,0	D81 Retarder
05	30″	Đáy biển	12,5 - 16,0	15,74 - 15,8	BWOC A-7+ FP-9L
	20″	167m - Đáy biển	12,5 - 12,9	15,74 - 15,9	Extended + R-15LS + FL9LS
	13 3/8″	1.200 - 510m	12,8 - 14,8	15,74 - 15,9	Silica
	9 5/8″	1.834 - 2.323m	12,8 - 16,0	15,8 - 17,83	Silica + D 175, D075, D600, D081 Retarder
	7″	29.450 - 4.155m	14,5 - 16,0	16,0 - 17,0	Halad, SCR-110L, HR-25L…

Bảng 6. *Tính chất vữa xi măng*

Giếng khoan	Nhà thầu trám	Loại xi măng	Tỷ trọng vữa xi măng (s.g)	Nhiệt độ (°C)	Phương pháp trám
05.2-HT-1X	Nowsco	G, G + 35% Silica	1,89 - 2,22	130 - 155	1 tầng (1 liều vữa, 2 liều vữa)
05.2-HT-2X	Dowell/ Schlumberger	G + 35% Silica	2,05 - 2,2	142 - 155	1 tầng (1 liều vữa, 2 liều vữa)
05.2-HT-3X	BJ	G	1,75 - 2,1	108 - 110 (tuần hoàn)	1 tầng (1 liều vữa, 2 liều vữa)
04.3-DB-2X(ST)	BJ	G	1,93 - 1,95		1 tầng, 1 liều, ABL
05.3-MT-3P	Halliburton	G + 35% Silica	1,75 - 2,05	140 - 152	1 tầng, 1 liều
05.3-MT-1RX	Nowsco	Blended+ Silica Flour	1,98	130	1 tầng, 1 liều

Bảng 7. *Đơn pha chế vữa xi măng tại một số giếng khoan*

Giếng khoan	Cột ống	Xi măng	Đơn pha chế
05.2-HT-1X	7″	Silica Flour	T10-L/0,23gps + R55-L/0,21gps + LD18/0,478 + 8FA/32,9 + AFA2/0,01
05.2-HT-2X	7″	G + 35% Silica	D066 35%BOWC + Micromax 45%BOWC + D144/0,05gps + D134/3,2gps + D135/0,35GPS + D080/0,5GPS + D109/0,16GPS
05.2-HT-3X	9 5/8″	G	D175/0,05gps + D135/0,32gps + D134/2,5gps + D080/0,61gps + D801/0,03gps + BOWC-D157/0,5gps + SF/0,35gps
05.3-MT-3P	5 ½″	Esticem blend	35% SSA-1 + 3% Microbond HT + 60% Hi-Dens 4 + WellLife 665 + FPD-C765-04 + 0,3gps CFR-3L + 1,0gps Silicalite Liquid + 0,8gps Halad-413L + 0,4gps SCR-100L + 0,23gps HR-25L

2.3. Đánh giá chất lượng vành đá xi măng

Các thiết bị địa vật lý giếng khoan đo siêu âm như CBL, VDL được sử dụng để kiểm tra và đánh giá chất lượng vành đá xi măng trong một số giếng khoan (Bảng 8).

Chất lượng gắn kết của vành đá xi măng với thành giếng khoan và với ống chống tại một số giếng khoan trong khu vực nghiên cứu rất thấp. Tại giếng 04-ST-2X (cột ống 5 ½″) và giếng 05.1b-TL-2X (cột ống 11 ¾″), vành đá xi măng không có gắn kết tốt mà chủ yếu là gắn kết từng phần và không gắn kết. Một số giếng khoan có chất lượng gắn kết tốt như giếng 05.3-MT-1P (cột ống 5 ½″) và giếng 05.2-HT-2X (cột ống 9 $^5/_8$″). Điều này chứng tỏ chất lượng bơm trám xi măng có sự khác biệt rất lớn giữa các giếng khoan và các nhà thầu.

2.4. Các sự cố, phức tạp và giải pháp khắc phục

Thực tế thi công chống ống và bơm trám xi măng tại các giếng khoan có dị thường nhiệt độ và áp suất cao cho thấy không gặp nhiều phức tạp nếu đảm bảo được hiệu quả kiểm soát giếng khoan. Các sự cố gặp phải trong quá trình chống ống và bơm trám xi măng chủ yếu do nguyên nhân lựa chọn, sử dụng cũng như kiểm toán bền các thiết bị. Ngoài ra, một số sự cố có nguyên nhân do việc lựa chọn và sử dụng hệ xi măng không phù hợp với điều kiện thi công ở nhiệt độ và áp suất cao, dẫn đến thay đổi tính chất vữa xi măng so với thiết kế ban đầu. Bảng 9 thống kê một số sự cố, phức tạp điển hình trong công tác chống ống và bơm trám xi măng cho các giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao tại bể Nam Côn Sơn.

Bảng 8. *Tổng hợp kết quả minh giải tài liệu CBL/VDL*

Giếng khoan	Ống chống	Độ sâu (m)	Độ dày (m)	Chất lượng gắn kết vành đá xi măng					
				Gắn kết tốt (m)		Gắn kết từng phần (m)		Không có xi măng (m)	
				Độ dày (m)	Tỷ lệ (%)	Độ dày (m)	Tỷ lệ (%)	Độ dày (m)	Tỷ lệ (%)
04.3-DB-2X	7"	2.385 - 3.344	959,0	67,0	7,00	892,0	93,00		
04.3-TU-4X	7"	2.899 - 3.737,5	838,5	134,5	16,00	183,0	22,00	521,0	62,00
04.3-TU-5X	7"	2.949,6 - 4.404	1.454,4	280,0	19,25	700,0	48,13	474,4	32,26
04-ST-2X	5 ½"	2.639 - 3.728	1.089,0			653,0	60,00	436,0	40,00
05.1b-TL-2X	11 ¾"	3.109 - 3.897	788,0			677,6	86,00	110,4	14,00
05.2-HT-2X	9 5/8 "	2.725 - 3.278	553,0	174,0	31,00	379,0	69,00		
05.2-HT-1X	7"	2.940 - 3.724	784,0	131,0	17,00	653,0	83,00		
05.3-MT-1P	5 ½"	2.798 - 2.982	184,0	141,5	77,00	42,5	23,00		
05.3-MT-3P	5 ½"	3.722 - 3.903	181,0	76,5	42,00	104,5	58,00		
05.3-MT-6P	5 ½"	3.310 - 4.082	772,0	384,0	50,00	280,0	36,00	108,0	14,00

Bảng 9. *Các sự cố, phức tạp điển hình trong chống ống và bơm trám xi măng*

Giếng khoan	Chiều sâu gặp sự cố (m)	Địa tầng	Mô tả sự cố	Nguyên nhân
05.3-MT-1RX	2.079 - 2.882	Miocen	Bơm ép xi măng ống chống 13 3/8" bị kẹt, mất tuần hoàn, xi măng nằm trong ống chống từ 2.097 - 2.882m	Ảnh hưởng của áp suất đến tính chất vữa xi măng, thời gian đông kết nhanh dẫn đến mất tuần hoàn
05.3-MT-1P			Nổ ống dẫn vữa xi măng dẫn từ Batch Mixer to Cement Unit	Thiết bị
05.1b-TL-2X	4.783	Miocen	Sự cố trám xi măng ống 7 5/8", vữa xi măng không thể ép ra ngoài vành xuyến. Toàn bộ lượng xi măng nằm trong ống chống từ 1.743 - 4.510m	Dụng cụ thả ống bị hở, xói mòn dẫn đến hở đầu treo. Nút trám dưới không thủng khi bơm và van ngược bị tắc
04-A-1X		Miocen	Sau khi trám xi măng ống 9 5/8" phát hiện có xi măng trong ống chống và ống bao	Xi măng xuất hiện từ 708m trở xuống, do đó dự báo ống chống bị hở ở đoạn trên 708m
05.3-MT-3P	2.837	Miocen	Quá trình thả ống chống 13 5/8" đến chiều sâu 2.837m thì bị kẹt, các giải pháp cứu chữa không đạt hiệu quả, ống chống được đặt tại chiều sâu bị kẹt	Do chênh áp, đồng thời ảnh hưởng của quỹ đạo giếng khoan và đáy giếng không được làm sạch tốt gây kẹt ống chống

Một số sự cố, phức tạp điển hình được phân tích chi tiết trong các báo cáo tổng kết: sự cố bơm trám xi măng ống chống 7" tại giếng khoan TL-2X; sự cố trám xi măng ống chống 13 $^{3}/_{8}$" tại giếng khoan MT-1RX; phức tạp khi khoan qua tầng carbonate áp suất cao tại giếng khoan DB-2X.

3. Các giải pháp nâng cao hiệu quả công tác bơm trám xi măng

3.1. Đánh giá hiệu quả công tác bơm trám xi măng

Hiệu quả công tác bơm trám xi măng liên quan đến nhiệt độ cao được đánh giá thông qua chất lượng gắn kết vành đá xi măng theo các khoảng nhiệt độ khác nhau, công tác vận hành của nhà thầu trám… Biểu đồ tổng hợp chất lượng vành đá xi măng theo các khoảng có nhiệt độ khác nhau cho thấy tại nhiệt độ < 120°C, chất lượng gắn kết của vành đá xi măng tốt hơn nhiều so với nhiệt độ > 120°C.

Một trong những nguyên nhân chính dẫn đến chất lượng vành đá xi măng kém tại các khoảng có nhiệt độ cao là do đơn pha chế vữa xi măng được sử dụng chưa hợp lý, các chất phụ gia không có tác dụng trong điều kiện nhiệt độ cao.

Có 4 nhà thầu trám xi măng cho các giếng có điều kiện nhiệt độ và áp suất cao tại khu vực bể Nam Côn Sơn. Trong đó, Nowsco thực hiện bơm trám xi măng tại 9 giếng khoan, BJ thực hiện 6 giếng, Dowell thực hiện 3 giếng và Halliburton thực hiện 3 giếng. Tuy nhiên, chất lượng vành đá xi măng được tổng hợp theo từng nhà thầu trám rất khác nhau (Hình 8), tốt nhất là Halliburton và thấp nhất là Nowsco. Nguyên nhân chính là do chất phụ gia sử dụng chưa thực sự phù hợp cho đối tượng có nhiệt độ cao. Ví dụ như công tác bơm trám cột ống 7" giếng 05.2-HT-1X do nhà thầu Nowsco thực hiện, nhiệt độ tĩnh đáy giếng (3.725m) là 149°C, nhiệt độ tuần hoàn

là 113°C, các chất phụ gia được sử dụng là T10-L/0,23gps + R55-L/0,21gps + LD18/0,478 + 8FA/32,9 + AFA2/0,01, trong đó nhiều chất phụ gia được khuyến cáo không thể giữ được tính năng khi nhiệt độ cao hơn 225°F (107°C), như phụ gia chống mất nước LD18 chỉ có tác dụng khi nhiệt độ tuần hoàn từ 80 - 200°F (tức là từ 27 - 93°C).

Sự khác biệt giữa chất lượng vành đá xi măng (Hình 8) có thể chưa đánh giá chính xác năng lực của các nhà thầu trám do còn nhiều yếu tố khách quan khác, tuy nhiên, đây cũng là một yếu tố nên được sử dụng để tham khảo.

3.2. Giải pháp nâng cao hiệu quả công tác bơm trám xi măng

Từ kết quả tổng hợp và đánh giá, nhóm tác giả đề xuất các nhóm giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả công tác bơm trám xi măng cho các giếng khoan có điều kiện nhiệt độ, áp suất cao:

- Nhóm giải pháp liên quan đến cấu trúc ống chống và phụ kiện ống chống, bao gồm việc đề xuất cấu trúc giếng khoan tối ưu cho các đối tượng có điều kiện nhiệt độ/áp suất cao tại bể Nam Côn Sơn cũng như các phụ kiện cần thiết, điển hình là số lượng định tâm ống chống đối với các loại giếng khoan khác nhau

- Nhóm giải pháp liên quan đến đơn pha chế và vật liệu bơm trám, bao gồm việc đề xuất đơn pha chế vữa xi măng và các phụ gia bền nhiệt phù hợp cho các cấp nhiệt độ thành hệ khác nhau

3.3. Đề xuất một số đơn pha chế vữa xi măng cho các khoảng trám có điều kiện nhiệt độ cao

- Đối với khoảng trám có nhiệt độ từ 120 - 150°C

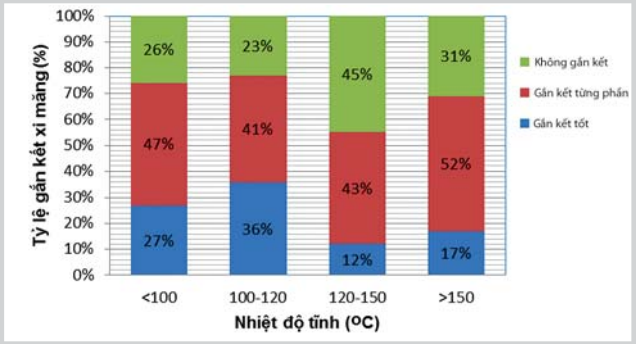
+ Loại xi măng: G + 35% Silica

+ Các chất phụ gia sử dụng (Bảng 10), tùy thuộc hàm lượng muối trong nước pha trộn để chọn loại phụ gia thích hợp

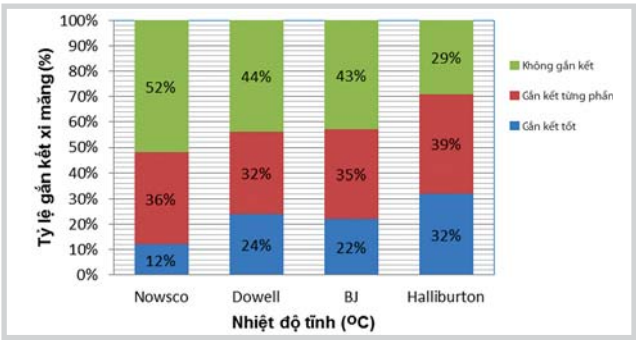
- Đối với khoảng trám có nhiệt độ trên 150°C

+ Loại xi măng: Elasti Cem Blend hoặc G + 35% Silica

+ Các chất phụ gia sử dụng (Bảng 10), tùy thuộc hàm lượng muối trong nước pha trộn để chọn loại phụ gia thích hợp



Hình 7. *Chất lượng vành đá xi măng tại các khoảng có nhiệt độ khác nhau*



Hình 8. *Tổng hợp chất lượng vành đá xi măng theo nhà thầu trám*

Bảng 10. *Đơn pha chế vữa xi măng cho các khoảng trám có nhiệt độ cao*

Nhiệt độ 120 - 150°C	BJ	Dowell	Nowsco	Halliburton
Chất chống mất nước	FL-63, FL-52, FL-33, FL-HTFL 1250	Uniflex	D-24, LD-24	Halad 14, Halad 600LE, Halad 413
Chất chậm đông	R-6, LWL, Diacel	D8, D110, D28, D150	R-55, LWL, Diacel	HR-12, HR-15, SCR-100
Chất ổn định độ bền xi măng ở nhiệt độ cao	S-8C, S-8	D30, D66	L-10, SFA-200, SFA-325	SSA-1, SSA-2
Các chất phụ gia khác như chất nhanh đông, chất chống tạo bọt, chất phân tán, chất giãn nở, chất tăng/giảm tỷ trọng… được sử dụng tùy theo điều kiện thực tế như thành phần sét, loại dung dịch khoan sử dụng, loại xi măng sử dụng…				

(a)

Nhiệt độ trên 150°C	BJ	Dowell	Nowsco	Halliburton
Chất chống mất nước	FL-63, FL-33	Uniflex, D73, D158, D143	D-28, LD-28	GasStop HT, 600LE, Halad 413
Chất chậm đông	R-8, SR-30	D150	R-57	HR-20, HR-25
Chất ổn định độ bền xi măng ở nhiệt độ cao	S-8C, S-8	D30, D66	L-10, SFA-200, SFA-325	SSA-1, SSA-2
Các chất phụ gia khác như chất nhanh đông, chất chống tạo bọt, chất phân tán, chất giãn nở, chất tăng/giảm tỷ trọng… được sử dụng tùy theo điều kiện thực tế như thành phần sét, loại dung dịch khoan sử dụng, loại xi măng sử dụng…				

(b)

4. Kết luận

Các lô thuộc khu vực phía Đông và Đông Bắc bể Nam Côn Sơn có đặc điểm địa chất rất phức tạp. Đối tượng địa chất phức tạp nhất là hệ tầng Nam Côn Sơn (Miocen trên) và Thông - Măng Cầu (Miocen giữa), trong đó phức tạp địa chất điển hình là 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 gây ra nhiều khó khăn cho công tác khoan cũng như chống ống, gia cố bơm trám xi măng giếng khoan.

Tại khu vực nghiên cứu có 24 giếng khoan đã thi công qua địa tầng có điều kiện nhiệt độ và áp suất cao. Trong đó, đa phần các giếng khoan phải kết thúc trước so với kế hoạch dự kiến do phức tạp quá lớn và chỉ có một vài giếng khoan có thể thi công đến chiều sâu thiết kế.

Đánh giá về chất lượng bơm trám xi măng tại các thành hệ có nhiệt độ và áp suất cao cho thấy, nhìn chung chất lượng gắn kết của đá xi măng chỉ ở mức trung bình đến kém, chất lượng bơm trám cũng có sự khác biệt theo lô, theo nhà thầu trám và theo thời gian thi công;

Việc thiết kế, lựa chọn và sử dụng đơn pha chế vữa xi măng của hầu hết các giếng khoan đều không đảm bảo được yếu tố bền nhiệt, thiếu các phụ gia có khả năng chịu được nhiệt độ cao, gây ảnh hưởng đến chất lượng vành đá xi măng. Công tác kiểm định chất lượng thiết bị trong công tác bơm trám xi măng của một số nhà thầu chưa thực sự được coi trọng đúng mức, gây ra sự cố mất nhiều thời gian và kinh phí khắc phục, ảnh hưởng đến chất lượng và giá thành giếng khoan.

Tài liệu tham khảo

1. Các báo cáo khoan gồm: Các báo cáo tổng kết giám sát thi công các giếng khoan; các báo cáo kết thúc giếng khoan (Final drilling reports); Báo cáo bơm trám xi măng (Cementing report).

2. Nguyễn Minh Quý và nnk. *Báo cáo tổng kết nhiệm vụ nghiên cứu khoa học cấp Ngành "Tổng kết công tác thi công khoan tại bể Nam Côn Sơn"*. 2011.

3. Đinh Hữu Kháng và nnk. *Báo cáo tổng kết nhiệm vụ nghiên cứu khoa học 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.

4. Nguyễn Xuân Hòa và nnk. *Báo cáo tổng kết nhiệm vụ nghiên cứu khoa học cấp Ngành "Tổng hợp và đánh giá kết quả trám xi măng các giếng khoan dầu khí bể Cửu Long (giai đoạn 1994 - 2001)"*. 2001.

5. Hoàng Bá Cường và nnk. *Báo cáo tổng kết nhiệm vụ nghiên cứu khoa học 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"*. 1995.

6. Hemant K.J.Ladva, Bernadette Craster, Timothy G.J.Jones, Garry Goldsmith, David Scott. *The cement to formation interface in Zonal isolation*. SPE-88016-PA. 2005.

7. Thomas C.Mondshine. *Method of simultaneously strengthening the surface of borehole and bonding cement there to and method of forming cementitious pilings*. US Patent No. 4014174. 1977.

8. Dwight K.Smith. *Cementing*. Society of Petroleum. 1990.

Evaluation of cementing results for high pressure, high temperature wells in Nam Con Son basin

Pham Truong Giang[1], Le Vu Quan[1], Nguyen Minh Quy[1]
Le Thi Thu Huong[1], Do Van Hien[2], Truong Hoai Nam[2]
[1]Vietnam Petroleum Institute
[2]Vietnam Oil and Gas Group

Summary

This article summarises the results of the cementing process for high pressure, high temperature (HPHT) wells in the Nam Con Son basin, for the purpose of evaluating the success rate, geological and operation challenges and lessons learnt in order to propose solutions and techniques to improve the quality of future drilling and cementing for high pressure, high temperature wells in the Nam Con Son basin.

Key words: *Cementing, high pressure, high temperature, challenges, complexity, drilling, abnormally, Nam Con Son basin.*

NGHIÊN CỨU QUY HOẠCH TỔNG THỂ CÁC MỎ DẦU KHÍ BỂ CỬU LONG

ThS. Vũ Minh Đức và các cộng sự
Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Tóm tắt

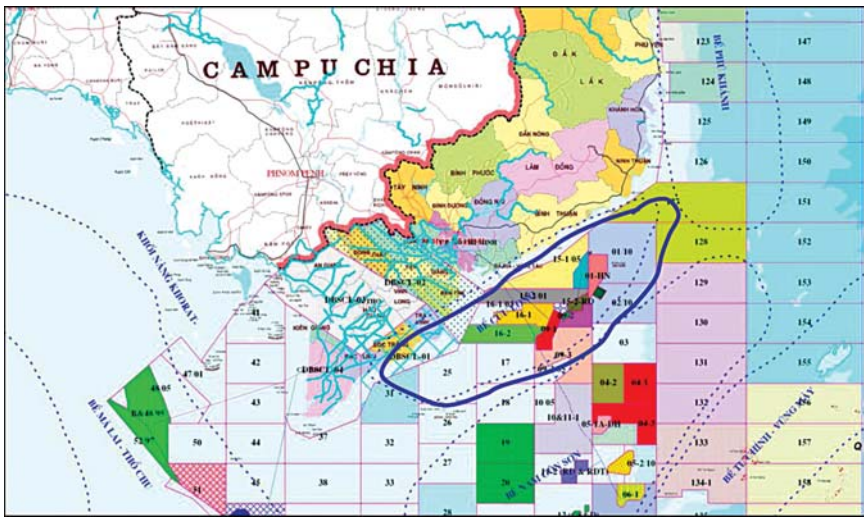
Nhóm tác giả đã tổng quan trữ lượng tại chỗ, trữ lượng thu hồi của các tiềm năng dầu khí chưa được phát triển, đánh giá tình trạng hệ thống thiết bị khai thác của các mỏ đã và đang phát triển nhằm quy hoạch định hướng phát triển các tiềm năng dầu khí đã được phát hiện tại bể Cửu Long. Kết quả nghiên cứu cho thấy có thể kết nối một số cấu tạo tiềm năng lân cận vào các cụm thiết bị khai thác hiện có để khai thác tối đa cơ sở hạ tầng phát triển khai thác hiện có. Đồng thời, nhóm tác giả đã chỉ ra thứ tự ưu tiên thăm dò theo nguyên tắc vết dầu loang và đưa ra đề xuất cụ thể nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư trong việc phát triển các mỏ có trữ lượng nhỏ và cận biên.

***Từ khóa**: Bể Cửu Long, tiềm năng dầu khí, phát triển mỏ, mỏ cận biên, quy hoạch phát triển mỏ, công suất xử lý, phát triển kết nối, phát triển độc lập, hiệu quả phát triển mỏ cận biên.*

1. Giới thiệu

Hoạt động thăm dò dầu khí ở khu vực bồn trũng bể Cửu Long đã được triển khai vào những năm 70 của thế kỷ XX (Hình 1). Hoạt động khai thác dầu khí được đánh dấu kể từ khi Vietsovpetro khai thác dòng dầu đầu tiên vào năm 1986. Từ đó đến nay, các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại bể Cửu Long tiếp tục được triển khai mạnh mẽ. Tuy nhiên, bể Cửu Long vẫn còn nhiều cấu tạo tiềm năng chưa được phát triển, trong đó phần lớn là các cấu tạo nhỏ, cận biên, nên cần phải có chiến lược và phương án phát triển phù hợp nhằm mang lại hiệu quả kinh tế.

Nhóm tác giả đã nghiên cứu, tổng hợp trữ lượng tại chỗ của các cấu tạo tiềm năng thuộc 13 lô khác nhau ở bể Cửu Long (Bảng 1). Từ đó chọn ra các cấu tạo có triển vọng nhất để đánh giá trữ lượng thu hồi và nghiên cứu các phương án phát triển cho các cấu tạo này.



***Hình 1.** Vị trí bể Cửu Long*

Trên cơ sở đó, các tiềm năng dầu khí của bể Cửu Long được chia thành 3 nhóm sau:

- Nhóm I: Các mỏ đã thành lập báo cáo trữ lượng dầu khí và đã được Chính phủ phê duyệt;

- Nhóm II: Các phát hiện đã khoan, có phát hiện dầu khí, con số trữ lượng của các phát hiện đã được các nhà thầu đánh giá sơ bộ và chưa được Chính phủ phê duyệt;

- Nhóm III: Các cấu tạo triển vọng chưa được khoan hoặc đã khoan nhưng chưa phát hiện dầu khí.

Mỗi lô, mỗi cấu tạo thuộc nhóm II và nhóm III được đánh giá về mặt tìm kiếm thăm dò, công nghệ mỏ, phát triển khai thác, hợp đồng dầu khí và hiệu quả kinh tế. Kết quả các lô, các mỏ riêng biệt sẽ được phân tích, tổng hợp để đưa ra quy hoạch tổng thể cho các cấu tạo tiềm năng của bể Cửu Long.

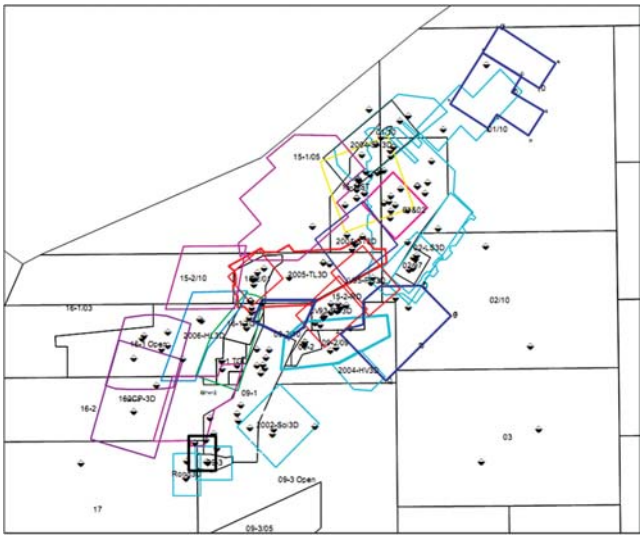
2. Tiềm năng dầu khí, trữ lượng thu hồi và tình trạng thiết bị khai thác ở bể Cửu Long

2.1. Tiềm năng dầu khí

Để tổng quan tiềm năng dầu khí ở bể Cửu Long, nhóm tác giả đã sử dụng các tài liệu địa chấn, tài liệu giếng khoan thăm dò thẩm lượng và các nguồn tài liệu khác (báo cáo ước tính trữ lượng dầu khí tại chỗ của các mỏ đã được Chính phủ phê duyệt, báo cáo đánh giá/cập nhật trữ lượng dầu khí tại chỗ của các phát hiện đã được các nhà thầu đánh giá, báo cáo gia hạn giai đoạn thăm dò dầu khí

Bảng 1. *Số lượng cấu tạo tiềm năng và cấu tạo nghiên cứu phát triển khai thác ở 13 lô dầu khí ở bể Cửu Long*

TT	Lô		Tình trạng phát triển khai thác	Hợp đồng dầu khí	Số lượng cấu tạo tiềm năng	Số lượng cấu tạo nghiên cứu phát triển khai thác
1	01 & 02/10	01 & 02/10	Chưa phát triển	Đã có	15	6
		01 & 02/10 mở	Chưa phát triển	Lô mở	3	3
2	09-2/09	09-2/09	Chưa phát triển	Đã có	3	3
		09-2/09 mở	Chưa phát triển	Lô mở	1	1
3	09-2/10		Chưa phát triển	Đã có	11	2
4	09-3/12		Chưa phát triển	Đã có	9	3
5	15-1/05		Chưa phát triển	Đã có	13	4
6	15-2 mở	15-2/13 mở	Chưa phát triển	Lô mở	9	2
		15-2/19 mở	Chưa phát triển	Lô mở		3
7	16-1 mở	16-1/13 mở	Chưa phát triển	Lô mở	12	2
		16-1/19 mở	Chưa phát triển	Lô mở		4
		16-1/20 mở	Chưa phát triển	Lô mở		1
8	16-2	16-2	Chưa phát triển	Đã có	15	3
		16-2 mở	Chưa phát triển	Lô mở	3	3
9	17 mở		Chưa phát triển	Lô mở	6	2
10	01 & 02		Đang khai thác, phát triển	Đã có	3	0
11	09-3		Đang khai thác	Đã có	1	1
12	15-1		Đang khai thác, phát triển	Đã có	3	2
13	15-2		Đang khai thác, phát triển	Đã có	9	2
Tổng	**13**				**116**	**47**



Hình 2. *Sơ đồ tuyến khảo sát địa chấn 3D của bể Cửu Long*

và các nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí của bể từ trước đến nay).

- Tài liệu địa chấn: Hoạt động thu nổ địa chấn phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trên khu vực bể Cửu Long đã diễn ra sôi động. Hầu hết các lô trong bể đã được khảo sát địa chấn 2D với mật độ tuyến 30km x 50km; 4km x 4km hoặc dày hơn. Tại một số lô đã có phát hiện dầu khí, đặc biệt là trên phần diện tích của các mỏ đã tiến hành khảo sát địa chấn 3D với mật độ đan dày (Hình 2). Công tác xử lý tài liệu địa chấn tiên tiến được sử dụng và là cơ sở giúp nâng cao chất lượng minh giải tài liệu địa chấn, góp phần chính xác hóa tiềm năng dầu khí ở khu vực này. Tuy nhiên, một số khu vực vẫn cần tiến hành thu nổ địa chấn bổ sung cũng như xử lý để phục vụ tận thăm dò các cấu tạo tiềm năng.

- Tài liệu giếng khoan: Tính đến thời điểm nghiên cứu đã có 156 giếng khoan thăm dò thẩm lượng với tỷ lệ thành công là 70,5%. Các loại mẫu như mẫu thạch học, cổ sinh, địa hóa và mẫu lõi đã được phân tích. Bên cạnh đó, các kết quả về địa vật lý giếng khoan, master log và thử vỉa rất đầy đủ và chi tiết trong từng lô, từng giếng. Phần lớn các tài liệu này đều có chất lượng tốt và đáp ứng được yêu cầu sử dụng để đánh giá. Cùng với tài liệu địa chấn, đây là nguồn tài liệu quan trọng và cơ bản, đặc biệt là thông số địa chất từ các tài liệu này sẽ quyết định đến dự tính trữ lượng dầu khí tại chỗ và tiềm năng.

- Đối tượng dầu khí trong bể Cửu Long: Căn cứ vào đặc trưng hệ thống dầu khí, đặc điểm địa chất của các mỏ và phát hiện dầu khí, trong bể Cửu Long có thể phân ra 5 đối tượng chứa dầu khí: đá móng nứt nẻ tuổi trước Đệ tam, cát kết tuổi Oligocen sớm, cát kết tuổi Oligocen muộn, cát kết tuổi Miocen sớm và cát kết tuổi Miocen trung.

- Đánh giá trữ lượng dầu khí bể Cửu Long: Dựa trên các tài liệu hiện có, nhóm tác giả đã thống kê và phân chia các nhóm cấu tạo (Bảng 2).

- Định hướng thăm dò: Kết quả nghiên cứu cho thấy các đối tượng cần quan tâm thăm dò thẩm lượng trong

Bảng 2. *Kết quả đánh giá và phân chia các nhóm cấu tạo tại bể Cửu Long*

Nhóm	Ghi chú
I đã được phê duyệt	Thống kê đến hết năm 2012 (cấp 2P) của các Lô 15-1, 15-2, 15-2/01, 16-1, 01 & 02, 01/97 & 02/97, 09-2, 09-3.
II chưa được phê duyệt	Thông tin cập nhật đến tháng 7/2013 (cấp 2P) của các Lô 01/10 & 02/10 (mỏ Kình Ngư Vàng), 09-2/09 (mỏ Kình Ngư Trắng), 15-1/05 (mỏ Lạc Đà Vàng, Lạc Đà Nâu), 16-2 (mỏ Hà Mã Xám), 01 & 02 (mỏ Jade và Emerald).
III các cấu tạo triển vọng	Thống kê cho 116 cấu tạo tiềm năng với hệ số thành công (POS) nằm trong khoảng 0,06 - 0,38. Tổng trữ lượng tại chỗ quy dầu (risked) của các cấu tạo này là 2.406 triệu thùng. Các cấu tạo có POS cao được chọn để đánh giá trữ lượng thu hồi và xem xét phương án phát triển mỏ; - Số lượng cấu tạo được lựa chọn để xem xét phương án phát triển là 47 (Bảng 1).

thời gian tới chuyển từ đối tượng tầng chứa móng nứt nẻ sang các tầng cát kết tuổi Oligocen sớm .

2.2. Ước tính trữ lượng thu hồi và xây dựng sơ đồ sản lượng khai thác

Nhóm tác giả đã thống kê, phân tích các thông số như áp suất và nhiệt độ vỉa, tính chất tầng chứa và chất lưu của các cấu tạo của các mỏ đang khai thác và đang phát triển ở bể Cửu Long như Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Ruby, Pearl, Topaz, Rạng Đông, Thăng Long, Đông Đô, Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen, Cá Ngừ Vàng và Nam Rồng - Đồi Mồi để từ đó xác định các thông số giúp đánh giá sản lượng thu hồi của các cấu tạo tiềm năng (Bảng 3).

Từ số liệu tổng hợp từ các mỏ trong khu vực bể Cửu Long, nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp ước tính tương tự cho các cấu tạo tiềm năng cần đánh giá với số liệu đầu vào được giả định. Do trữ lượng tại chỗ của các cấu tạo tiềm năng khá lớn nên cần tính hệ số về xác suất trữ lượng tại chỗ có thể phát triển (POS RE) vào trữ lượng tại chỗ để hạn chế rủi ro. Cụ thể:

- POS RE = 1: Cấu tạo có trữ lượng cấp xác minh (2P), cấu tạo có các tầng sản phẩm đã được khai thác tại nhiều mỏ khác như Miocen dưới (BI).

- POS RE = 0,7: Các cấu tạo có tầng sản phẩm trong móng.

- POS RE = 0,5: Các cấu tạo có các tầng sản phẩm chưa được khai thác nhiều tại các mỏ lân cận, như Oligocen (C, D, E, F), Basal sand, các tầng chặt sít, tầng dầu nặng như Miocen trên - giữa (BII, BIII)...

Số lượng giếng khai thác được ước tính dựa trên diện tích ảnh hưởng khoảng 1 - 4 km^2, tùy thuộc vào tính chất vỉa. Hệ số thu hồi được xác định trong khoảng hệ số thu hồi ứng với từng tầng (Miocen/Oligicen/móng) từ các mỏ lân cận như Bảng 3. Hệ số thu hồi có thể cao hoặc thấp hơn các mỏ lân cận, phụ thuộc vào tính chất vỉa và tính chất chất lưu khu vực cần tính. Lưu lượng ban đầu tương tự các mỏ lân cận và phụ thuộc vào bề dày vỉa sản phẩm. Suy giảm sản lượng sau khai thác đỉnh: 20 - 30%/năm.

Dự báo sản lượng khí theo hệ số khí dầu của cấu tạo đó (nếu đã có giếng khoan) hoặc theo hệ số khí dầu của cấu tạo gần nhất cùng địa tầng (nếu chưa có giếng khoan). Do không có số liệu chính xác nên hệ số khí dầu được giả định không đổi trong suốt thời gian khai thác. Lưu lượng nước bơm ép dựa trên lưu lượng chất lưu khai thác, giả thiết lưu lượng nước bơm ép có tỷ lệ 1:1 so với lưu lượng chất lưu khai thác. Lưu lượng khí nâng (gaslift): Số liệu từ các mỏ đang khai thác, ước tính lưu lượng khí nâng trong khoảng 0,5 - 3 triệu ft^3/ngày/giếng.

2.3. Đánh giá tình trạng thiết bị khai thác ở bể Cửu Long

Nghiên cứu cho thấy tổng công suất xử lý dầu, khí và nước cũng như công suất bơm ép nước toàn bộ các cụm xử lý thuộc bể Cửu Long còn dư khá nhiều và hoàn toàn đủ để xử lý cho các cấu tạo tiềm năng chưa được phát triển kết nối về (Hình 3).

Dựa trên kết quả đánh giá tổng thể về cơ sở hạ tầng hiện tại và tương lai gần của bể Cửu Long, dự báo về sản lượng khai thác cũng như ước tính công suất xử lý dư của toàn bể hay từng cụm trung tâm xử lý chính, nhận thấy việc đưa các cấu tạo tiềm năng vào phát triển bằng cách kết nối về hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý là hoàn toàn phù hợp và được đánh giá là phương án khả thi về kỹ thuật và triển vọng về hiệu quả kinh tế.

Theo đánh giá tổng thể, hiện nay hoặc tương lai gần sẽ có các trung tâm xử lý chính ở Bể Cửu Long được cho là phù hợp với phương án kết nối gồm: Cuu Long JOC (FPSO TBVN và giàn công nghệ trung tâm Sư Tử Vàng), JVPC (Rạng Đông CPC), Lam Son JOC (FPSO PTSC Lam Son), giàn công nghệ trung tâm mỏ Bạch Hổ, cụm thiết bị mỏ Rồng, Hoang Long JOC (FPSO Armada TGT) và PCVL (FPSO Ruby II). Tuy nhiên, trong từng trường hợp cụ thể cần phải xem xét danh sách các hạng mục cần cải hoán và/hoặc nâng cấp để đảm bảo đủ công suất cho các mỏ được kết nối.

Bảng 3. *Tổng hợp số liệu khai thác bể Cửu Long theo tầng chứa*

Thông số	Miocen		Oligocen		Móng	
	Không bơm ép nước	Có bơm ép nước	Không bơm ép nước	Có bơm ép nước	Không bơm ép nước	Có bơm ép nước
Độ sâu vỉa (m)	1.200 - 2.500		2.000 - 3.000		2.000 - 4.000	
Áp suất vỉa (psia)	1.700 - 2.700		3.000 - 3.500		3.000 - 7.000	
Nhiệt độ vỉa (^{o}C)	70 - 110		95 - 110		100 - 150	
Độ rỗng (%)	15 - 28		16 - 19		2 - 7	
Độ thấm (mD)	50 - 3.000		0,1 - 800		0,1 - 2.500	
Tỷ trọng dầu (^{o}API)	28 - 38 (trừ Đông Đô Miocen)		28 - 48		35 - 44	
Lưu lượng (thùng/ngày)	2.000 - 4.000		1.000 - 2.500		1.000 - 6.000	
Trữ lượng thu hồi/giếng (triệu thùng)	1 - 3	2 - 7	1 - 2	2 - 4	1,5 - 4	2 - 8
Hệ số thu hồi (%)	**20 - 25**	**25 - 40**	**15 - 20**	**20 - 30**	**15 - 20**	**20 - 25**

- Cụm mỏ Sư Tử (Cuu Long JOC, Lô 15-1): Công suất xử lý của giàn công nghệ trung tâm Sư Tử Vàng và FPSO TBVN đủ công suất để xử lý sản phẩm khai thác nội mỏ và các cấu tạo tiềm năng dự kiến đưa về kết nối. Tuy nhiên, hạn chế là công suất nén khí của Lô 15-1 sẽ bị thiếu kể từ năm 2015. Do đó, cần phải nâng cấp hệ thống nén khí trên giàn công nghệ trung tâm Sư Tử Vàng để có đủ công suất khí nén cấp cho nội mỏ và các cấu tạo kết nối.

- Mỏ Rạng Đông (JVPC, Lô 15-2): Công suất xử lý của giàn xử lý trung tâm đủ để xử lý dầu, khí và nước bơm ép cho nhu cầu nội mỏ và các cấu tạo dự kiến kết nối về. Tuy nhiên, công suất nén khí và công suất xử lý nước của JVPC bị hạn chế. Ngoài việc cung cấp cho khí gaslift, hệ thống nén khí của JVPC cần phải cấp khí phục vụ dự án tăng cường thu hồi dầu EOR (giai đoạn 2014 - 2019) nên sẽ có hạn chế công suất nén trong việc cung cấp gaslift cũng như khả năng xuất khí cho các cấu tạo kết nối về mỏ Rạng Đông.

Khi đưa các cấu tạo kết nối vào JVPC cần phải nâng cấp hệ thống xử lý nước khai thác lên 75.000 thùng/ngày (công suất hiện tại là 50.000 thùng/ngày). từ năm 2017.

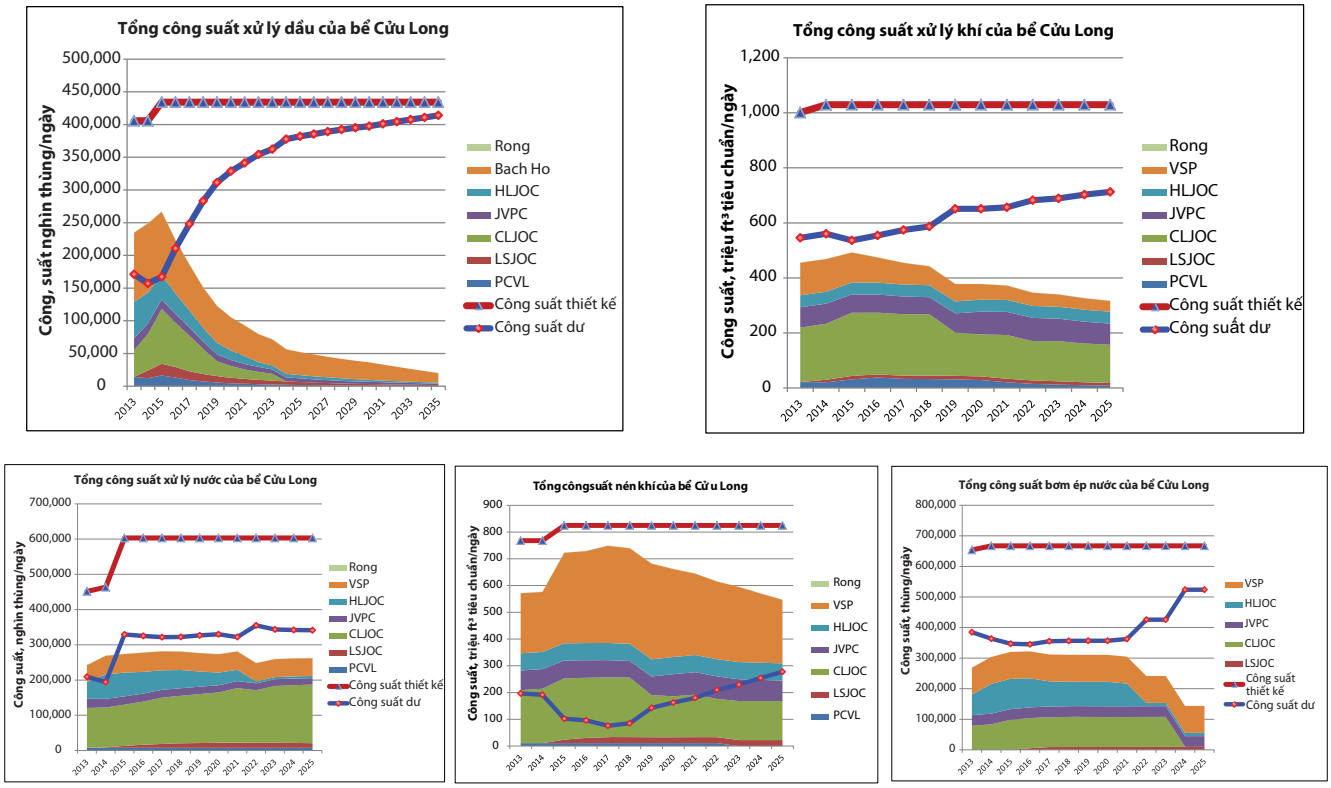
- Mỏ Ruby (PCVL, Lô 01 & 02/10): Hệ thống thiết bị của Lô 01 & 02 được đặt trên FPSO Ruby II. Nghiên cứu cho thấy sản lượng khai thác dầu của các mỏ thuộc Lô 01 & 02 còn khá thấp so với công suất thiết kế, do đó có khả năng kết nối cho các mỏ lân cận. Tuy nhiên, công suất khí gaslift cần phải được nâng cấp do chỉ được thiết kế vừa đủ so với nhu cầu nội mỏ. Bên cạnh đó, Lô 01 & 02 không có hệ thống nước bơm ép, nên cần nghiên cứu lắp đặt bổ sung hệ thống bơm ép nước trong trường hợp các mỏ kết nối. Theo thiết kế hiện nay, FPSO Ruby II không có điểm kết nối thêm riser, trong khi đó giàn Ruby B và Diamond còn có một điểm kết nối dự phòng (riser 10"). Do đó, có thể nghiên cứu phương án kết nối về giàn Ruby B hay Diamond trước khi sản phẩm khai thác được đưa về xử lý trên FPSO Ruby II.

- Mỏ Tê Giác Trắng (Hoang Long JOC, Lô 16-1): Thiết bị xử lý chính là tàu FPSO Armada TGT. Đánh giá cho thấy công suất xử lý dầu, khí và lỏng của tàu FPSO đủ cho nội mỏ và các cấu tạo dự kiến kết nối. Tuy nhiên công suất bơm ép nước, nén khí và khí gaslift bị hạn chế. FPSO hiện không có riser dự phòng, do đó, để sử dụng công suất xử lý tàu FPSO TGT cần lên phương án kết nối các cấu tạo khác vào giàn TGT-H1, TGT-H4, Hải Sư Trắng/Hải Sư Đen hoặc kết nối vào PLEM.

- Mỏ Thăng Long - Đông Đô (Lam Son JOC, Lô 01/97 & 02/97): Hệ thống thiết bị của Lô 01/97 & 02/97 được đặt trên tàu FPSO PTSC Lam Sơn. Công suất xử lý dầu của FPSO chỉ bắt đầu dư từ năm 2017 và hầu hết công suất xử lý thiết kế các hệ thống khác (nước bơm ép, nén khí) đều bị hạn chế.

- Mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng (Vietsovpetro, Lô 09-1): Hệ thống xử lý của mỏ Bạch Hổ tập trung ở giàn công nghệ trung tâm CPP-2 và CPP-3), giàn nén khí trung tâm. Có 2 giàn bơm ép nước (PPD-40000 và PPD-30000) được lắp đặt tại mỏ Bạch Hổ, đảm bảo cung cấp đủ nhu cầu bơm ép nước tại mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối. Tại mỏ Rồng có 3 giàn khai thác có thể xử lý sơ bộ lưu chất khai thác là RP-1, RP-2 và RP-3.

Kết quả xem xét cho thấy hệ thống thiết bị của Vietsovpetro tại mỏ Bạch Hổ và Rồng có khả năng xử lý chất lỏng khai thác (dầu, nước) và cung cấp nước bơm ép cho các mỏ tiềm năng kết nối. Tuy nhiên trong từng trường hợp cụ thể cần phải xem xét khả năng lắp đặt thêm riser và cải hoán các hệ thống thiết bị tiếp nhận, đồng thời cần cân



Hình 3. *Thống kê công suất thiết kế và dự báo sử dụng của các mỏ hiện đã phát triển tại bể Cửu Long*

nhắc việc đàm phán về lắp đặt hệ thống đo và phân chia sản phẩm, nâng cấp công suất hệ thống nén khí cao áp.

3. Nghiên cứu phương án quy hoạch tổng thể các cấu tạo tiềm năng ở bể Cửu Long

3.1. Đề xuất phương án phát triển cho các cấu tạo tiềm năng

Ý tưởng phát triển cho các cấu tạo tiềm năng dựa trên 2 nguyên tắc chính: (i) kết nối về hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu (ii) phát triển độc lập đối với các khu vực nằm tách biệt với hệ thống thiết bị và trung tâm xử lý hiện hữu.

3.1.1. Phương án kết nối về hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu

Đối với trường hợp kết nối, cần phải tiến hành đánh giá công suất xử lý dư, tình trạng hiện tại của hệ thống thiết bị, khả năng hoán cải cũng như xem xét thời điểm kết thúc hợp đồng dầu khí của các lô có hệ thống thiết bị xử lý mà các cấu tạo tiềm năng dự kiến kết nối vào. Quy hoạch phát triển các cấu tạo tiềm năng cho phương án này được dựa trên các tiêu chí cơ bản như sau:

- Ưu tiên phát triển các cấu tạo thuộc lô đang khai thác đã có hệ thống thiết bị xử lý và đủ công suất dư cũng như khả thi trong việc kết nối;

- Xác suất thành công (POS) của cấu tạo dự kiến đưa vào phát triển. Ưu tiên cấu tạo có POS từ cao xuống thấp dựa trên xếp hạng các cấu tạo theo POS;

- Trữ lượng thu hồi của cấu tạo: ưu tiên phát triển các cấu tạo có trữ lượng thu hồi lớn hơn 15 triệu thùng.

- Khoảng cách từ cấu tạo đến hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu: dựa trên kết quả nghiên cứu đặc tính đảm bảo an toàn dòng chảy, xem xét phát triển các cấu tạo theo phương án kết nối trong phạm vi khoảng cách 30km đến các trung tâm xử lý.

- Ưu tiên phát triển các cấu tạo dầu, cấu tạo khí sẽ đưa vào phát triển sau.

Kết quả nghiên cứu đề xuất kết nối các cấu tạo vào hệ thống thiết bị sẵn có được trình bày ở Bảng 4.

Đề xuất đẩy nhanh kế hoạch khoan thăm dò thẩm lượng các cấu tạo nêu trên để sớm đưa vào phát triển nhằm tận dụng công suất dư của các hệ thống thiết bị xử lý lân cận hiện hữu.

3.1.2. Phương án phát triển độc lập

Các cấu tạo cách xa các hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu cần được xem xét đẩy nhanh kế hoạch thăm dò thẩm lượng để đưa vào phát triển sớm. Về thời điểm đưa các cấu tạo vào phát triển, cần đánh giá tình trạng suy

giảm sản lượng của các cấu tạo, từ đó có kế hoạch đưa các cấu tạo vào khai thác ở các thời điểm hợp lý nhằm duy trì sản lượng đỉnh của toàn lô.

Các cấu tạo tiềm năng được xem xét phát triển độc lập gồm: cụm cấu tạo tạo thuộc Lô 16-1 mở (Ba Vì - Ngựa Ô, Lead Y, Voi Vàng); cụm cấu tạo thuộc Lô 16-2 và 16-2 mở (Hà Mã Xám, Hà Mã Nâu, Hà Mã Đen, Dơi Xám, Lead A); cụm cấu tạo thuộc Lô 01 & 02/10 mở (NE-B, NE-D)…

Đối với ô khác nhau có khoảng cách tương đối gần nhau xem xét phương án phát triển chung nhằm tận dụng hệ thống thiết bị chung để tối ưu hóa chi phí đầu tư và vận hành của dự án. Nhóm tác giả đề xuất phát triển chung Lô 16-2. 16-2 mở và 16.1 mở bao gồm các cấu tạo: Hà Mã Đen, Hà Mã Nâu, Hà Mã Xám (Lô 16-2); Dơi Xám, Lead A (Lô 16-2 mở); Ba Vì - Ngựa Ô, Voi Vàng, Lead Y (Lô 16-1 mở).

3.1.3. Phương án phát triển các cấu tạo tiềm năng có trữ lượng thu hồi thấp hơn 10 triệu thùng

Đối với các cấu tạo có trữ lượng thu hồi thấp hơn 10 triệu thùng dầu thu hồi, nhóm tác giả đề xuất các phương án phát triển sử dụng các công nghệ khai thác tiềm năng nhằm giảm thiểu tối đa chi phí đầu tư (CAPEX) và chi phí vận hành (OPEX), đồng thời áp dụng các ưu đãi, khuyến khích trong hợp đồng dầu khí để thúc đẩy phát triển nhanh các cấu tạo này.

Các cấu tạo tiềm năng ước tính trữ lượng thu hồi dưới 10 triệu thùng gồm: Dơi Đen (Lô 16-2), Cá Tầm (Lô 09-3/12), Lead T (Lô 15-2 mở), Bẫy địa tầng - Tê Giác Lam (Lô 16-1 mở), Lead C (Lô 17 mở), Cá Ông Đôi (Lô 09.2/09)…

3.2. Đánh giá hiệu quả kinh tế

Nhóm tác giả tiến hành đánh giá hiệu quả kinh tế của các dự án theo các bước sau:

- Bước 1: Áp dụng các điều kiện hợp đồng hiện tại đối với dự án đã có hợp đồng và áp dụng điều kiện hợp đồng tiêu chuẩn đối với các lô mở. Các dự án không đạt hiệu quả cận biên sẽ tiếp tục thực hiện đánh giá bước 2.

- Bước 2: Áp dụng điều kiện hợp đồng ưu đãi đối với các dự án không đạt được hiệu quả ở bước 1. Nếu các dự án tiếp tục không đạt được hiệu quả cận biên sẽ được tiến hành đánh giá ở bước 3.

- Bước 3: Áp dụng thay đổi điều kiện hợp đồng ưu đãi (hiện tại điều chỉnh để đạt được các điều kiện ưu đãi như của Hợp đồng Lô 05-1a) để đánh giá các dự án đảm bảo hiệu quả cận biên.

Tiêu chí đưa các cấu tạo vào quy hoạch trên khía cạnh kinh tế được dựa trên quy định của các Quyết định số 7069/QĐ-DKVN và 4028/QĐ-DKVN của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Chỉ số giá trị hiện tại thuần chiết khấu tại tỷ suất hoàn vốn nội tại tối thiểu (LF NPV_{IRRmin}) ≥ 0 là tiêu chí xem xét tính hiệu quả của dự án. Nguyên tắc xác định hiệu quả của các cấu tạo đưa vào quy hoạch trên khía cạnh kinh tế thông qua việc xét các chỉ số hiệu quả của dự án theo thứ tự ưu tiên: LF NPV_{IRRmin} của tổ hợp nhà thầu trước thuế >0; LF NPV_{IRRmin} của tổ hợp nhà thầu sau thuế >0. Các chỉ số hiệu quả trên dựa trên thứ tự áp dụng các điều kiện hợp đồng theo các bước như đã trình bày ở trên. Đối với các lô chưa ký hợp đồng, áp dụng các điều kiện thương mại hợp đồng theo thứ tự ưu tiên của 3 nhóm điều kiện: áp dụng các điều kiện hợp đồng của một dự án tiêu chuẩn; áp dụng các điều kiện hợp đồng của một dự án ưu đãi; áp dụng các điều kiện theo đề xuất để đạt hiệu quả cận biên.

Nhóm tác giả giả định thông số đầu vào khác. Thời điểm tính toán từ ngày 1/1/2014. Xác định chỉ số IRRmin của từng dự án theo các quyết định của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (số 7096/QĐ-DKVN và 4028/QĐ-DKVN) ngày 12/5/2010 của Tập đoàn Dầu khí v/v Ban hành quy định về tiêu chí đánh giá, thẩm định và quyết định đầu tư dự án

Bảng 4. *Nhóm các cấu tạo tiềm năng được xem xét phát triển kết nối*

Cuu Long JOC	JVPC	Lam Son JOC	Vietsovpetro - Bạch Hổ	Vietsovpetro - Rồng	Hoang Long JOC
Sư Tử Đỏ	N1A	Kình Ngư Vàng Nam	Alpha	Vải Thiều	TGT-H5
Sư Tử Trắng NE	Dương Đông	Kình Ngư Vàng Trung tâm	Kappa	Đồi Mồi Nam	Hải Sư Vàng Trung tâm
Lạc Đà Vàng	Lead D		Omega	Đồi Mồi Đông Nam	Hải Sư Vàng Bắc
Lạc Đà Xám	Kình Ngư Trắng			Dơi Xám	Hải Sư Vàng Nam
Hổ Vàng	Kình Ngư Trắng Nam			Lead C	Tê Giác Vàng
Beta	Opal			Bẫy địa tầng Đồi Mồi	Tê Giác Đen
Spinel	Cá Ông Đôi				
Lead B	Lead A				
Lead C					

tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Theo đó, tỷ lệ chiết khấu của các phương án được khảo sát ở mức IRRmin xác định như sau: 12% đối với dự án thăm dò khu vực nước sâu hay có điều kiện khó khăn; 11,5% đối với dự án thăm dò khu vực nước nông hay có điều kiện tương đối thuận lợi; 11% đối với dự án thẩm lượng; 10,5% đối với dự án phát triển.

Giá dầu thô và condensate: 100USD/thùng (trượt giá 0%/năm). Giá khí thiên nhiên áp dụng theo Lộ trình tăng giá khí bể Cửu Long và Nam Côn Sơn tại công văn số 1154/TTg-KTN của Chính phủ ngày 7/7/2010, theo đó mức giá khí tại thời điểm 1/1/2014 là 5,39USD/triệu Btu với giả định trượt giá 2%/năm đến thời điểm có dòng khí đầu tiên (năm 2017) giá khí khoảng 5,83USD/triệu Btu. Giá khí đồng hành năm 2014 là 1USD/triệu Btu năm 2014, trượt giá 2%/năm. Trượt giá chi phí Capex, Opex: 0%/năm. Cut-off kinh tế vào những năm mà các khoản thu của nhà thầu không đủ để trang trải chi phí trong năm đó (đối với các lô đã có hợp đồng, giả thiết hợp đồng sẽ được gia hạn nếu chi phí và sản lượng của các phương án vẫn mang lại hiệu quả kinh tế).

Trên cơ sở thông số, điều kiện của các hình thức hợp đồng với các nguyên tắc, tiêu chí quy hoạch của khía cạnh kinh tế, hiệu quả các dự án được quy hoạch dựa trên các điều kiện hợp đồng khác nhau mỗi dự án sẽ có các phương án khác nhau về hiệu quả dựa trên điều kiện áp dụng của điều kiện hợp đồng. Kết quả chạy mô hình kinh tế cho thấy các cấu tạo phát triển độc lập, phát triển

Bảng 5. *Đề xuất thời điểm đưa các cấu tạo tiềm năng vào khai thác bằng phương án kết nối và loại hình hợp đồng áp dụng để phương án phát triển có hiệu quả kinh tế*

	Tên cấu tạo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2024	Đề xuất áp dụng loại hợp đồng dầu khí		
									PSC tiêu chuẩn	PSC ưu đãi	PSC điều chỉnh
Kết nối về Cuu Long JOC	Sư Tử Đỏ			●					x		
	Sư Tử Trắng NE				●				x		
	Lạc Đà Vàng		●						x		
	Lạc Đà Xám					●			x		
	Hổ Vàng				●				x		
	Belta				●				x		
	Spinel				●				x		
	Lead B					●			x		
	Lead C						●		x		
Kết nối về JVPC	N1A		●						x		
	Dương Đông		●						x		
	Lead D				●						x
	Kình Ngư Trắng	●									x
	Kình Ngư Trắng Nam		●								x
	Opal		●						x		
	COD						●				x
	Lead A					●					x
Lam Sơn JOC	Kình Ngư Vàng Nam		●						x		
Bạch Hổ	Alpha		●						x		
	Kappa		●						x		
	Omega					●			x		
Kết nối về Rồng	Vải Thiều				●				x		
	Đồi Mồi Nam				●						x
	Đồi Mồi Đông Nam						●			x	
	Dơi Xám						●				
	Bẫy địa tầng Đồi Mồi							●	x		
Kết nối về Hoang Long JOC	HSV-C					●					x
	HSV-N						●				x
	HSV-S							●			x
	Tê Giác Vàng				●				x		
	Tê Giác Đen							●	x		

Ghi chú: ● *Thời điểm đưa cấu tạo vào khai thác*

Bảng 6. *Đề xuất thời điểm đưa các cấu tạo phát triển chung vào khai thác và loại hợp đồng dầu khí áp dụng cho phương án phát triển chung*

Lô	Cấu tạo	Thời điểm đưa các cấu tạo phát triển chung vào khai thác												Đề xuất áp dụng loại hợp đồng dầu khí	Ghi chú
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
Lô 16-2	Hà Mã Đen					●								PSC tiêu chuẩn	
	Hà Mã Nâu						●							PSC tiêu chuẩn	
	Hà Mã Xám							●						PSC tiêu chuẩn	
Lô 16-2 mở	Dơi Xám								●					PSC tiêu chuẩn	Kết nối về Lô 16-2
	Lead A										●			PSC tiêu chuẩn	
Lô 16-1 mở	Ba Vì - Ngựa Ô					●								PSC tiêu chuẩn	Kết nối về Lô 16-2
	Voi Vàng							●						PSC tiêu chuẩn	
	Lead Y						●							PSC tiêu chuẩn	

chung và hầu hết các cấu tạo phát triển kết nối đều có thể mang lại hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư khi áp dụng các điều khoản và điều kiện của loại hợp đồng dầu khí tiêu chuẩn. Riêng đối với các cấu tạo có trữ lượng thu hồi dưới 10 triệu thùng, chỉ khi được áp dụng điều khoản và điều kiện của hợp đồng dầu khí dạng hiệu chỉnh thì dự án mới mang lại hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư.

3.3. Đề xuất quy hoạch tổng thể các cấu tạo tiềm năng bể Cửu Long

- Dựa trên kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đề xuất thay đổi thời gian khoan thăm dò thẩm lượng một số cấu tạo nhằm tối ưu hóa thời gian cập nhật thông tin về trữ lượng phục vụ cho mục đích phát triển mỏ. Cụ thể một số cấu tạo được đề xuất đẩy nhanh tiến độ thăm dò thẩm lượng để có thể được phát triển đồng thời với các cấu tạo lân cận.

- Đề xuất phương án phát triển kết nối và thời gian đưa vào khai thác các cấu tạo tiềm năng (Bảng 5)

- Đối với các cấu tạo tiềm năng thuộc các lô dầu khí có vị trí tương đối gần nhau, nhóm tác giả đề xuất phương án phát triển chung nhằm giảm thiểu chi phí Capex và Opex nhằm tăng hiệu quả kinh tế cho dự án. Trên thực tế kết quả nghiên cứu cho thấy việc đưa các cấu tạo tiềm năng vào phát triển chung đã mang lại hiệu quả kinh tế cao hơn nhiều so với trường hợp phát triển độc lập. Điều đó được thể hiện rõ trong trường hợp phát triển chung cho các Lô 16-1 mở, 16-2 và 16-2 mở.

- Nhóm nghiên cứu cũng đề xuất về tiến độ phát triển mỏ cho các cấu tạo tiềm năng quy hoạch phát triển và loại hình hợp đồng dầu khí cần áp dụng (Bảng 6).

- Đối với các cấu tạo tiềm năng có ước tính trữ lượng thu hồi thấp hơn 10 triệu thùng, sơ bộ tính toán cho thấy việc phát triển các cấu tạo này bằng phương án phát triển độc lập sử dụng giàn đầu giếng kết hợp FPSO hoặc phát triển bằng phương án kết nối về các trung tâm xử lý hiện hữu đều không mang lại được kết quả kinh tế khả quan. Chính vì vậy cần đề xuất sử dụng các công nghệ khai thác tiềm năng như MOPU (mobile offshore production unit), FPSO DP, COSMOS (conductor support minimum offshore system)… để phát triển các cấu tạo này và các cấu tạo không đạt hiệu quả kinh tế trong phương án phát triển độc lập hoặc kết nối.

Trong số đó, nhóm tác giả đã chọn lọc 3 cấu tạo (Bẫy địa tầng Opal, Cá ông Đôi, Lead C) và sử dụng MOPU để tính toán phát triển trên cơ sở đóng mới một MOPU để khai thác 03 cấu tạo, thời gian khai thác mỗi cấu tạo là 05 năm theo thứ tự Lead C, Cá Ông Đôi, Opal. Hiệu quả kinh tế của phương án áp dụng công nghệ MOPU được cải thiện đáng kể so với phương án đưa các cấu tạo này vào phát triển độc lập hoặc kết nối. Tuy nhiên, hiệu quả kinh tế phụ thuộc rất nhiều vào điều khoản về thuế của hợp đồng dầu khí. Hiệu quả kinh tế của các phương án tương đối khác nhau khi áp dụng các điều kiện khác nhau trong hợp đồng.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất thay đổi điều khoản và điều kiện hợp đồng dầu khí cho các lô tiềm năng bể Cửu Long. Các điều kiện thương mại của hợp đồng dầu khí sẽ có ảnh hưởng và quyết định đến hiệu quả kinh tế của các lô. Để đảm bảo hiệu quả kinh tế theo tiêu chí quy hoạch, nhóm nghiên cứu đề xuất áp dụng các chính sách khuyến khích, cơ chế ưu đãi về thuế trong các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (Bảng 8) theo thứ tự ưu tiên giảm dần. Tỷ lệ áp dụng cũng đề xuất theo 2 mức ưu đãi với (i) mức ưu đãi tối thiểu tương đương với cơ chế đang áp dụng cho các dự án nằm trong danh mục khuyến khích đầu tư do Thủ tướng Chính phủ quy định tại Quyết định

Bảng 7. *Nhóm các cấu tạo có trữ lượng thu hồi thấp và không đạt hiệu quả kinh tế trong phương án phát triển độc lập/kết nối*

Lô	Tên cấu tạo	Trữ lượng thu hồi ước tính thấp hơn 10 triệu thùng	Không đạt hiệu quả kinh tế khi phát triển độc lập
16-2	Dơi Đen	x	
09-3	Cá Tầm	x	
15-2 mở	T	x	
16-1 mở	Bẫy địa tầng - TGL	x	
17 mở	Lead C	x	
09-2/09	Cá Ông Đôi	x	
01 & 02/10	NE-B		x
	NE-D		x

Bảng 8. *Đề xuất thay đổi điều kiện và điều khoản hợp đồng dầu khí*

TT	Hạng mục	Tỷ lệ hiện tại	Tỷ lệ sửa đổi đề xuất	
			Ưu đãi tối thiểu	Ưu đãi tối đa
1	Thuế thu nhập	50%	32%	28%
2	Thuế xuất khẩu dầu thô	10%	4%	0%
3	Thu hồi chi phí	50%	70%	70%
4	Tỷ lệ chia dầu khí lãi cho nhà thầu	50 - 83%	25 - 83%	45 - 90%
5	Thuế tài nguyên dầu	10 - 29%	7 - 23%	4 - 20%
6	Thuế tài nguyên khí	0 - 10%	1 - 6%	0 - 6%

số 84/2005/QĐ-TTg ngày 20/4/2005 và (ii) mức ưu đãi tối đa hiện đã và đang được áp dụng với mỏ Đại Hùng tại Lô 05-1-a.

4. Kết luận

Bể trầm tích Cửu Long được đánh giá là bể có tiềm năng dầu khí quan trọng nhất trong các bể trầm tích của Việt Nam cho đến thời điểm hiện tại. Trên cơ sở đánh giá tình trạng thiết bị, công suất dư của các trung tâm xử lý hiện hữu thuộc bể Cửu Long cũng như trữ lượng thu hồi ước tính của các cấu tạo tiềm năng, nhóm tác giả đã đưa ra một số kết luận như sau:

- Đối với chương trình thăm dò thẩm lượng 2014 - 2025, đề xuất thay đổi một số mốc thời gian thăm dò thẩm lượng của một số cấu tạo tiềm năng thuộc bể Cửu Long. Đối với các cấu tạo dự kiến phát triển bằng phương án kết nối, mốc thăm dò thẩm lượng thay đổi dựa trên việc đánh giá công suất dư và khả năng kết nối vào hệ thống thiết bị sẵn có. Đối với các cấu tạo dự kiến phát triển độc lập, đề xuất thúc đẩy nhanh kế hoạch thăm dò thẩm lượng để sớm đưa các cấu tạo này vào phát triển.

- Đối với các cấu tạo dự kiến phát triển theo phương án kết nối, nhóm tác giả đề xuất các thời điểm đưa các cấu tạo vào phát triển, vị trí kết nối, đánh giá hiệu quả kinh tế từng phương án và xem xét khả năng áp dụng các dạng điều khoản hợp đồng dầu khí nhằm đem lại hiệu quả kinh tế cho từng phương án.

- Đối với các cấu tạo dự kiến phát triển độc lập, nghiên cứu đề xuất thời điểm đưa các cấu tạo vào phát triển, đánh giá hiệu quả kinh tế cho mỗi phương án và từ đó đã đề xuất việc phát triển chung cho một số khu vực lân cận nhằm đạt hiệu quả kinh tế cao hơn (phát triển chung Lô 16-1 mở, Lô 16-2 và Lô 16-2 mở). Đối với các cấu tạo phát triển độc lập mà hiệu quả kinh tế đánh giá ở mức không hiệu quả ngay cả khi đã áp dụng các điều khoản điều chỉnh của hợp đồng dầu khí thì cần nghiên cứu thêm các phương án phát triển khai thác hay áp dụng các công nghệ khai thác tiềm năng mới để áp dụng vào thực tiễn.

- Dựa trên điều kiện của từng hình thức hợp đồng cũng như các nguyên tắc, tiêu chí quy hoạch, hiệu quả các dự án dựa trên các điều kiện hợp đồng khác nhau. Hiệu quả kinh tế của các phương án sẽ khác nhau dựa trên điều kiện áp dụng của từng hợp đồng.

Nghiên cứu của nhóm tác giả dựa trên các số liệu về tìm kiếm thăm dò và công nghệ mỏ tại thời điểm tháng 9/2013. Kết quả nghiên cứu của báo cáo cần được cập nhật thường xuyên để phù hợp với thực tế, đặc biệt khi có sự thay đổi về số liệu đầu vào và giá dầu.

Tài liệu tham khảo

1. Bộ Công nghiệp (Bộ Công Thương). *Quyết định số 38/2005/QĐ-BCN về Quy định phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí và lập báo cáo trữ lượng dầu khí*. 6/12/2005.

2. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005.

3. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí. *Báo cáo trữ lượng và cập nhật trữ lượng đã phê duyệt đến 30/6/2013 các mỏ thuộc bồn trũng Cửu Long.*

4. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí. *Báo cáo đầu tư các Lô 15-2 mở, 16-1 mở, 15-1/05; 16-2; 09-2/10; 01/10 & 02/10.*

5. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo kết quả nghiên cứu*

Đề tài "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam" (thuộc Đề án tổng thể "Điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên, môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020"). 2013.

6. Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí - CTCP. *Nghiên cứu khả năng kết nối, cải hoán điểm tiếp nhận các mỏ bể Cửu Long*. 12/2013.

7. Kinh Ngu Trang field development feasibility study for production tie-in to Block 15-2 facility. 14 August, 2012.

8. Thang Long - Dong Do field development plan (final submission).25 August, 2011.

9. Nam Rong - Doi Moi full field development plan. 2013.

10. Full field development & production plan Block 15-1, Su Tu Den/Su Tu Vang complex 2012 update.

11. Revised full field development plan of Rang Dong field. March 2012.

12. Block 16-1, offshore Viet Nam, Te Giac Trang field development plan (revision 2). 15 November, 2010.

General development plan for potential oil and gas discoveries in Cuu Long basin

Vu Minh Duc and associates
Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

Cuu Long is the basin which has the longest history of offshore petroleum exploration and production in Vietnam to date. Alongside developed fields, there are many oil and gas discoveries in the basin which have not been developed. Thus, there is an urgent need to establish an appropriate general development plan for these discoveries. The authors carried out hydrocarbon initial in-place and reserve assessment and examined different development options for these undeveloped oil and gas potentials. The study shows that many undeveloped oil and gas discoveries can tie in to the existing production facilities in Cuu Long basin to maximise the use of these existing infrastructures. Other fields can be developed in stand-alone concept. The authors also made specific recommendations on development schedule for these discoveries, the priority to explore potential prospect and on adjustment of terms and conditions of petroleum sharing contract for small and marginal oil and gas fields.

Key words: *Cuu Long basin, oil and gas potential, field development, marginal field, development planning, processing capacity, tie-in development, stand-alone development, economic of marginal field.*

NGHIÊN CỨU TỔNG HỢP CHẤT HOẠT ĐỘNG BỀ MẶT KHÔNG ION SỬ DỤNG CHO TĂNG CƯỜNG THU HỒI VÀ XỬ LÝ KÍCH THÍCH VỈA DẦU KHÍ TỪ CÁC NGUỒN PHENOL THU HỒI Ở VIỆT NAM

ThS. Tạ Quang Minh, TS. Nguyễn Tuấn Anh, ThS. Vũ An, ThS. Phan Trọng Hiếu
ThS. Hoàng Mai Chi, ThS. Nguyễn Thị Thu Hiền
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Chất hoạt động bề mặt được sử dụng nhiều trong công nghiệp [4, 5, 7], trong đó có lĩnh vực dầu khí như tăng cường thu hồi dầu [3, 8 - 11], xử lý kích thích vỉa bằng nhũ tương acid [2]... Chất hoạt động bề mặt không ion dạng alkylphenol ethoxylate có thể được sản xuất từ các nguồn phenol thu hồi trong nước như dầu than cốc (Thái Nguyên) với lượng phenol có thể thu hồi tối đa đạt gần 1.000 tấn/năm. Tuy nhiên, việc sử dụng dầu than cốc tại Việt Nam chưa đạt hiệu quả kinh tế cao và nước ta vẫn đang phải nhập khẩu chất hoạt động bề mặt không ion alkylphenol ethoxylate để sử dụng cho các ngành công nghiệp trong nước. Bài báo giới thiệu nghiên cứu tổng hợp chất hoạt động bề mặt không ion sử dụng cho tăng cường thu hồi và xử lý kích thích vỉa dầu khí từ phenol thu hồi từ dầu than cốc của Nhà máy Cốc hóa Thái Nguyên.

Từ khóa: *Chất hoạt động bề mặt không ion, alkylphenol ethoxylate, nonylphenol ethoxylate, than cốc.*

1. Giới thiệu

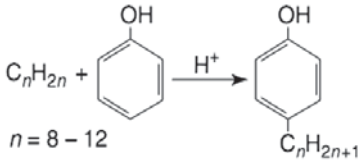
Alkylphenol ethoxylate thuộc nhóm hợp chất alcol ethoxylate, là các hợp chất hoạt động bề mặt không ion [4, 5]. Khả năng tan trong nước của các chất hoạt động bề mặt không ion được hỗ trợ bởi các đoạn mạch ethylene oxide. Các nhóm polyoxyethylene này được tạo thành do phản ứng có xúc tác giữa ethylene oxide với những hợp chất có chứa nguyên tử hydro linh động, do vậy cấu trúc của các nhóm là đa dạng và tan trong nước khi bị ethoxylate hóa. Phần kỵ nước về bản chất là các mạch hydrocarbon dài, có từ 8 - 12 nguyên tử carbon, đính vào phần nhân và tạo thành alkylphenol. Nhân phenol đóng vai trò cầu nối để liên kết hai đầu ưa nước và kỵ nước trong phân tử alkylphenol ethoxylate.

Các alcol ethoxylate được tạo thành nhờ phản ứng giữa các alcol với ethylene oxide. Do bản chất của quá trình ethoxylate hóa, sự phân bố số phân tử ethylene oxide trong một phân tử alcol ethoxylate (mức độ ethoxylate hóa) nằm trên một dải khá rộng. Tỷ lệ giữa sản phẩm và các chất phản ứng ban đầu phụ thuộc vào các thông số khác nhau của quá trình (mức độ polymer hóa, bản chất bazơ hoặc acid của chất xúc tác...).

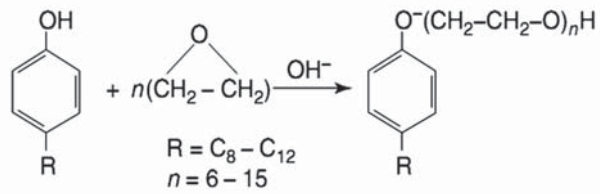
Các chất hoạt động bề mặt không ion có thể tương hợp với các chất hoạt động bề mặt khác, với độ bền hóa học rất lớn. Các chất hoạt động bề mặt này được ứng dụng trong rất nhiều ngành công nghiệp khác nhau, cũng như trong các sản phẩm gia dụng. Chúng là những chất tẩy rửa tốt và thường đem lại hiệu quả cao khi được kết hợp với các chất hoạt động bề mặt dạng ion khác. Ngoài ra, không chỉ có khả năng chịu nước có độ cứng lớn, khi ở một nồng độ nhất định, các hợp chất hoạt động bề mặt còn có thể giúp hòa tan các muối calcite hoặc magiê của chất hoạt động bề mặt LAS.

Các hợp chất alkylphenol ethoxylate được tổng hợp từ phenol thông qua hai phản ứng:

- Phản ứng alkyl hóa phenol để tạo ra alkylphenol:



- Phản ứng ethoxylate hóa alkylphenol để tạo ra alkylphenol ethoxylate



2. Kết quả thu hồi phenol từ dầu than cốc và tinh chế phenol từ dầu than cốc Thái Nguyên

2.1. Phân tích thành phần dầu than cốc Thái Nguyên

Bảng 1 thể hiện một số tính chất hóa lý của dầu than cốc thu được từ Nhà máy Cốc hóa Thái Nguyên.

Bảng 1. *Một số tính chất hóa lý của dầu than cốc*

Chỉ tiêu	Đơn vị	Phương pháp đánh giá	Kết quả đo					Kết quả trung bình
			Lần 1	Lần 2	Lần 3	Lần 4	Lần 5	
Tỷ trọng (nhiệt độ thường)	-	ASTM D1298	1,102	1,102	1,103	1,104	1,105	1,103
Chỉ số acid	mg KOH/g	TCVN 6127:2007	12,8	12,5	12,4	12,9	12,4	12,6
Nhiệt độ bắt cháy cốc kín	°C	ASTM D93	125	124	125	124	126	125
Hàm lượng amoni	% khối lượng	Phổ UV-VIS	0	0	0	0	0	0
Độ nhớt động học (nhiệt độ thường)	cSt	TCVN 3171:2007	16,83	16,71	16,89	16,90	16,78	16,82
Hàm lượng lưu huỳnh	% khối lượng	Phổ huỳnh quang tia X	0	0	0	0	0	0
Hàm lượng cặn nhựa	% khối lượng	ASTM D189	1,5	1,2	1,3	1,4	1,2	1,3
Hàm lượng tro	% khối lượng	ASTM D482	0,082	0,085	0,084	0,085	0,085	0,085
Nhiệt độ kết tinh	°C	ASTM D2386	27	25	28	24	24	25,6

Bảng 2. *Kết quả phân tích hàm lượng của các hợp chất có trong mẫu dầu than cốc bằng phổ GC-MS*

Peak (thời gian lưu)	Chất	Hàm lượng tương đối	Hàm lượng trong dầu cốc (%)
5.32	Phenol	90	6,40
5.968	Benzene, cyclopropyl-	30	2,13
6.148	Phenol, 2-methyl-	40	2,84
6.385	Phenol, 3-methyl-	40	2,84
6.700	Phenol, 2,6-dimethyl-	90	6,40
7.060	Phenol, 2,4-dimethyl-	17	1,21
7.240	Phenol, 3,5-dimethyl-	75	5,33
7.409	Naphthalene	100	7,11
7.837	Isoquinoline	60	4,27
8.220	Naphthalene, 1-methyl-	72	5,12
8.366	Naphthalene, 2-methyl-	60	4,27
8.805	Biphenyl	72	5,12
8.929	Naphthalene, 1-ethyl-	27	1,92
9.042	Naphthalene, 1,7-dimethyl-	60	4,27
9.143	Naphthalene, 1,8-dimethyl-	60	4,27
9.188	Naphthalene, 2,6-dimethyl-	58	4,13
9.323	Naphthalene, 2,6-dimethyl-	32	2,28
9.436	Naphthalene, 2,6-dimethyl-	10	0,71
9.627	Nonadecane	15	1,07
9.695	1,1'-Biphenyl, 4-methyl-	55	3,91
9.774	Acenaphthene	82	5,83
9.976	1-Isopropenylnaphthalene	6	0,43
9.886	Naphthalene, 1,4,5-trimethyl-	7	0,50
10.100	Dibenzofuran	80	5,69
10,156	Naphthalene, 2,3,6-trimethyl-	10	0,71
10.382	Naphthalene, 1,6,7-trimethyl-	6	0,43
10.877	Fluorene	80	5,69
11.068	1,1'-Biphenyl, 4-methyl-	14	1,00
11.282	9H-Xanthene	16	1,14
11.507	Dibenzofuran, 4-methyl-	8	0,57
12.172	Heptadecane	1	0,07
13.658	Naphtho[2,3-b]thiophene	1	0,07
14.277	Phenanthrene	24	1,71
14.480	Anthracene	8	0,57

Dầu than cốc được phân tích hàm lượng của các hợp chất có trong mẫu dầu than cốc (Bảng 2) bằng phương pháp sắc ký khí - khối phổ (GC-MS) trên thiết bị đo GC-MS Quattro-Micro GC (Waters - Mỹ) tại Viện Hóa học - Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam.

Bảng 3. *Thành phần phenol và các dẫn xuất của phenol trong dầu than cốc*

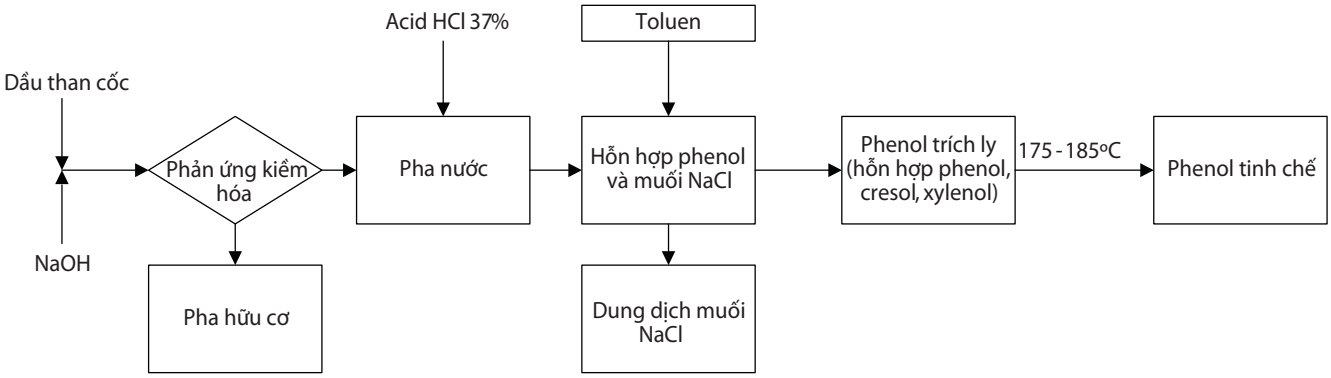
Chất	Hàm lượng trong dầu than cốc (%)	Hàm lượng trên tổng phenol và dẫn xuất (%)
Phenol	6,40	25,58
Phenol, 2-methyl-	2,84	11,35
Phenol, 3-methyl-	2,84	11,35
Phenol, 2,6-dimethyl-	6,40	25,58
Phenol, 2,4-dimethyl-	1,21	4,84
Phenol, 3,5-dimethyl-	5,33	21,30

Từ đó, nhóm tác giả tính toán thành phần của phenol có trong dầu than cốc Thái Nguyên (Bảng 3).

2.2. Quy trình trích ly phenol từ dầu than cốc (Hình 1)

Lấy 100ml dầu than cốc trộn lẫn với dung dịch NaOH trong bình điều nhiệt ở các điều kiện nhiệt độ, nồng độ NaOH và thời gian khuấy khác nhau. Phần phenol và các dẫn xuất có tỷ trọng nặng hơn nước, nên pha hữu cơ này sẽ ở phía dưới, còn pha nước nhẹ hơn ở phía trên. Chiết và thu lấy pha nước chứa các muối phenolate và alkylphenolate. Pha nước chứa các muối phenolate và alkylphenolate được acid hóa bằng HCl 37% với các lượng acid khác nhau, sau đó được chiết bằng toluene. Phần chiết thu được đem chưng cất để loại dung môi, thu được hỗn hợp chất rắn màu trắng, bao gồm phenol, cresol và xylenol. Thành phần của các chất trong hỗn hợp được phân tích bằng hệ thống sắc ký lỏng cao áp (HPLC).

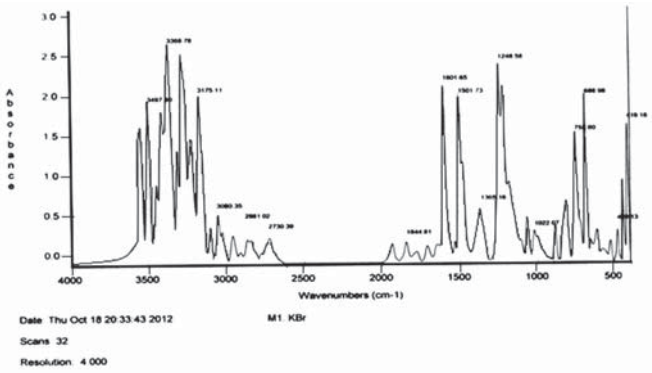
Kết quả khảo sát ảnh hưởng của nhiệt độ quá trình hòa tan dầu cốc vào dung dịch NaOH; thời gian hòa tan dầu cốc; lượng NaOH; lượng HCl; lượng toluene cho thấy hiệu suất trích ly tối đa đạt được trên 96% ở các điều kiện xác định: nhiệt độ của quá trình hòa tan 60°C, tỷ lệ NaOH/



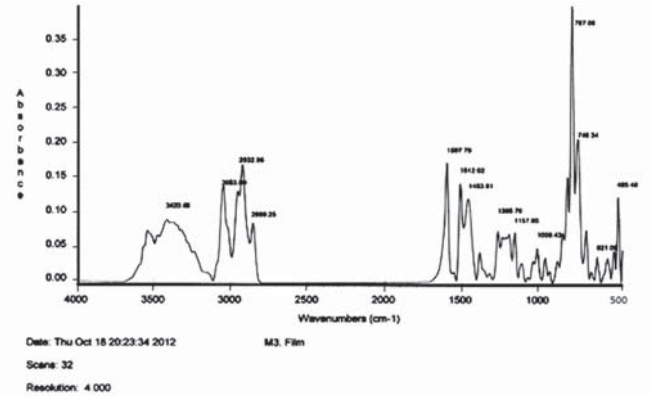
Hình 1. *Sơ đồ trích ly phenol từ dầu than cốc Thái Nguyên*

Bảng 4. *Nhiệt độ nóng chảy và nhiệt độ sôi của phenol, cresol và xylenol*

Chất	Nhiệt độ nóng chảy (°C)	Nhiệt độ sôi (°C)
Phenol	40,9	181,8
Phenol, 2-methyl-	31,0	191,0
Phenol, 3-methyl-	12,2	202,2
Phenol, 4-methyl-	34,7	201,9
Phenol, 2,3-dimethyl-	72,6	216,9
Phenol, 2,4-dimethyl-	24,5	210,9
Phenol, 2,3-dimethyl-	74,9	211,1
Phenol, 2,6-dimethyl-	45,6	201,0
Phenol, 3,4-dimethyl-	65,1	227,0
Phenol, 3,5-dimethyl-	63,3	221,7



Hình 2. *Phổ hồng ngoại của mẫu phenol trích ly*



Hình 3. *Phổ hồng ngoại của phenol tinh chế*

dầu than cốc 4%, tỷ lệ dung dịch HCl 37%/dầu than cốc 10% tỷ lệ toluene/dầu than cốc 8%.

2.3. Quy trình tinh chế phenol từ phenol trích ly

Quy trình trích ly phenol từ dầu than cốc bao gồm các công đoạn sau:

Phenol được tinh chế từ hỗn hợp gồm phenol, cresol và xylenol bằng cách chưng cất, dựa trên nhiệt độ sôi khác nhau (Bảng 4). Phenol tinh chế có độ tinh khiết 99,5%.

Phổ hồng ngoại của 2 mẫu phenol trích ly (Hình 2) và phenol tinh khiết (Hình 3) đều xuất hiện các số sóng tương ứng với các dao động đặc trưng của các liên kết trong phân tử phenol. Đối với mẫu phenol tinh chế, cường độ của các peak đặc trưng cho nhóm -OH của phenol khá mạnh, trong khi cường độ của các peak đặc trưng cho nhóm -CH của gốc hydrocarbon no rất yếu. Đối với mẫu phenol trích ly, cường độ của các peak đặc trưng cho nhóm -CH của gốc hydrocarbon no khá mạnh, trong khi peak đặc trưng cho nhóm -OH tương đối yếu chứng tỏ tồn tại những hợp chất chứa nhóm alkyl mạch ngắn như cresol và xylenol.

3. Kết quả nghiên cứu alkyl hóa phenol thu hồi từ dầu than cốc Thái Nguyên

3.1. Lựa chọn loại phenol nguyên liệu thu hồi từ dầu than cốc Thái Nguyên

Theo kết quả thu hồi phenol từ dầu than cốc ở trên, nhóm tác giả thu được 2 loại phenol:

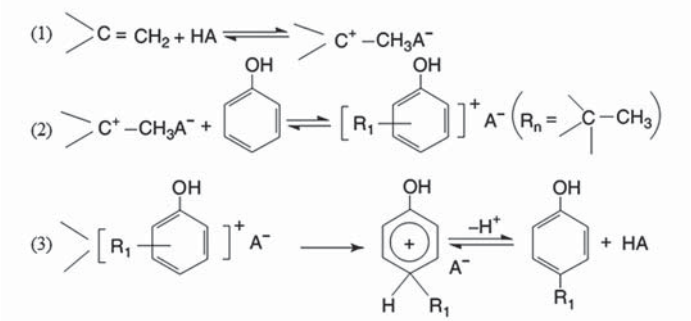
- Phenol trích ly: chiếm 25% trọng lượng dầu than cốc, là hỗn hợp của phenol, cresol (methyl phenol) và xylenol (dimethyl phenol).

- Phenol tinh chế: chiếm 6,4% trọng lượng dầu than cốc, gần như là phenol tinh khiết.

Lượng phenol trích ly cao gấp gần 4 lần so với lượng

phenol tinh chế thu được nên quá trình tổng hợp chất hoạt động bề mặt alkylphenol ethoxylate sẽ thu được lượng sản phẩm nhiều hơn. Nhóm tác giả đã đánh giá khả năng sử dụng phenol trích ly để tổng hợp chất hoạt động bề mặt không ion alkylphenol ethoxylate.

Phản ứng alkyl hóa phenol là phản ứng thế carbocation:



Theo đó, mật độ electron ở vòng thơm càng cao, phản ứng xảy ra càng dễ. Các phân tử cresol và xylenol có 1 hoặc 2 nhóm -CH_3 đính vào vòng thơm. Các nhóm methyl này có hiệu ứng cảm ứng đẩy electron vào vòng benzene, khiến cho mật độ electron trong vòng thơm cao hơn so với phenol, do đó khả năng alkyl hóa của các hợp chất này sẽ tốt hơn so với phenol. Kích thước của các nhóm -CH_3 rất nhỏ, không đủ để gây ra sự án ngữ không gian đối với phản ứng ethoxylate hóa nhóm -OH hoặc ảnh hưởng đến độ tan của hợp chất APE trong nước.

3.2. Quy trình alkyl hóa

Quy trình tổng hợp nonylphenol từ phenol trích ly (là hỗn hợp phenol, cresol và xylenol) thu được từ dầu than cốc với 1-nonene sử dụng xúc tác đồng thể là dung dịch H_2SO_4 98%.

Hiệu suất của quá trình alkyl hóa được tính theo lượng nonene đầu và lượng nonene còn dư:

$$H = \frac{m_o - m_1}{m_o} \times 100\ \%$$

Trong đó:

H: Hiệu suất phản ứng;

m_o: Khối lượng nonen đầu (g);

m_1: Khối lượng nonene còn dư (g).

Thiết bị phản ứng sử dụng cho quá trình alkyl hóa là thiết bị phản ứng tự động Atlas Automated Synthesis System (Syrris). Một số hình ảnh của quá trình alkyl hóa được thể hiện ở Hình 4.

(a) Thiết bị phản ứng *(b) Sản phẩm sau quá trình trung hòa acid*

Hình 4. *Một số hình ảnh của quá trình alkyl hóa*

Bảng 5. *Điều kiện thí nghiệm cho quá trình alkyl hóa*

Mức	Các yếu tố ảnh hưởng		
	Nhiệt độ (°C)	Áp suất (atm)	Thời gian (giờ)
Mức trên (+1)	140	1,5	3
Mức cơ sở (0)	120	1,0	2
Mức dưới (-1)	100	0,5	1
Khoảng biến thiên	20	0,5	1

3.3. Quy hoạch thực nghiệm và tối ưu hóa quy trình alkyl hóa phenol thu được từ dầu than cốc

- Chọn miền khảo sát

Từ kết quả khảo sát ảnh hưởng của các yếu tố đến hiệu suất của quá trình alkyl hóa, nhóm tác giả xây dựng điều kiện thí nghiệm (Bảng 5).

- Chọn phương án quy hoạch trực giao cấp II (TYT 2^k) thực nghiệm yếu tố toàn phần 2 mức, k yếu tố ảnh hưởng. Phương trình hồi quy có dạng:

$$Y = b_o + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{23}x_2x_3 + b_{13}x_1x_3 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{33}x_3^2 \quad (*)$$

Trong đó:

x_1: Nhiệt độ;

x_2: Áp suất;

x_3: Thời gian.

- Thực hiện thí nghiệm trực giao cấp II

Với số biến độc lập k = 3, n_o = 1 thì giá trị a^2 = 1,467.

Số thực nghiệm: N = 2^k + 2.k + n_o = 15 gồm số thí nghiệm ở nhân: 2^k = 8 và ở các điểm sao: 2.k = 6.

Trong đó, biến độc lập: k = 3; số thí nghiệm ở tâm n_o = 1; a^2 = 1,467 với k = 3.

Phương trình hồi quy (*) của hiệu suất quá trình alkyl hóa phenol vào các yếu tố nhiệt độ, áp suất và thời gian

thu được từ quá trình tối ưu hóa bằng phần mềm Design Expert như sau:

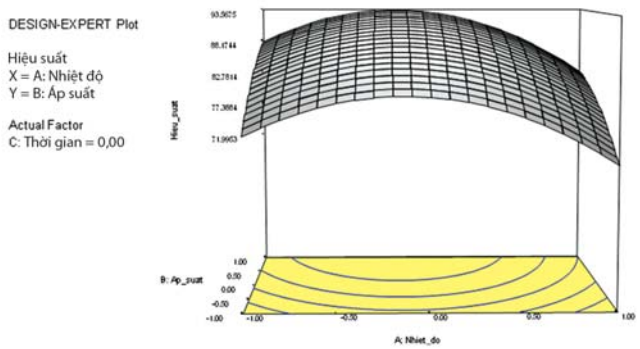
$$\text{Hiệu suất} = 89,41 - 2,39x_1 + 5,67x_2 + 1,9x_3 - 7,84x_1^2 - 1,75x_2^2 - 1,75x_3^2 - 0,25x_1x_2 - 0,5x_1x_3 - x_2x_3$$

Chuyển đổi sang giá trị thực tương ứng thu được các giá trị tối ưu cho hiệu suất của quá trình alkyl hóa là: nhiệt độ T = 118°C, áp suất P = 0,92atm, thời gian t = 1,85 giờ.

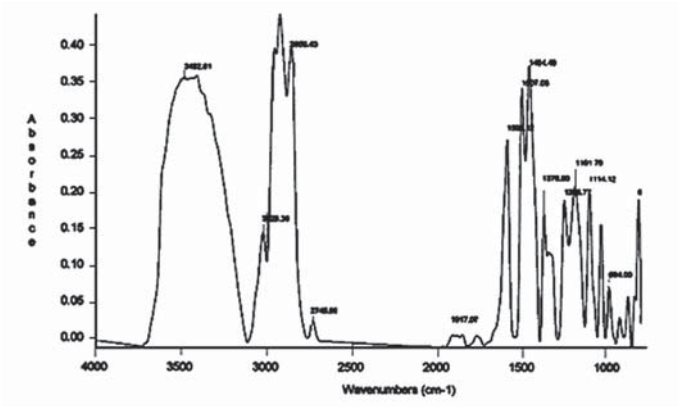
Khi đó hiệu suất sẽ đạt giá trị H = 95,23%.

Bảng 6. *Ma trận quy hoạch thực nghiệm cho quá trình alkyl hóa*

Số thí nghiệm	Các yếu tố ảnh hưởng			Hiệu suất phản ứng (H)
	Nhiệt độ (T)	Áp suất (P)	Thời gian (t)	
1	+	+	+	83
2	-	+	+	88
3	+	-	+	74
4	-	-	+	80
5	+	+	-	80
6	-	+	-	85
7	+	-	-	71
8	-	-	-	71
9	+α	0	0	71
10	-α	0	0	81
11	0	+α	0	95
12	0	-α	0	75
13	0	0	+α	87
14	0	0	-α	83
15	0	0	0	95



Hình 5. *Đồ thị biểu diễn ảnh hưởng của các yếu tố đến hiệu suất quá trình alkyl hóa*



Hình 6. *Phổ hồng ngoại của nonylphenol trích ly*

3.4. Tính chất hóa lý của nonylphenol thu được

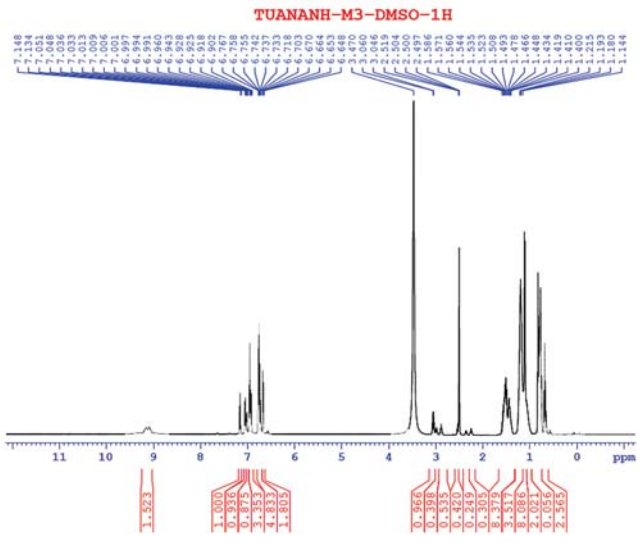
Một số tính chất hóa lý đặc trưng của nonylphenol thu được thể hiện ở Bảng 7.

Từ kết quả trên, nhóm tác giả xây dựng quy trình để alkyl hóa phenol trích ly thu được từ dầu than cốc:

- Phenol và acid H_2SO_4 98% (tỷ lệ dung dịch acid/phenol = 8%) được cho vào bình cầu ba cổ có sinh hàn, nhiệt kế và phễu nhỏ giọt. Hỗn hợp được khuấy bằng khuấy từ ở nhiệt độ thường trong khoảng 15 phút, sau đó được gia nhiệt đến 120°C. 1-nonene được bổ sung từ từ vào bình phản ứng từ phễu nhỏ giọt, với tỷ lệ phenol/1-nonene là 8:1. Sau khi 1-nonene được cho vào hết, hỗn hợp phản ứng được khuấy thêm 2 giờ nữa ở nhiệt độ không đổi 120°C và áp suất không đổi 1atm. Hỗn hợp phản ứng được làm lạnh ở nhiệt độ phòng, sau đó được loại bỏ xúc tác bằng cách rửa hỗn hợp với 30ml dung dịch $NaHCO_3$ bão hòa.

- Hỗn hợp thu được để lắng qua đêm ở nhiệt độ phòng cho phân lớp. Chiết lấy lớp hữu cơ nằm ở trên, sau đó đem chưng cất để thu được sản phẩm với các phân đoạn nhiệt độ. Phân đoạn 140 - 150°C: thu lấy 1-nonene ($t^o_{sôi}$ = 145°C) chưa phản ứng. Phân đoạn 175 - 235°C: thu lấy phenol, cresol và xylenol chưa phản ứng. Phân đoạn >280°C: thu lấy hỗn hợp các nonylphenol.

Điều kiện tối ưu cho phản ứng alkyl hóa phenol trích ly thu được khi thực hiện quy hoạch hóa thực nghiệm: nhiệt độ T = 118°C, áp suất P = 0,92atm, thời gian t = 1,85



Hình 7. *Phổ cộng hưởng từ của nonylphenol trích ly*

Bảng 7. *Một số tính chất hóa lý đặc trưng của nonylphenol tổng hợp*

Tính chất	Đơn vị đo	Phương pháp đánh giá	Nonylphenol từ phenol trích ly	Nonylphenol từ phenol tinh chế
Tỷ trọng (nhiệt độ thường)	-	ASTM D1298	0,948	0,935
Chỉ số acid	mg KOH/g	TCVN 6127:2007	267	272
Nhiệt độ bắt cháy cốc kín	°C	ASTM D93	144	138
Hàm lượng amoni	% khối lượng	Phổ UV-VIS	0	0
Độ nhớt động học (nhiệt độ thường)	cSt	TCVN 3171:2007	7,8	7,1
Hàm lượng lưu huỳnh	% khối lượng	Phổ huỳnh quang tia X	0	0
Hàm lượng cặn nhựa	% khối lượng	ASTM D189	0	0
Hàm lượng tro	% khối lượng	ASTM D482	0	0
Nhiệt độ kết tinh	°C	ASTM D2386	81	84
Độ ẩm	% khối lượng	Xác định độ mất khối lượng khi đặt trong bình kín chứa vôi sống	0,9	0,7
Nhiệt độ chảy mềm (nhiệt độ nóng chảy)	°C	ASTM D87	- 4	- 5

Hình 8. *Thiết bị phản ứng sử dụng cho quá trình ethoxylate hóa*

giờ. Khi đó hiệu suất sẽ đạt giá trị H = 95,23%. Hiệu suất của phản ứng tổng hợp nonylphenol từ phenol tinh chế với các điều kiện trên cũng đạt giá trị xấp xỉ 95%. Ngoài ra, một số tính chất hóa lý cơ bản của hai sản phẩm nonylphenol từ phenol trích ly và phenol tinh chế không khác nhau nhiều.

4. Kết quả nghiên cứu tổng hợp nonylphenol ethoxylate

4.1. Quy trình ethoxylate hóa nonylphenol

Chất hoạt động bề mặt không ion nonylphenol ethoxylate được tổng hợp nhờ phản ứng alkoxylate hóa nonylphenol thu được ở trên. Quy trình alkoxylate hóa phenol gồm các công đoạn: thử áp suất của thiết bị và nạp liệu; quá trình loại nước và lấy mẫu; bổ sung ethylene oxide và thực hiện phản ứng; loại ethylene oxide dư và trung hòa xúc tác; tách và thu hồi sản phẩm.

Bảng 8. *Điều kiện thí nghiệm cho phản ứng ethoxylate hóa*

Các mức	Các yếu tố ảnh hưởng		
	Nhiệt độ (°C)	Áp suất (atm)	Thời gian (giờ)
Mức trên (+1)	170	6	9
Mức cơ sở (0)	150	5	8
Mức dưới (-1)	130	4	7
Khoảng biến thiên	20	1	1

Thiết bị phản ứng áp suất cao nhiệt độ cao được thể hiện ở Hình 8.

4.2. Quy hoạch thực nghiệm và tối ưu hóa quy trình ethoxylate hóa nonylphenol

- Chọn miền khảo sát: Từ kết quả khảo sát ảnh hưởng của các yếu tố đến hiệu suất của quá trình ethoxylate hóa như trên, nhóm tác giả xây dựng các điều kiện thí nghiệm (Bảng 8).

- Chọn phương án quy hoạch trực giao cấp II (TYT 2^k) thực nghiệm yếu tố toàn phần 2 mức, k yếu tố ảnh hưởng. Phương trình hồi quy có dạng:

$$Y = b_o + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{23}x_2x_3 + b_{13}x_1x_3 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{33}x_3^2 \quad (*)$$

Trong đó:

x_1: Nhiệt độ;

x_2: Áp suất;

x_3: Thời gian.

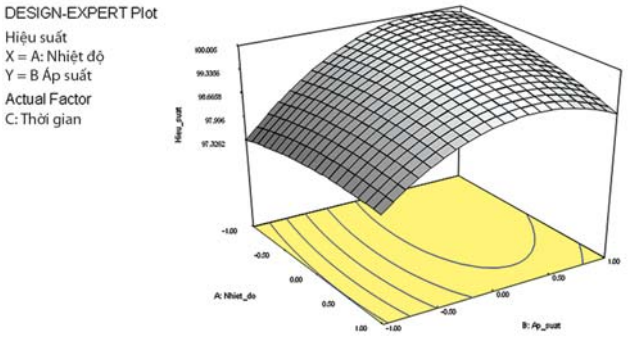
- Tổ chức thí nghiệm trực giao cấp II

Với số biến độc lập k = 3, n_o = 1 thì giá trị a^2 = 1,467.

Số thực nghiệm: $N = 2^k + 2.k + n_o = 15$ bao gồm số thí nghiệm ở nhân: $2^k = 8$ và ở các điểm sao: 2.k = 6.

Bảng 9. *Ma trận quy hoạch thực nghiệm đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu suất quá trình ethoxylate hóa*

Số thí nghiệm	Các yếu tố ảnh hưởng			Tỷ lệ sản phẩm thu được (%)
	Nhiệt độ (T)	Áp suất (P)	Thời gian (t)	
1	+	+	+	98,8
2	-	+	+	97,6
3	+	-	+	96,0
4	-	-	+	94,9
5	+	+	-	96,3
6	-	+	-	95,5
7	+	-	-	95,9
8	-	-	-	98,9
9	+α	0	0	98,8
10	-α	0	0	96,5
11	0	+α	0	95,6
12	0	-α	0	96,2
13	0	0	+α	98,8
14	0	0	-α	98,7
15	0	0	0	97,3



Hình 9. *Đồ thị ảnh hưởng của các yếu tố đến hiệu suất quá trình ethoxylate hóa nonylphenol thu được*

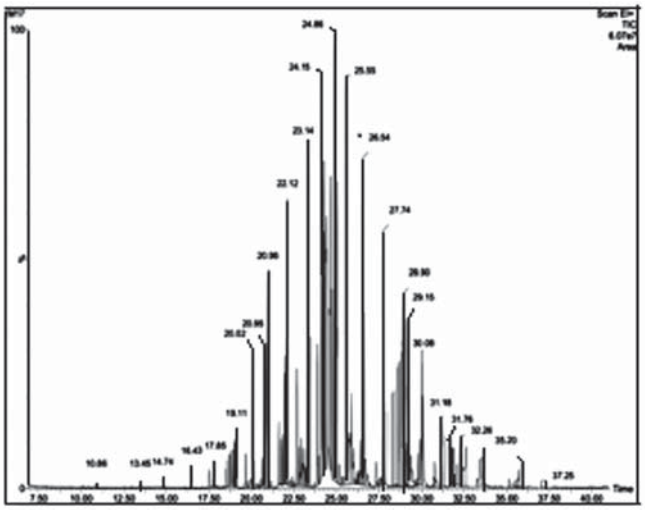
Trong đó, biến độc lập k = 3; số thí nghiệm ở tâm $n_o = 1$; $a^2 = 1,467$ với k = 3.

Dựa vào bảng ma trận thực nghiệm, các hệ số b_j trong phương trình hồi quy thu được theo công thức (*). Sử dụng phần mềm Design Expert để lập kế hoạch thực nghiệm, chọn mô hình, phân tích phương sai… và tìm ra phương trình hồi quy.

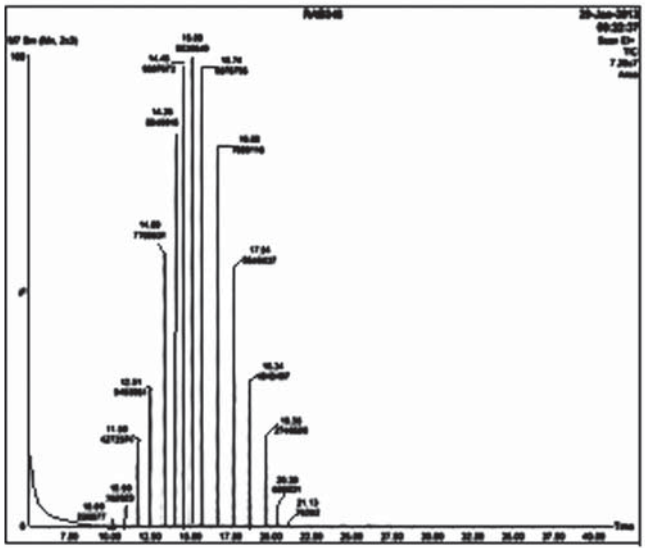
Phương trình hồi quy của hiệu suất quá trình ethoxylate hóa phụ thuộc vào các yếu tố nhiệt độ, áp suất và thời gian thu được từ quá trình tối ưu hóa bằng phần mềm Design Expert như sau:

$$Tỷ\ lệ = 98,51 - 0,16x_1 + 0,91x_2 + 0,46x_3 - 0,22x_1^2 - 1,07x_2^2 - 0,7x_3^2 - 0,34x_1x_2 - 0,41x_1x_3 + 0,09x_2x_3$$

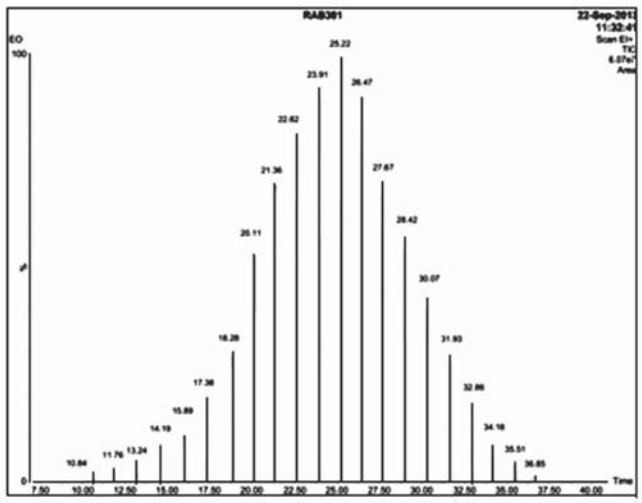
Chuyển đổi sang giá trị thực tương ứng thu được các giá trị tối ưu cho tỷ lệ khối lượng giữa sản phẩm thu được so với lượng hỗn hợp các chất ban đầu của quá trình ethoxylate hóa là: nhiệt độ T = 130°C, áp suất P = 4,75atm, thời gian t = 7,88 giờ.



a) Nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly



b) Tergitol™ NP-9



c) Nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol tinh chế

Hình 10. *Phổ GC-MS của mẫu nonylphenol ethoxylate tổng hợp và mẫu Tergitol™ NP-9*

4.3. Tính chất hóa lý của nonylphenol ethoxylate tổng hợp và so sánh với sản phẩm thương mại tương đương

Nhóm tác giả đánh giá tính chất hóa lý của nonylphenol ethoxylate tổng hợp được và so sánh với sản phẩm tương đương là Tergitol™ NP-9 (The Dow Chemical Company) đang được bán trên thị trường.

4.3.1. Thành phần của sản phẩm nonylphenol ethoxylate

Thành phần của nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly, Tergitol™ NP-9 và nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol tinh chế được phân tích bằng phổ GC-MS (Hình 10).

Kết quả phân tích thành phần của các đồng đẳng ethoxylate có trong mẫu nonylphenol ethoxylate tổng hợp và mẫu Tergitol™ NP-9 được thể hiện ở Bảng 10.

Bảng 10 cho thấy các hợp chất có trong nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly và phenol tinh chế đều có số nhóm ethylene oxide (EO) trong phân tử dao động từ 0 - 20, trong khi sản phẩm Tergitol™ NP-9 có nhóm ethylene oxide nằm trong khoảng 4 - 16.

Ngoài ra, sự phân bố của các đồng đẳng ethoxylate theo trọng lượng của các sản phẩm nonylphenol ethoxylate tổng hợp và Tergitol™ NP-9 đều có hình chuông, tuân theo phân bố chuẩn Gauss (Hình 11).

Số nhóm ethylene oxide trung bình trong sản phẩm nonylphenol ethoxylate tổng hợp và Tergitol™ NP-9 được tính dựa vào thành phần của các đồng đẳng ethylene oxide có trong sản phẩm, theo công thức:

$$N_{EO} = \sum_{i=1}^{n} EO_i \times p_i$$

Trong đó:

EO_i: Số nhóm ethylene oxide trong phân tử I;

p_i: Hàm lượng của phân tử thứ i.

Kết quả thu được cho thấy số nhóm ethylene oxide trung bình trong sản phẩm nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly là 9,08; số nhóm ethylene oxide trung bình trong sản phẩm nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol tinh chế là 9,54 trong khi số nhóm ethylene oxide trung bình trong sản phẩm Tergitol™ NP-9 có bán trên thị trường là 9,14.

4.3.2. So sánh tính chất hóa lý đặc trưng của sản phẩm nonylphenol ethoxylate tổng hợp và Tergitol™ NP-9

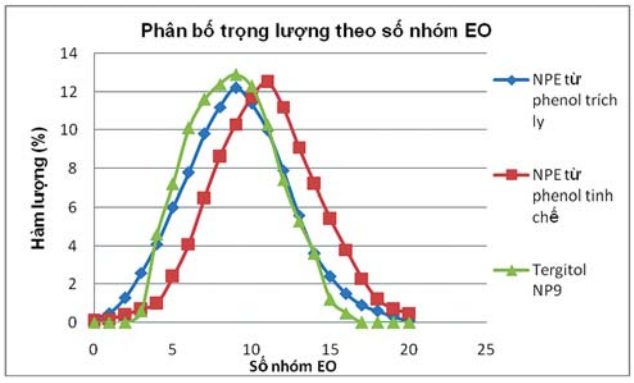
Bảng 11 cho thấy thực hiện được quá trình ethoxylate hóa giữa ethylene oxide và nonylphenol ethoxylate thu được từ phenol trích ly nhờ thiết bị phản ứng áp suất cao nhiệt độ cao.

- Khảo sát và đánh giá ảnh hưởng của một số yếu tố đến tỷ lệ sản phẩm ethoxylate thu được.

- Tiến hành quy hoạch thực nghiệm và tối ưu hóa quá trình ethoxylate để xác định các giá trị nhiệt độ, áp suất và thời gian tối ưu của phản ứng. Với điều kiện nhiệt độ: 130°C; áp suất: 4,75atm và thời gian: 7,88 giờ khi đó, tỷ lệ sản phẩm thu được so với lượng các chất ban đầu đạt giá trị khoảng 98,8%. Tỷ lệ tương tự cũng đạt được khi sử dụng nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol tinh chế tại các điều kiện tối ưu này, cho thấy quy trình ethoxylate hóa có thể áp dụng cho cả phenol trích ly và phenol tinh chế.

Bảng 10. *Thành phần của các đồng đẳng ethoxylate có trong mẫu nonylphenol ethoxylate tổng hợp và mẫu Tergitol™ NP-9*

Thành phần (% khối lượng)	Nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly	Nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol tinh chế	Tergitol™ NP-9
EO-0	0,2	0,1	-
EO-1	0,5	0,2	-
EO-2	1,3	0,4	0,3
EO-3	2,6	0,7	1
EO-4	4,1	1	5,6
EO-5	6	2,4	7,2
EO-6	7,8	4,1	10,1
EO-7	9,8	6,5	11,6
EO-8	11,2	8,6	12,2
EO-9	12,2	10,3	12,5
EO-10	11,4	11,7	11,9
EO-11	10	12,5	10,3
EO-12	7,9	11,2	7,4
EO-13	5,6	9,1	5,3
EO-14	3,6	7,2	3,6
EO-15	2,4	5,4	0,9
EO-16	1,5	3,8	0,1
EO-17	0,9	2,3	-
EO-18	0,6	1,2	-
EO-19	0,3	0,7	-
EO-20	0,1	0,5	-
Số nhóm EO trung bình	9,08	9,54	8,84



Hình 11. *Phân bố trọng lượng của các đồng đẳng ethoxylate có trong nonylphenol ethoxylate tổng hợp và Tergitol™ NP-9*

Bảng 11. *Một số tính chất hóa lý đặc trưng của sản phẩm nonylphenol ethoxylate tổng hợp và Tergitol™ NP-9*

Tính chất	Phương pháp đánh giá	Nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly	Nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol tinh chế	Tergitol™ NP-9
Thành phần chính		Nonylphenol ethoxylate có số nhóm ethylene oxide phân bố từ 0 - 20	Nonylphenol ethoxylate có số nhóm ethylene oxide phân bố từ 0 - 20	Nonylphenol ethoxylate có số nhóm ethylene oxide phân bố từ 4 - 16
Điểm đông đặc (điểm chảy) (°C)	ASTM D0097	1	-1	-1
Độ nhớt động học (cSt) (nhiệt độ thường)	ASTM D0445	233	227	229
Tỷ trọng (20°C)	TCVN 8444:2010	1,058	1,054	1,055
Độ nhớt động lực (cP) (nhiệt độ thường)	ASTM D4016	253	239	241
Trọng lượng phân tử (giá trị trung bình)	Dựa vào thành phần các chất trong phổ GC-MS	629,5	628,4	601,9
Điểm bắt cháy cốc kín (°C)	ASTM D0093	249	244	245
Độ pH của dung dịch 1%	ASTM D1293	6	6	6
Số mol ethylene oxide trung bình		9,08	9,54	9,14
Chỉ số độ cân bằng ưa kỵ nước (HLB)		12,3	13,1	12,9

- Khảo sát thành phần và một số tính chất hóa lý đặc trưng của sản phẩm nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly và phenol tinh chế thu được, đồng thời so sánh với sản phẩm cùng loại hiện đang được bán rộng rãi trên thị trường là Tergitol™ NP-9.

- Kết quả đánh giá tính chất và so sánh cho thấy nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly có thành phần và tính chất hóa lý tương đương với sản phẩm nonylphenol ethoxylate thương mại Tergitol™ NP-9 và sản phẩm nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol tinh chế theo quy trình tương tự.

4.4. Tính toán hiệu quả kinh tế

Với các bước thực hiện công việc cùng với các điều kiện cụ thể cho từng công đoạn được thể hiện như trên, giá thành sơ bộ của 1 mẻ tổng hợp ra 2 lít chất hoạt động bề mặt không ion nonylphenol ethoxylate được thể hiện trong Bảng 12.

Theo nghiên cứu, chi phí cho 1 mẻ sản xuất ra 2 lít nonylphenol ethoxylate tổng hợp từ phenol trích ly là 108.319 đồng. Dầu than cốc là sản phẩm phụ được sử dụng để tách 25% phenol, 75% dầu cốc còn lại sử dụng làm dầu đốt "sạch". Giá thành của 1 lít nonylphenol ethoxylate tổng hợp bằng 60% giá Tergitol™ NP-9 đang được bán trên thị trường (90.000 đồng/lít).

Bảng 12. *Chi phí cho quy trình sản xuất mẻ 2 lít chất hoạt động bề mặt nonylphenol ethoxylate tổng hợp*

	Hạng mục	Số lượng	Đơn giá (đồng)	Thành tiền (đồng)
1	Hoá chất			
	Dầu than cốc	6 lít;	-	-
	NaOH	0,24kg;	12.000	2.880
	Acid HCl 37%	0,6lít;	5.300	3.180
	Toluene	0,48lít	23.000	11.040
	1-Nonene	0,212kg;	32.000	6.784
	Acid H_2SO_4 98%	0,14lít	4.200	294
	Ethylene oxide	1,416kg	20.000	28.320
	Khí nitơ	20lít	10	200
2	Lương nhân công			
	Chuyên viên	0,05	126.477 (đồng/ngày)	6.324
	Kỹ thuật viên	0,3	111.205 (đồng/ngày)	33.362
3	Điện (kW)	10	1.369 (đồng/kW)	13.690
4	Nước (l)	70	3,5 (đồng/lít)	245
5	Chi phí khác			2.000
	Tổng			**108.319**

5. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu trên, nhóm tác giả đã trích ly thành công hỗn hợp gồm phenol, cresol và xylenol từ dầu than cốc của Nhà máy Cốc hóa Thái Nguyên; thực hiện thành công quá trình alkyl hóa và ethoxylate hóa từ phenol trích ly và phenol tinh chế thu được từ dầu than cốc để tạo ra chất hoạt động bề mặt không ion nonylphenol ethoxylate; đề xuất được các điều kiện tối ưu (nhiệt độ, áp suất, thời gian) cho các quy trình alkyl hóa và ethoxylate hóa phenol trích ly và phenol tinh chế từ dầu than cốc

Chất hoạt động bề mặt không ion nonylphenol ethoxylate được tổng hợp từ phenol trích ly có tính chất hóa lý đặc trưng và tính năng tương đương với chất hoạt

động bề mặt không ion được tổng hợp từ phenol tinh chế và chất hoạt động bề mặt cùng loại Tergitol™ NP-9 đang bán trên thị trường. Giá thành sản xuất 1 lít chất hoạt động bề mặt không ion nonylphenol ethoxylate từ phenol trích ly bằng 60% giá Tergitol™ NP-9 đang được bán trên thị trường.

Tài liệu tham khảo

1. Tạ Quang Minh. *Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Ngành "Nghiên cứu tổng hợp chất hoạt động bề mặt không ion sử dụng cho tăng cường thu hồi và trong các xử lý kích thích vỉa dầu khí từ các nguồn phenol thu hồi ở Việt Nam"*. 2013.

2. Trần Văn Hồi, Cao Mỹ Lợi, Nguyễn Văn Kim, Lê Việt Hải. *Các giải pháp công nghệ xử lý giếng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu ở giai đoạn khai thác cuối cùng của mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 2009; 5: trang 31 - 39.

3. Hoàng Linh. *Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Ngành "Nghiên cứu sử dụng tổ hợp các chất HĐBM bền nhiệt cho bơm ép tăng cường thu hồi dầu tại các vỉa chứa có nhiệt độ cao"*. 2012.

4. Michael Allured. *McCutcheon's. Detergents and Emulsifiers*. Published by McCutcheon's Publications. 2010.

5. Martin J.Schick (ed.). *Nonionic surfactants: Physical chemistry*. Surfactant Science Series, volume 23. Published by CRC Press. 1987.

6. Martin J.Schick (ed.). *Non-ionic surfactants*. Surfactant Science Series, volume 1. Published by CRC Press. 1966.

7. Tharwat F.Tadros. *Applied surfactants - Principles and application*. Published by Wiley-VCH. 2005. 654 pages.

8. M.Bavière. *Basic concepts in enhanced oil recovery processes.* Published for SCI by Elsevier Applied Science. 1991; 33: p. 89 - 122.

9. William A.Goddard III, Yongchun Tang, Patrick Shuler, Mario Blanco, Seung Soon Jang, Shiang-Tai Lin, Prabal Maiti, Yongfu Wu, Stefan Iglauer, Xiaohang Zhang. *Lower cost methods for improved oil recovery (IOR) via surfactant flooding*. Technical Report for DOE Project: DE-FC26-01BC15362. 2004.

10. Malcolm Pitts, Jie Qi, Dan Wilson, Phil Dowling, David Stewart, Bill Jones. *Coupling the alkaline-surfactant-polymer technology and the gelation technology to maximize oil production*. Topical Report, Award Number DE-FC26-03NT15411. 2003 - 2005.

11. Paul H.Krumrine, Thomas C.Campbell, James S.Falcone. *Surfactant flooding 1: The effect of alkaline additives on IFT, surfactant adsorption and recovery efficiency.* Paper SPE 8998. Published by Society of Petroleum Engineers. 1982.

12. K. Shinoda, T. Nagakawa, B. I. Tamamushi, T. Isemura: *"Colloidal Surfactants, Some Physicochemical Properties"* Academic Press, London, 1963.

Study on synthesis of nonionic surfactants from recovered phenol in Vietnam for use in enhanced oil recovery and oil well stimulation

Ta Quang Minh, Nguyen Tuan Anh, Vu An, Phan Trong Hieu
Hoang Mai Chi, Nguyen Thi Thu Hien
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Surface active agents (Surfactants) are used the most in industries [4, 5, 7], particularly in the petroleum sector for enhanced oil recovery [3, 8 - 11] and well stimulation with acidic emulsion [2]. Nonionic surfactants in alkylphenol ethoxylate form can be produced from recovered phenol in local factories such as coal tar (Thai Nguyen province) with the amount of phenol that can be recovered reaching nearly 1000 tons per year. Currently, the use of recovered phenol from coal tar of the coke plants in Vietnam has not been economically efficient and Vietnam still has to import nonionic surfactant alkylphenol ethoxylate for use in the domestic industries. In this paper, the authors present a study on synthesis of nonionic surfactants used in enhanced oil recovery and oil well stimulation from recovered phenol of coal tar from the coke factory in Thai Nguyen province.

Key words: *Recovered phenol, coal tar, alkylphenol ethoxylate, nonionic surfactant, oil field.*

PHÂN TÍCH CÁC YẾU TỐ TÁC ĐỘNG ĐẾN HIỆU QUẢ DỰ ÁN LỌC - HÓA DẦU CỦA PETROVIETNAM

ThS. Hoàng Thị Đào, ThS. Ngô Thị Mai Hạnh, ThS. Cù Thị Lan
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Các dự án lọc hóa dầu do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đầu tư là các dự án trọng điểm quốc gia/ trọng điểm Ngành, sử dụng công nghệ kỹ thuật cao, phức tạp, vốn đầu tư lớn và phải huy động lao động chuyên ngành. Do đặc thù riêng trong quá trình thực hiện đầu tư, hoạt động sản xuất kinh doanh (thị trường, nguồn nguyên vật liệu, cơ chế chính sách, tổ chức quản lý vận hành sản xuất…) nên hiệu quả đầu tư của mỗi dự án lọc hóa dầu rất khác nhau hoặc có sự khác biệt so với dự kiến ban đầu trong quá trình lập Báo cáo nghiên cứu khả thi. Bài viết tổng kết, đánh giá các yếu tố chính tác động đến hiệu quả dự án lọc hóa dầu trên cơ sở phân tích hai dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau. Từ đó, đề xuất giải pháp để nâng cao hiệu quả hoạt động của dự án và rút ra một số bài học kinh nghiệm để triển khai hiệu quả các dự án lọc hóa dầu trong thời gian tới.

Từ khóa: *Dự án đầu tư, bài học kinh nghiệm đầu tư, hiệu quả kinh tế tài chính, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Đạm Cà Mau.*

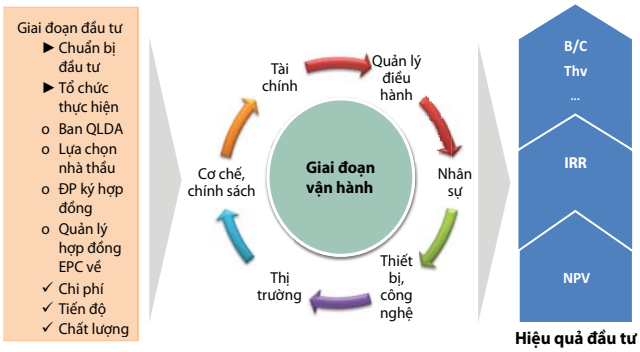
1. Giới thiệu

Chế biến dầu khí là một trong năm lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh chính của Petrovietnam, nhằm nâng cao giá trị tài nguyên dầu khí, tiết kiệm ngoại tệ và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước. Trong lĩnh vực lọc hóa dầu, Petrovietnam đã đưa vào sử dụng và đang tích cực triển khai hàng loạt dự án mới nhằm đáp ứng nhu cầu xăng dầu và sản phẩm hóa dầu cho thị trường trong nước. Trong phạm vi bài viết này, nhóm tác giả tổng kết một số yếu tố chính tác động đến hiệu quả dự án lọc hóa dầu trên cơ sở phân tích hai dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau.

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có công suất 6,5 triệu tấn dầu thô/năm (tương đương 148.000 thùng/ngày). Nguyên liệu chế biến 100% dầu thô Bạch Hổ (giai đoạn 1) và dầu thô hỗn hợp (giai đoạn 2). Sản phẩm của Nhà máy gồm: propylene, khí hóa lỏng (LPG), xăng 92/95, jet A1, dầu diesel (DO), dầu nhiên liệu (FO), dầu hỏa (KO) với chất lượng theo tiêu chuẩn EURO2. Dự án có tổng mức đầu tư 3.053 triệu USD [2]; chi phí đầu tư quyết toán là 42.818 tỷ đồng [6] (chưa bao gồm một số hạng mục đang thi công dở dang tại thời điểm quyết toán). Dự án được hưởng ưu đãi theo Quyết định 952/QĐ-TTg và Quyết định số 2286/ QĐ-TTg về trích khấu hao; mức giá trị ưu đãi tính trong giá bán đối với sản phẩm lọc dầu (xăng, dầu, LPG); thuế thu nhập doanh nghiệp.

Nhà máy Đạm Cà Mau là một dự án thành phần nằm trong Cụm dự án Khí - Điện - Đạm Cà Mau, có công suất 800.000 tấn urea/năm (2.385 tấn urea/ngày). Nhà máy sử dụng khí thiên nhiên (khai thác từ Lô PM3-CAA và mỏ Cái Nước và có thể sử dụng được nguồn khí từ Lô B - Ô Môn) để sản xuất phân đạm urea (hạt đục). Tổng mức đầu tư của dự án là 900 triệu USD [13], chi phí đầu tư quyết toán là 13.944 tỷ đồng [14]. Dự án được ưu tiên cấp khí và hỗ trợ một phần giá khí từ phần chênh lệch tăng giá bán khí của Nhà máy Đạm Phú Mỹ.

Để có thể xem xét toàn diện các yếu tố tác động đến hiệu quả đầu tư dự án, nhóm tác giả sẽ đánh giá các yếu tố tác động đến kết quả đầu tư về tiến độ, chất lượng, chi phí đầu tư của dự án và phân tích các khía cạnh về quản lý, nhân sự, tài chính… trong giai đoạn vận hành. Sự tác động của các yếu tố này đến hiệu quả đầu tư được đánh giá thông qua các chỉ số NPV (giá trị hiện tại thuần), IRR (tỷ suất hoàn vốn nội tại), B/C (tỷ số lợi ích trên chi phí), Thv (thời gian thu hồi vốn) và phân tích độ nhạy đối với các yếu tố tác động chính (tác động lớn nhất đến hiệu quả đầu tư của dự án) như Hình 1.



Hình 1. *Mô hình đánh giá hiệu quả dự án đầu tư*

2. Phân tích các yếu tố chính tác động đến hiệu quả đầu tư của dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau

Phân tích một số yếu tố chính tác động đến hiệu quả đầu tư của dự án trên cơ sở đánh giá, so sánh kết quả thực tế đạt được với dự kiến ban đầu được phê duyệt trong Báo cáo nghiên cứu khả thi (FS), Quyết định đầu tư, Hợp đồng EPC.

2.1. Kết quả thực hiện đầu tư của dự án thực tế so với FS/ Quyết định đầu tư/Hợp đồng EPC (Bảng 1)

2.2. Đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án

2.2.1. Giả định thông số đầu vào tính toán hiệu quả kinh tế tài chính của dự án

Để so sánh với Báo cáo nghiên cứu khả thi, các thông số đưa vào tính toán hiệu quả kinh tế tài chính dự án được giả định trên cơ sở các thông số đầu vào tính toán hiệu quả kinh tế trong Báo cáo nghiên cứu khả thi, có hiệu chỉnh phù hợp với các cơ chế chính sách đang được áp dụng và tình hình hoạt động thực tế của nhà máy từ khi đi vào vận hành thương mại.

Bảng 1. *Đánh giá kết quả thực hiện đầu tư dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau*

Nội dung	Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Nhà máy Đạm Cà Mau
Chi phí đầu tư	Tổng chi phí đầu tư thực tế là 42.818 tỷ đồng, thấp hơn mức phê duyệt là 51.718 tỷ đồng (3.053 triệu USD) [2] do chênh lệch doanh thu và chi phí giai đoạn chạy thử và tại thời điểm quyết toán còn một số hạng mục chưa hoàn thành. Chi phí đầu tư giảm so với dự toán điều chỉnh nhưng tăng nhiều so với mức phê duyệt năm 1997 [1] (1.500 triệu USD, chưa gồm chi phí tài chính); không vượt dự toán so với cam kết trong hợp đồng EPC; Công tác thanh quyết toán nhanh gọn.	Chi phí đầu tư thực tế là 13.944 tỷ đồng [14], thấp hơn so với mức phê duyệt là 900 triệu USD (tương đương 14.493 tỷ đồng với tỷ giá 16.100 đồng/USD) [13]. So với Báo cáo nghiên cứu khả thi sửa đổi năm 2006, giảm 199 triệu USD; không vượt dự toán so với cam kết trong hợp đồng EPC; thực hiện quyết toán nhanh gọn (sớm hơn 6 tháng so với quy định). Nếu quy đổi ra USD tại thời điểm quyết toán với tỷ giá 19.000 đồng/USD thì giá trị quyết toán thấp hơn gần 200 triệu USD do chênh lệch tỷ giá.
Tiến độ	Dự án hoàn thành vào ngày 30/5/2010. Tiến độ chậm 7 tháng so với cam kết hợp đồng EPC, chậm khoảng 9 năm so với Quyết định đầu tư [1].	Dự án hoàn thành vào ngày 24/4/2012. Tiến độ gần đúng với kế hoạch (chậm khoảng 1 tháng) theo hợp đồng EPC, nhưng so với quyết định phê duyệt Báo cáo nghiên cứu khả thi của Thủ tướng chính phủ chậm gần 7 năm [11], so với Báo cáo nghiên cứu khả thi hiệu chỉnh năm 2006 chậm 1 năm.
Chất lượng	Chất lượng công trình đáp ứng được yêu cầu đặt ra, vận hành an toàn, ổn định đạt 100% công suất thiết kế (có thời điểm đạt 110%), sản phẩm đạt chất lượng.	Chất lượng công trình tốt, vận hành ổn định.
Khối lượng thực hiện	Hoàn thành đúng với quy mô và chất lượng công trình theo quy định, có một số thay đổi để đáp ứng yêu cầu chất lượng và thị trường: - Bổ sung 2 phân xưởng công nghệ: xử lý LCO bằng hydro (LCO-HDT) và đồng phân hóa naptha nhẹ (ISOM); - Các phân xưởng công nghệ, năng lượng, phụ trợ và hệ thống tự động hóa được bổ sung, điều chỉnh cho phù hợp với cấu hình mới.	Hoàn thành theo đúng khối lượng trong Hợp đồng phê duyệt, không có phát sinh/thay đổi lớn ảnh hưởng đến tiến độ và chi phí đầu tư.
Đánh giá những mặt đạt được, tồn tại ảnh hưởng đến kết quả đầu tư	- Là công trình quan trọng quốc gia nên trong quá trình triển khai đã nhận được sự chỉ đạo sát sao của các cấp/ngành/địa phương, kịp thời tháo gỡ khó khăn cho dự án; nhà thầu EPC là nhà thầu lớn, nhiều kinh nghiệm triển khai và quản lý tốt; quản lý của chủ đầu tư/Ban Quản lý dự án giai đoạn đầu (1997 - 2003) còn thiếu tập trung, giai đoạn sau đã thực hiện tốt vai trò quản lý của mình, chủ động quản lý điều hành công việc với các nhà thầu liên quan. - Chuyển đổi hình thức đầu tư nhiều lần (3 lần thay đổi: tự đầu tư, liên doanh, quay về tự đầu tư); phải bổ sung một số phân xưởng công nghệ để đáp ứng yêu cầu chất lượng và thị trường; phát sinh chi phí xử lý địa chất công trình do công tác chuẩn bị đầu tư chưa tốt; nguyên liệu 100% dầu Bạch Hổ nên khó khăn cho việc tìm nguồn nguyên liệu.	- Là dự án đi sau Nhà máy Đạm Phú Mỹ nên đã học hỏi được nhiều kinh nghiệm và phần lớn nhân lực chủ chốt từ Đạm Phú Mỹ chuyển sang nên đã vượt qua được khó khăn khi triển khai với nhà thầu EPC năng lực yếu, thiếu kinh nghiệm (tổng thầu WEC/CMC). - Công tác tổ chức đấu thầu và lựa chọn nhà thầu kéo dài (mất 5 năm và phải qua 3 lần lựa chọn); xử lý địa chất công trình kéo dài; hợp đồng ký kết còn một số điểm chưa thống nhất (về trách nhiệm nạp hóa chất, bao bì, chất bảo quản và bôi trơn giữa chủ đầu tư và nhà thầu). Xảy ra các tranh chấp về cao độ hoàn thiện nhà máy và thiết kế hệ thống thoát nước (do quy định Hợp đồng chưa rõ ràng, đầy đủ).

- Nhà máy Lọc dầu Dung Quất:

+ Thời gian hoạt động của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là 25 năm (bằng thời gian trong Báo cáo nghiên cứu khả thi). Hệ số chiết khấu 10% (bằng hệ số chiết khấu trong Báo cáo nghiên cứu khả thi). Hệ số vận hành của Nhà máy đạt 95% công suất (2013) và 100% (từ năm 2014).

+ Về thời gian khấu hao, thuế thu nhập doanh nghiệp và giá trị ưu đãi tính trong giá bán sản phẩm (theo Quyết định 952/QĐ-TTg và quyết định 2286/QĐ - TTg): thời gian khấu hao 20 năm (theo Báo cáo nghiên cứu khả thi, thời gian khấu hao là 15 năm); được hưởng mức giá trị ưu đãi tính trong giá bán đối với xăng, dầu là 7%, LPG là 5% và sản phẩm hóa dầu là 3%; thuế thu nhập doanh nghiệp là 10%, được miễn thuế 4 năm và giảm 50% số thuế phải nộp cho 9 năm tiếp theo.

+ Giá dầu thô và sản phẩm tham chiếu giá dự báo của Wood Mackenzie (2013). Chi phí chế biến theo định mức của 2 năm hoạt động (2011 và 2012) và trượt giá 2%. Thuế nhập khẩu xăng dầu được lấy theo mức thuế nhập khẩu trung bình giai đoạn 2009 - 2012.

- Nhà máy Đạm Cà Mau:

+ Thời gian hoạt động của Nhà máy Đạm Cà Mau là 20 năm, hệ số chiết khấu 10%. Công suất vận hành của Nhà máy đạt 94% (2013) và 100% (từ năm 2014). Định mức tiêu thụ khí 21.218 triệu BTU/tấn NH_3 (theo định mức kinh tế kỹ thuật của Nhà máy);

+ Chi phí khí nguyên liệu đầu vào được tính toán trên cơ sở giá khí và lượng khí tiêu thụ. Giá khí trong giai đoạn 2012 - 2015 lấy theo hợp đồng mua bán khí giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Nhà máy Đạm Cà Mau. Từ năm 2015 trở đi, giá khí sử dụng để tính hiệu quả kinh tế dự án theo 2 trường hợp: (i) sau năm 2015 vẫn tiếp tục được hỗ trợ giá khí và dự kiến tăng 2%/năm; (ii) sau năm 2015 không được hỗ trợ giá khí, giá khí được tính theo giá khí từ Lô PM3-CAA và chi phí vận chuyển qua hệ thống đường ống PM3-Cà Mau.

Chi phí nguyên liệu khác, chi phí nhân công trực tiếp, chi phí sản xuất chung (trừ khấu hao), chi phí bán hàng và chi phí quản lý doanh nghiệp lấy theo định mức chi phí năm 2012 và kế hoạch năm 2013, trượt giá 2% cho các năm tiếp theo. Giá bán đạm lấy theo dự báo giá của Fertecon Outlook 2012, sau năm 2020 dự kiến tăng 2%/năm [17]. Thời gian khấu hao 15 năm. Thuế thu nhập doanh nghiệp (bằng mức thuế thu nhập doanh nghiệp trong Báo cáo nghiên cứu khả thi 2006): 0% (4 năm đầu kể từ khi có lãi); 10% (đến năm thứ 15) và 50% thuế hiện hành đối với các năm còn lại. Thuế giá trị gia tăng cho sản phẩm đạm là 5% (theo Nghị định 123/2008/NĐ-CP ngày 8/12/2008 quy định chi tiết và hướng dẫn một số điều của Luật thuế Giá trị gia tăng và Nghị định 121/2011/NĐ-CP ngày 27/12/2011 sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định 123/2008/NĐ-CP).

2.2.2. Kết quả đánh giá lại hiệu quả kinh tế tài chính

Kết quả tính toán hiệu quả kinh tế dự án đầu tư cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau so với hiệu quả kinh tế được dự tính trong Báo cáo nghiên cứu khả thi để làm cơ sở quyết định đầu tư được thể hiện tại Bảng 2.

Kết quả đánh giá lại cho thấy hiệu quả kinh tế tài chính dự tính trong Báo cáo nghiên cứu khả thi của cả hai dự án đều rất tốt với IRR > 11% và NPV > 0 (điều kiện để quyết định đầu tư). Tuy nhiên, sau khi đưa vào vận hành, các dự án đều có hiệu quả thấp hơn so với Báo cáo nghiên cứu khả thi. Nguyên nhân chủ yếu do các nhà máy đều chậm đưa vào vận hành so với dự kiến trong Báo cáo nghiên cứu khả thi (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chậm 9 năm, Nhà máy Đạm Cà Mau chậm 7 năm so với Báo cáo nghiên cứu khả thi phê duyệt 2001) nên giá cả vật tư thiết bị, chi phí nhân công/chuyên gia tăng; biến động tỷ giá dẫn đến tổng mức đầu tư thực tế tăng. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất còn do đầu tư bổ sung thêm các phân xưởng công nghệ, chi phí đầu tư tăng gấp 2,14 lần so với dự kiến

Bảng 2. *Kết quả đánh giá lại hiệu quả kinh tế tài chính so với Báo cáo nghiên cứu khả thi*

TT	Dự án		IRR		NPV@10% (triệu USD)	
			Đánh giá lại	FS	Đánh giá lại	FS
1	Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (*)	**PA1**	**8,22%**	11,14 %	**-475,3**	89,3
		PA2	9,74%		-75,4	
		PA3	10,94%		309,3	
2	Nhà máy Đạm Cà Mau (**)	**PA1**	**4.93%**	12,30%	**-168,8**	61,3
		PA2	9,44%		-23,7	

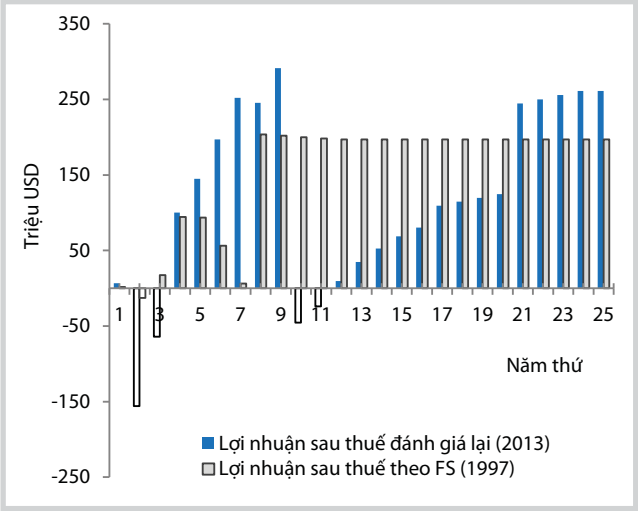
Ghi chú: (*) Nhà máy Lọc dầu Dung Quất: PA1 - Hưởng mức giá trị ưu đãi trong giá bán đến năm 2018 (theo cơ chế đã được phê duyệt); PA2 - Hưởng mức giá trị ưu đãi trong giá bán đến năm 2018 + 5 năm; PA3 - Hưởng mức giá trị ưu đãi trong giá bán cả đời dự án.
(**) Nhà máy Đạm Cà Mau: PA1 - sau năm 2015 không được hỗ trợ giá khí; PA2 - sau năm 2015 vẫn được hỗ trợ giá khí như hiện tại và dự kiến tăng 2%/năm.

ban đầu. Chi phí vận hành không bao gồm khấu hao và chi phí nguyên liệu (nhóm tác giả tách chi phí nguyên liệu và khấu hao để phân tích vì khấu hao đã xem xét trong mục chi phí đầu tư và thông thường nguyên liệu đầu vào tăng thì giá sản phẩm đầu ra cũng tăng theo, đặc biệt đối với sản phẩm lọc dầu) thực tế đều tăng so với dự kiến ban đầu (Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tăng 2,7 lần, Nhà máy Đạm Cà Mau tăng 1,76 lần). Dự báo thị trường trong Báo cáo nghiên cứu khả thi chưa sát thực tế, biến động giá nguyên nhiên liệu đầu vào (dầu thô, khí thiên nhiên), giá hóa phẩm xúc tác… và giá sản phẩm bán ra (xăng dầu các loại, đạm) theo xu hướng bất lợi làm giảm hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của Nhà máy. Việc chậm đưa nhà máy vào vận hành đã làm mất cơ hội có được nguồn cung ổn định (sản lượng dầu thô Bạch Hổ hiện không đủ để cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất)... Các yếu tố trên là nguyên nhân khiến lợi nhuận sau thuế đánh giá lại của dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau thấp hơn nhiều so với dự tính trong Báo cáo nghiên cứu khả thi (Hình 2 và 3).

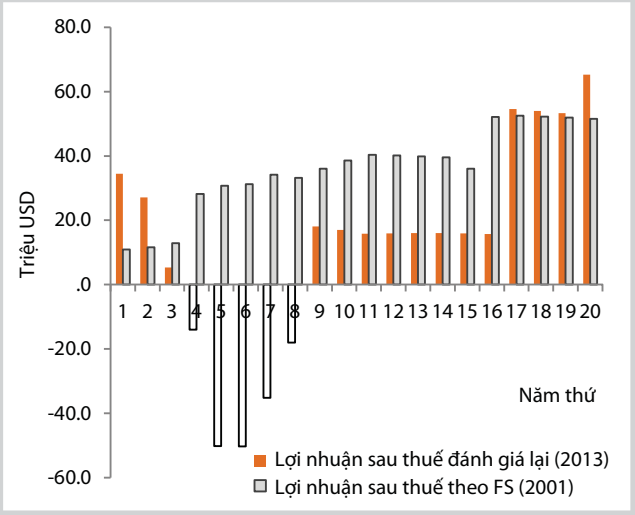
Ngoài ảnh hưởng từ cơ chế chính sách, các dự án lọc hóa dầu còn bị ảnh hưởng bởi các yếu tố bất định khác như: biến động giá nguyên vật liệu đầu vào, giá sản phẩm đầu ra và các yếu tố từ nội tại doanh nghiệp (áp dụng các biện pháp quản lý hiệu quả để giảm thiểu chi phí, đảm bảo vận hành nhà máy ổn định...). Do vậy, việc đánh giá tác động của các yếu tố không chắc chắn sẽ được thể hiện bằng việc phân tích độ nhạy của các yếu tố này đến hiệu quả kinh tế của dự án. Tỷ lệ (%) biến động tối đa đối với từng loại yếu tố tác động được nhóm tác giả đưa vào xem xét trên cơ sở tính khả thi/khả năng có thể biến động đối với từng yếu tố.

- Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, giá dầu thô và giá sản phẩm là yếu tố quyết định hiệu quả kinh tế của dự án. IRR sẽ nhận giá trị lớn hơn/bằng với chi phí vốn bình quân của dự án (WACC) là 10% khi giá nguyên liệu dầu thô giảm ít nhất 3% hoặc giá sản phẩm tăng ít nhất 2,5% khi các yếu tố khác không đổi (Hình 4). Ngoài ra, các yếu tố khác như hệ số vận hành, mức tiêu thụ năng lượng nội bộ và chi phí vận hành cũng có tác động đáng kể (Hình 5), song nhà máy có thể chủ động cải thiện được. Với cơ chế chính sách hiện tại, mặc dù chi phí đã giảm xuống 20% nhưng IRR của dự án vẫn chưa đạt được giá trị tương đương với chi phí vốn bình quân của dự án do chi phí nguyên liệu dầu thô đầu vào chiếm tới trên 90% tổng chi phí.

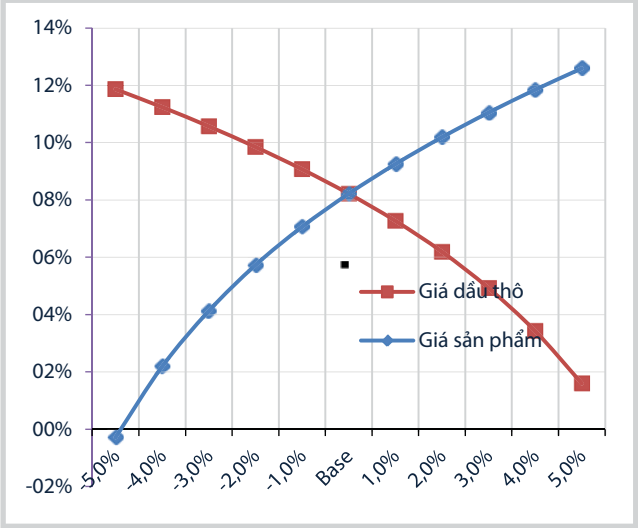
Cụ thể, khi giá nguyên liệu đầu vào dầu thô giảm 1% so với phương án cơ sở thì IRR tăng khoảng 0,85%, ngược lại khi giá dầu thô tăng 1% thì IRR giảm khoảng 0,95%. Nếu



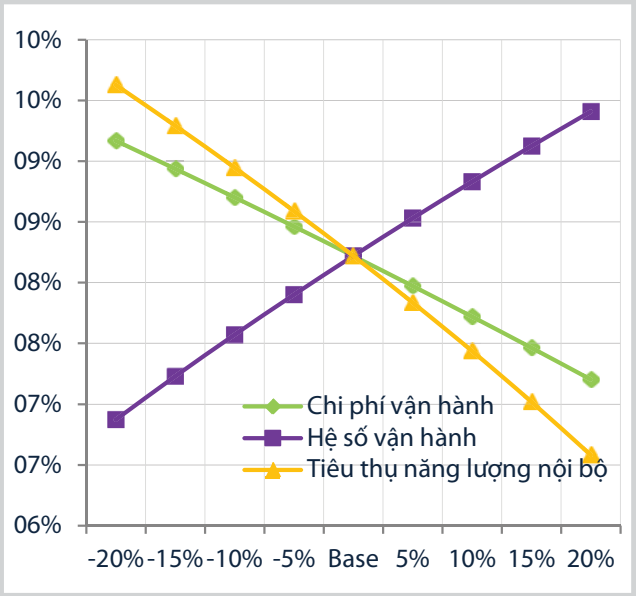
Hình 2. *Lợi nhuận sau thuế đánh giá lại so với Báo cáo nghiên cứu khả thi - Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*



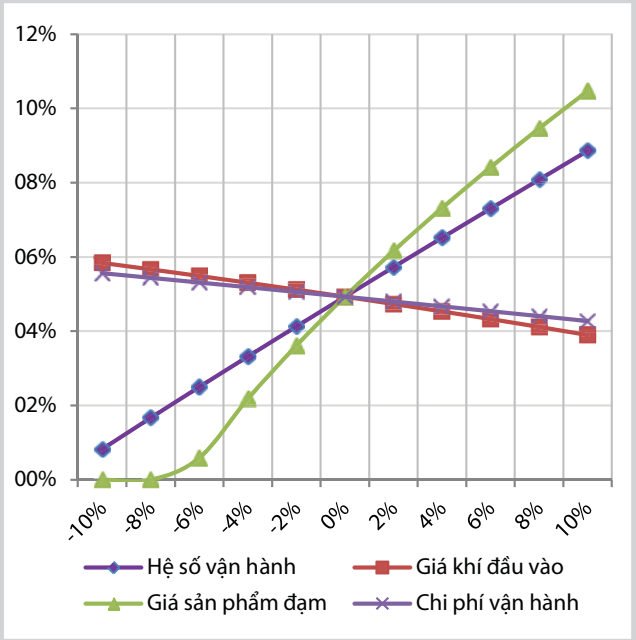
Hình 3. *Lợi nhuận sau thuế đánh giá lại so với Báo cáo nghiên cứu khả thi - Nhà máy Đạm Cà Mau*



Hình 4. *Ảnh hưởng của giá dầu thô và giá sản phẩm đến độ nhạy của IRR - Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*



Hình 5. *Ảnh hưởng của chi phí vận hành, hệ số vận hành và tiêu thụ năng lượng nội bộ đến độ nhạy của IRR - NMLD Dung Quất*



Hình 6. *Độ nhạy của IRR - Nhà máy Đạm Cà Mau*

giá sản phẩm xăng dầu tăng 1% thì IRR tăng lên khoảng 1,02%, nếu giá sản phẩm giảm 1% thì IRR giảm khoảng 1,15%. Nếu công suất vận hành (chế biến) giảm xuống 90% thì IRR giảm khoảng 0,65%, nếu công suất tăng lên 110% thì IRR tăng thêm 1,19%. Nếu tiết giảm chi phí vận hành xuống 20% thì IRR sẽ tăng thêm 0,95%, nếu chi phí vận hành tăng 20% thì IRR giảm khoảng 1,02%. Khi mức tiêu thụ năng lượng nội bộ giảm 20% (tức là giảm từ mức 8,4% hiện nay xuống còn 6,72% - mức khả thi theo đánh giá của nhà thầu KBC Advanced Technology PTE Ltd.) thì IRR tăng thêm 1,64%.

- Đối với Nhà máy Đạm Cà Mau, giá sản phẩm urea và hệ số vận hành có ảnh hưởng lớn nhất đến các chỉ tiêu tính toán kinh tế tài chính của dự án (Hình 6). Khi giá sản phẩm đạm tăng 10% so với phương án cơ sở thì IRR đạt trên 10%, nếu giá đạm giảm ≥ 5% thì IRR nhận giá trị âm. Trong trường hợp nhà máy vận hành ổn định ở công suất 100% thiết kế hoặc vượt công suất thiết kế thì IRR của dự án đạt khoảng 5 - 9%, nếu công suất vận hành chỉ đạt 90% thì IRR ở mức 1%. Mức độ tác động của giá khí đầu vào và chi phí vận hành gần như tương đương. Khi giá khí/chi phí vận hành giảm/tăng 10% thì IRR tăng/giảm gần 1% so với trường hợp cơ sở.

3. Bài học kinh nghiệm và giải pháp nâng cao hiệu quả quản lý đầu tư các dự án lọc hóa dầu

3.1. Bài học kinh nghiệm

Việc thực hiện đầu tư các dự án lọc hóa dầu của Petrovietnam trong thời gian qua đã đạt được thành công nhất định, song cũng còn một số tồn tại/bất cập. Trên cơ sở phân tích, đánh giá quá trình triển khai đầu tư của dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau (chuẩn bị đầu tư, tổ chức đấu thầu, đàm phán hợp đồng EPC, quản lý hợp đồng EPC, quản lý chi phí, quản lý tiến độ, quản lý khối lượng và chất lượng công trình...), nhóm tác giả đã tổng kết rút ra bài học kinh nghiệm về công tác triển khai thực hiện đầu tư cho các dự án chế biến dầu khí trong thời gian tới.

- Đối với công tác chuẩn bị đầu tư, cần nghiên cứu kỹ nguồn cung nguyên liệu và thị trường sản phẩm, tăng cường và nâng cao hiệu quả công tác dự báo để có quyết sách đầu tư hợp lý về công nghệ, quy mô công suất, chủng loại sản phẩm; công tác khảo sát địa chất công trình cần được quan tâm đúng mức để tránh phát sinh chi phí và kéo dài thời gian khi triển khai.

- Việc lựa chọn hình thức đầu tư phù hợp rất quan trọng, cần phải cân nhắc kỹ lưỡng dựa trên năng lực, nguồn lực và định hướng chiến lược phát triển ngành công nghiệp lọc hóa dầu. Khi đã xác định được hình thức đầu tư, cần phải kiên trì, có giải pháp triển khai hiệu quả ngay từ khi bắt đầu dự án. Bài học đối với hình thức liên doanh (đặc biệt với đối tác nước ngoài) cần đảm bảo nguyên tắc cao nhất trong hợp tác đầu tư là hài hòa lợi ích cho các bên tham gia; xây dựng những quy định có tính nguyên tắc trong quản lý và điều hành liên doanh ngay từ đầu; có những thỏa thuận chi tiết, cơ chế tài chính rõ ràng của liên doanh (tránh thực hiện theo cơ chế 50/50).

- Đối với công tác tổ chức thực hiện đầu tư theo hình thức EPC:

+ Về công tác chuẩn bị mặt bằng xây dựng, cần quan tâm đúng mức công tác đền bù, giải phóng mặt bằng ngay từ đầu; xây dựng quy chế phối hợp giữa các bên liên quan; xây dựng giải pháp đồng bộ, cơ chế chính sách bồi thường nhất quán; kết hợp với địa phương thực hiện tốt công tác dân vận, có chính sách tái định cư phù hợp.

+ Về quản lý điều hành của ban quản lý dự án/chủ đầu tư, cần bố trí nhân lực đủ kinh nghiệm, năng lực tham gia quản lý dự án; huy động tối đa kinh nghiệm và chuyên môn của tư vấn; xây dựng quy trình phối hợp hiệu quả giữa ban quản lý dự án và tư vấn quản lý dự án (PMC); phân cấp, ủy quyền tối đa cho đơn vị trực tiếp quản lý dự án cùng với cơ chế giám sát chặt chẽ...

+ Về công tác lựa chọn nhà thầu, cần thực hiện tốt công tác sơ tuyển, tìm hiểu kỹ thông tin liên quan đến nhà thầu. Nếu sử dụng tổ hợp tổng thầu, phải lựa chọn lãnh đạo tổng thầu mạnh về chuyên môn, quản lý giỏi, nhiều kinh nghiệm. Cần thuê tư vấn quản lý dự án có kinh nghiệm và năng lực chuyên môn đủ tốt để hỗ trợ cho chủ đầu tư/ban quản lý dự án. Không chia cắt dự án thành nhiều gói thầu nếu chủ đầu tư ít kinh nghiệm quản lý, các nhà thầu có trình độ khác nhau (rút kinh nghiệm từ dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất).

+ Về công tác đàm phán, ký kết hợp đồng, cần thuê tư vấn luật (nước ngoài) có kinh nghiệm để hỗ trợ soạn thảo, đàm phán những hợp đồng phức tạp; xác định cụ thể, rõ ràng các điều khoản trong hợp đồng để dễ thực hiện, hạn chế vướng mắc, giảm thiểu thời gian và công sức cho việc giải quyết tranh chấp, giảm chi phí phát sinh; lựa chọn, xây dựng danh mục nhà thầu bản quyền, cung cấp thiết bị ngay trong giai đoạn đàm phán và đưa vào hợp đồng để yêu cầu nhà thầu tuân thủ.

+ Quản lý hợp đồng EPC chặt chẽ, khoa học. Cần phải quản lý khoa học tài liệu/hồ sơ (xây dựng hệ thống quản lý tài liệu, công văn, ứng dụng công nghệ thông tin ngay từ giai đoạn đầu dự án) và quản lý khoa học những thay đổi tại công trường của dự án. Quản lý chất lượng, yêu cầu nhà thầu chính sớm có kế hoạch kiểm soát cũng như tập huấn nhà thầu phụ, đội giám sát chất lượng của mình; kiểm soát chặt chẽ chất lượng thi công, phát hiện kịp thời những điểm không phù hợp; giám sát tốt giai đoạn thiết kế (nêu rõ đề bài/yêu cầu của chủ đầu tư, cử người có năng lực, kinh nghiệm giám sát chế tạo, đảm bảo chất lượng). Quản lý tiến độ, yêu cầu nhà thầu trình tiến độ tổng thể sớm để chủ đầu tư phê duyệt và có cơ sở giám sát việc triển khai thi công; áp dụng phần mềm hiện đại để quản lý. Ban quản lý dự án cần phải bám sát các mốc tiến độ và yêu cầu nhà thầu giữ vững tiến độ, đưa ra tiến độ chi tiết cho các hạng mục quan trọng; kiểm soát cẩn thận mọi đề xuất liên quan đến tiến độ dự án của nhà thầu. Quản lý tranh chấp, nắm vững các quy định trong hợp đồng, quản lý tốt các tài liệu pháp lý, cập nhật, kiểm tra và đánh giá các vấn đề có nguy cơ gây tranh chấp; trả lời kịp thời các văn bản nhà thầu phát ra, tránh tạo cớ cho nhà thầu đòi phát sinh hoặc phạt; xử lý linh hoạt, khách quan, dứt điểm các tranh chấp phát sinh trên nguyên tắc các bên cùng có lợi. Quản lý nguồn lực, cần thường xuyên yêu cầu nhà thầu đưa ra biểu đồ nhân lực và giám sát thực hiện việc huy động nhân lực nhằm đảm bảo tiến độ dự án. Quản lý chạy thử, cần xây dựng kế hoạch tổng thể, chi tiết cho chạy thử.

+ Về công tác quản lý an toàn sức khỏe và môi trường, cần yêu cầu nhà thầu phải tuân thủ nghiêm ngặt những tiêu chuẩn an toàn và môi trường, có chương trình quản lý rõ ràng; nâng cao hiểu biết, trách nhiệm của công nhân, kỹ sư làm việc trên công trường; cần xây dựng quy chế phối hợp giữa chủ đầu tư với công an, biên phòng và chính quyền địa phương.

+ Cần chú trọng đào tạo nhân sự vận hành ngay từ ngày đầu triển khai dự án; có chính sách ưu đãi trong tuyển dụng nhân sự có kinh nghiệm, trình độ; sử dụng hiệu quả hình thức đào tạo theo công việc; đào tạo cán bộ chủ chốt cho vận hành nhà máy kết hợp bố trí tham gia giám sát các khâu thiết kế, mua sắm, lắp đặt để hiểu được thiết bị, có thể xử lý vấn đề xảy ra trong vận hành; thúc đẩy đào tạo nhân sự kỹ thuật bậc cao, tăng cường hợp tác đào tạo với các nhà máy tương tự trong nước/khu vực/thế giới.

3.2. Các giải pháp để nâng cao hiệu quả dự án

3.2.1. Giải pháp về quản lý

Nghiên cứu áp dụng các mô hình quản lý tiên tiến, hiện đại trong lĩnh vực lọc hóa dầu. Xây dựng và thường xuyên rà soát, cập nhật các định mức kinh tế - kỹ thuật, đặc biệt chú trọng định mức lưu kho (vật tư, phụ tùng thay thế, hóa phẩm xúc tác, nguyên liệu đầu vào và sản phẩm sản xuất ra…), làm tốt điều này sẽ giảm chi phí vận hành nhà máy. Sử dụng hiệu quả các phần mềm quản lý đã được trang bị (hệ thống quản lý bảo dưỡng sửa chữa - CMMS, hệ thống thu thập dữ liệu vận hành từ hệ thống điều khiển - DCS…); thực hiện tốt công tác bảo dưỡng sửa chữa, nhất là bảo dưỡng phòng ngừa nhằm đảm bảo vận hành ổn định nhà máy.

3.2.2. Giải pháp về quản lý nhân sự và đào tạo

Ứng dụng công cụ quản lý nhân sự tiên tiến để phát huy tối đa hiệu quả làm việc của người lao động, góp phần nâng cao hiệu quả doanh nghiệp. Luân chuyển cán bộ chủ chốt giữa các nhà máy chế biến nhằm tích lũy và chia sẻ kinh nghiệm quản lý điều hành. Tăng cường hợp tác đào tạo tại chỗ cho công nhân kỹ thuật/vận hành bậc cao giữa các nhà máy trong nước/khu vực/trên thế giới. Đào tạo, cập nhật kiến thức cho các nhân sự liên quan hiểu, nhận thức đầy đủ, triệt để đối với các quy định, quy trình trong quá trình tác nghiệp. Có cơ chế giám sát tuân thủ, thưởng phạt rõ ràng và cơ chế khuyến khích phát minh sáng kiến. Xây dựng chính sách đãi ngộ, trọng dụng người tài để người lao động yên tâm làm việc (các dự án nằm ở khu vực xa xôi, chưa có cơ sở hạ tầng thuận lợi).

3.2.3. Giải pháp về thị trường

Tăng cường công tác nghiên cứu và dự báo thị trường sản phẩm đầu vào và đầu ra của các nhà máy để có kế hoạch kinh doanh đối với từng sản phẩm, đặc biệt đối với giá dầu thô, sản phẩm xăng dầu và giá sản phẩm đạm có tác động rất lớn đến hiệu quả kinh tế. Xây dựng cơ chế phối hợp nhằm khai thác hiệu quả hệ thống phân phối của các đơn vị trong Tập đoàn.

3.2.4. Giải pháp về cơ chế chính sách

Với các điều kiện kinh tế, kỹ thuật, thị trường như giả định trên, dự án chỉ có thể đạt được mức hiệu quả tối thiểu bằng/gần bằng với chi phí vốn bình quân (WACC) khi được áp dụng cơ chế: ưu đãi thuế trong giá bán tối thiểu thêm 5 năm nữa đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; tiếp tục được hỗ trợ giá khí, mức tăng 2%/năm đối với Nhà máy Đạm Cà Mau.

3.2.5. Giải pháp công nghệ

Cần tiếp tục nghiên cứu giải pháp cải tiến công nghệ nhằm giảm thiểu chi phí tiêu thụ năng lượng nội bộ và tổn thất. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất giảm/tăng 10% năng lượng nội bộ và tổn thất sẽ tăng/giảm 0,7 - 0,8% IRR. Ngoài ra, cần sớm triển khai phương án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để có thể chế biến được nhiều loại dầu thô.

3.2.6. Giải pháp tái cấu trúc tài chính

Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cần nghiên cứu thực hiện các nghiệp vụ phái sinh (hedging) phù hợp để giảm rủi ro về tỷ giá, chênh lệch giá mua dầu thô và giá bán sản phẩm. Hiện doanh thu của Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) chủ yếu bằng đồng Việt Nam, trong khi chi phí mua dầu thô và phần lớn các khoản vay để xây dựng Nhà máy bằng USD, khiến chi phí tài chính biến động khi tỷ giá thay đổi (phát sinh lỗ do chênh lệch tỷ giá).

4. Kết luận

Các dự án lọc hóa dầu do Petrovietnam đầu tư đã góp phần đảm bảo an ninh năng lượng - lương thực quốc gia, giảm bớt sự phụ thuộc vào nguồn nhập khẩu một số mặt hàng như xăng dầu các loại, phân đạm…, thúc đẩy sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Hàng năm, Petrovietnam đã cung cấp ra thị trường khoảng 5,5 triệu tấn xăng dầu các loại, chiếm khoảng 30% nhu cầu thị trường xăng dầu trong nước; khoảng 1,6 triệu tấn phân đạm (đạm Phú Mỹ và đạm Cà Mau), đáp ứng 67% cho nhu cầu thị trường đạm trong nước… Việc đánh giá thực trạng đầu tư, thực trạng hoạt động và tính toán lại các chỉ số hiệu quả kinh tế của dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Cà Mau trong phạm vi bài báo này cho thấy việc triển khai đầu tư còn một số hạn chế, cần tiếp tục xem xét, điều chỉnh và rút kinh nghiệm để triển khai hiệu quả các dự án lọc hóa dầu trong thời gian tới.

Tài liệu tham khảo

1. Thủ tướng Chính phủ. *Quyết định số 514/QĐ-TTg về việc phê duyệt dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với hình thức Việt Nam tự đầu tư.* 10/7/1997.

2. Thủ tướng Chính phủ. *Quyết định số 1291/QĐ-TTg về việc phê duyệt tổng mức đầu tư điều chỉnh dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.* 17/8/2009.

3. Thủ tướng Chính phủ. *Quyết định số 952/QĐ-TTg về một số cơ chế tài chính của Công ty TNHH Nhà nước MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn*. 26/7/2012.

4. Thủ tướng Chính phủ. *Quyết định số 2286/QĐ-TTg về sửa đổi, bổ sung Điều 2 Quyết định số 952/QĐ-TTg ngày 26/7/2012 về một số cơ chế tài chính của Công ty TNHH Nhà nước MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn*. 26/11/2013.

5. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo tổng kết dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*. 2010.

6. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Quyết định số 12084/QĐ-DKVN về việc phê duyệt quyết toán hoàn thành dự án Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. 31/12/2010.*

7. Tổng cục Năng lượng - Bộ Công Thương. *Tham luận "Thực trạng về các công trình, dự án lọc hóa dầu ở Việt*

Nam; quy hoạch và cơ chế chính sách phát triển công nghiệp lọc hóa dầu Việt Nam". Hội thảo "Định hướng và giải pháp tạo sự phát triển bền vững khâu sau của ngành Dầu khí Việt Nam". 1/8/2013.

8. BSR. *Báo cáo kết quả thực hiện lập dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*. 2012.

9. BSR. *Kế hoạch tối ưu hóa sản xuất kinh doanh Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*. 2012.

10. BSR. *Bộ định mức kinh tế - kỹ thuật*. 2011.

11. Thủ tướng Chính phủ. *Quyết định số 1218/QĐ-TTg về việc phê duyệt Báo cáo nghiên cứu khả thi dự án đầu tư Nhà máy sản xuất phân đạm Cà Mau*. 10/9/2001.

12. Văn phòng Chính phủ. *Công văn số 2732/VPCP-KTN về việc giá khí bán cho sản xuất phân đạm*. 29/4/2011.

13. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Quyết định số 5312/QĐ-DKVN về việc phê duyệt tổng mức đầu tư hiệu chỉnh chi tiết và tiến độ điều chỉnh dự án Nhà máy sản xuất phân đạm Cà Mau. 28/7/2008.*

14. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Quyết định số 1989/QĐ-DKVN về việc phê duyệt quyết toán hoàn thành dự án Nhà máy sản xuất phân đạm Cà Mau. 25/3/2014.*

15. PVCFC. *Báo cáo tổng kết kinh nghiệm đầu tư xây dựng Nhà máy Đạm Cà Mau*. 2012.

16. PVCFC. *Dự thảo chiến lược phát triển đến năm 2020*. 2012.

17. Fertercon Fertilizer. *www.fertecon.agra-net.com*.

18. Wood Mackenzie. *www.woodmac.com*.

19. Chemical Insight & Forecasting. *www.cmaiglobal.com*.

An analysis of main factors impacting the efficiency of Petrovietnam's refining and petrochemical projects

Hoang Thi Dao, Ngo Thi Mai Hanh, Cu Thi Lan
Vietnam Petroleum Institute

Summary

The refining and petrochemical sector is one of Petrovietnam's five core business domains. Most of the projects in this sector are national key projects which require advanced technologies, huge capital and professional labour. Each project has its own complicated features in the implementation of investment as well as in the operation phase. Thus, the efficiency of each project could be very different from each other and/or its feasibility study. This paper evaluates the main factors impacting the efficiency of refining and petrochemical projects by analysing two typical refining and petrochemical projects of Petrovietnam, namely Dung Quat Refinery and Ca Mau Fertilizer Plant, which have finished their investment phases and already come into commercial operation. The authors conclude with recommendations for improving the efficiency of the two mentioned projects and some lessons for new refining and petrochemical projects of Petrovietnam in the future.

Key words: *Investment project, lessons for future investment, financial and economic efficiency, Dung Quat Refinery, Ca Mau Fertilizer Plant.*

ỨNG DỤNG PHẦN MỀM PETROMOD ĐỂ ĐÁNH GIÁ TẦNG ĐÁ SINH DẦU KHÍ LÔ 04-1 VÀ LÂN CẬN BỂ NAM CÔN SƠN

KS. Phan Văn Thắng, KS. Phan Mỹ Linh, ThS. Hoàng Nhật Hưng
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu mô hình trưởng thành và mô hình di cư được xây dựng trên một số tuyến địa chấn chọn lọc cắt qua các cấu tạo thuộc Lô 04-1 và lân cận bể Nam Côn Sơn. Theo kết quả nghiên cứu, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành thay đổi khá mạnh theo bình đồ chủ yếu do sự thay đổi độ sâu nước biển và chế độ địa nhiệt. Kết quả mô hình di cư cho thấy hiện tại hydrocarbon trong các tầng chứa chủ yếu là khí.

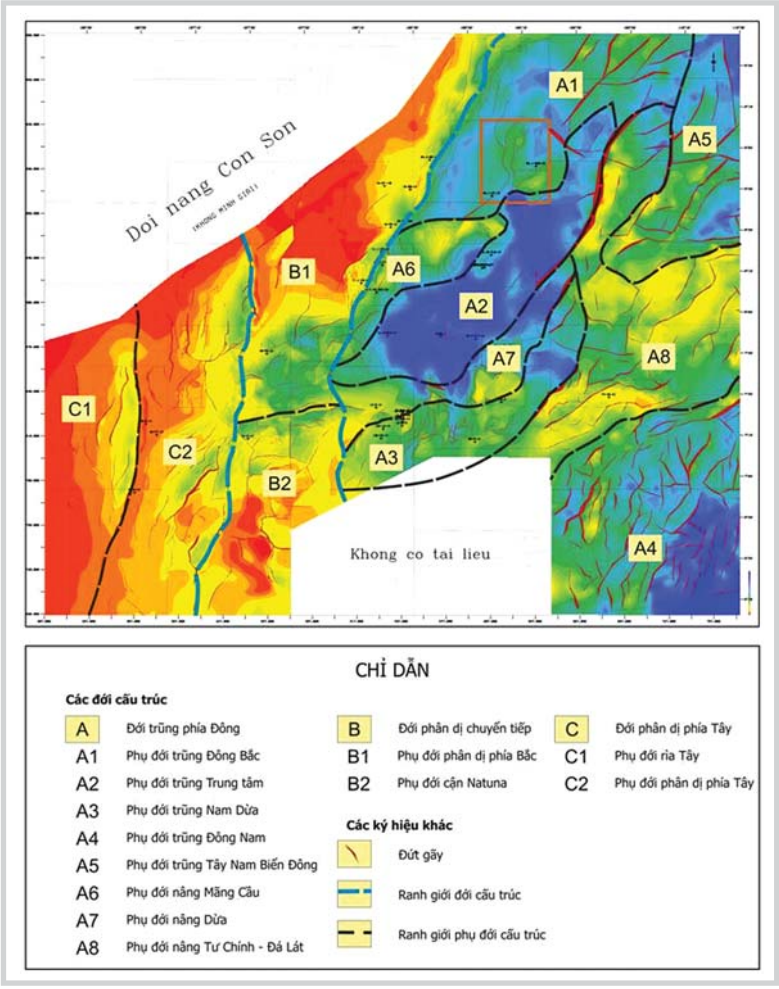
***Từ khóa**: Petromod, tầng sinh, đá mẹ, mô hình trưởng thành, mô hình di cư, Lô 04-1, bể Nam Côn Sơn.*

1. Giới thiệu

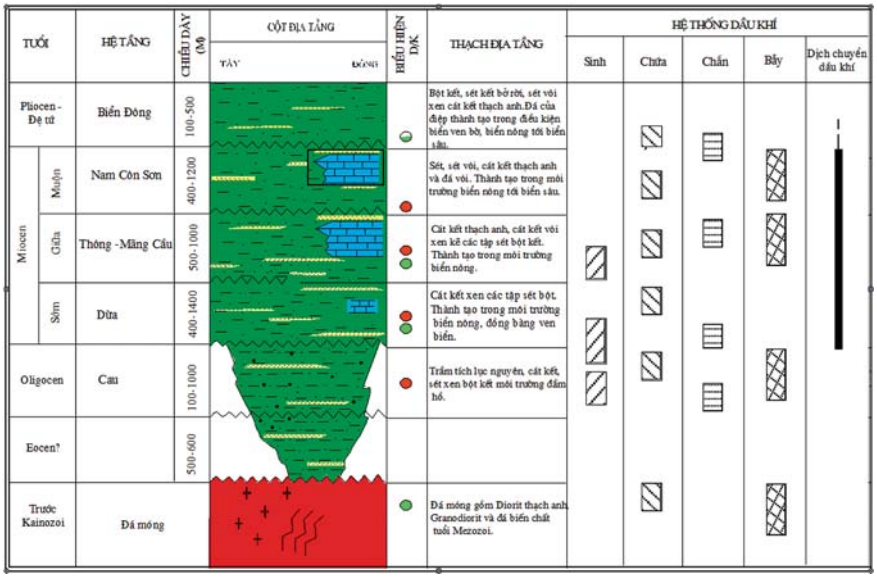
Lô 04-1 nằm ở phía Đông Bắc của bể Nam Côn Sơn, thuộc phụ đới trũng Đông Bắc (Hình 1). Theo nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam [12, 13], phía Bắc Lô 04-1 bị phá hủy mạnh do chịu ảnh hưởng của các hoạt động núi lửa trẻ nên chất lượng tài liệu địa chấn ở mức từ kém đến trung bình, rất khó liên kết và xác định các mặt phản xạ. Khu vực phía Nam do không chịu ảnh hưởng của các hoạt động núi lửa trẻ nên chất lượng tài liệu từ khá đến tốt, có thể xác định rõ bề mặt bào mòn, các đứt gãy có biên độ nhỏ và dấu hiệu của các cột khí trên tài liệu địa chấn. Các ranh giới được minh giải gồm: nóc móng trước Đệ tam (H200), nóc Intra Miocen dưới (H120), nóc Miocen dưới (H80), nóc đá vôi Miocen giữa (H76), nóc Miocen giữa (H30), nóc Miocen trên (H20) và Bright spot [12, 13].

Nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam cho thấy, Lô 04-1 và lân cận có mặt đá mẹ tuổi Oligocen, Miocen sớm và Miocen giữa. Trầm tích trẻ hơn chưa đạt tiêu chuẩn tầng đá mẹ sinh dầu khí do hàm lượng vật chất hữu cơ chưa đủ giàu và tiềm năng sinh hydrocarbon (S2) nghèo. Đá mẹ Oligocen chứa chủ yếu hỗn hợp kerogen loại I/III và loại III có tiềm năng sinh dầu và khí. Độ giàu vật chất hữu cơ từ trung bình đến rất tốt, có tiềm năng sinh dầu và khí. Đá mẹ Miocen sớm chứa chủ yếu kerogen loại III và hỗn hợp loại I/III, độ giàu vật chất hữu cơ trung bình, có tiềm năng sinh dầu và khí. Đá mẹ Miocen giữa chứa chủ yếu kerogen loại III và một ít loại II (vật chất hữu cơ biển), độ giàu vật chất hữu cơ trung bình, có tiềm năng sinh dầu và khí. Các vật liệu than và sét than trong vùng nghiên cứu có tiềm năng sinh khí và môi trường lắng đọng vật liệu trầm tích là từ biển đến đầm hồ - tam giác châu với điều kiện oxy từ thấp đến cao.

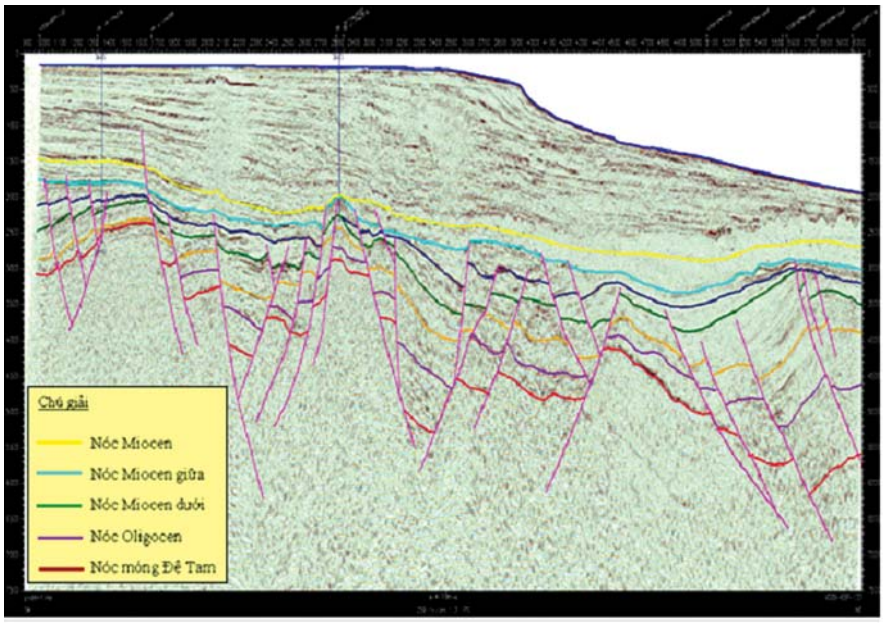
Đá móng trước Kainozoi gặp ở các giếng khoan của bể Nam Côn Sơn có thành phần không đồng nhất bao gồm các



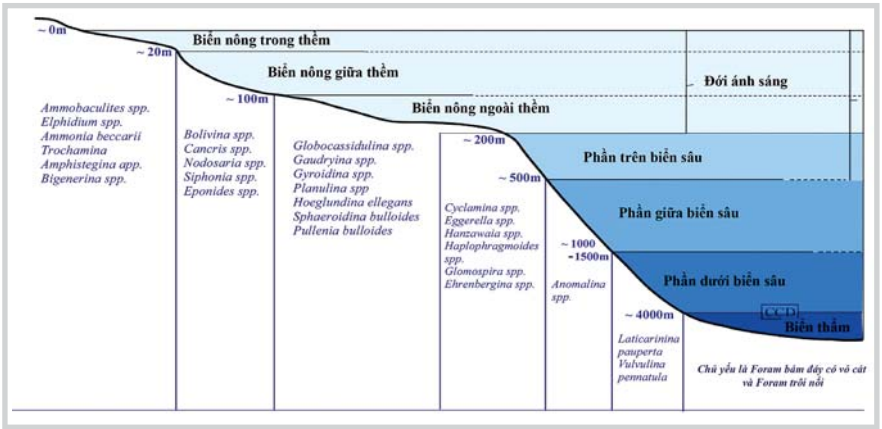
***Hình 1.** Sơ đồ cấu trúc bể Nam Côn Sơn [2]*



Hình 2. *Cột địa tầng tổng hợp bể Nam Côn Sơn*



Hình 3. *Mặt cắt VGP 65p-133 thể hiện sự có mặt đầy đủ các phân vị địa tầng bể Nam Côn Sơn*



Hình 4. *Sơ đồ các đới môi trường [4]*

đá magma và biến chất như: granite, diorite thạch anh, granodiorite và các đá biến chất tuổi Mezozoi.

Trong bài báo này, nhóm tác giả chỉ tập trung đánh giá quá trình sinh hydrocarbon cho lát cắt trầm tích Kainozoi. Lát cắt trầm tích Kainozoi bể Nam Côn Sơn nói chung có mặt đầy đủ các phân vị địa tầng từ Eocene(?) - Oligocen đến Pliocen - Đệ tứ (Hình 2 và 3). Lịch sử phát triển địa chất bể ảnh hưởng trực tiếp tới môi trường lắng đọng trầm tích, quá trình sinh cũng như tiềm năng sinh dầu khí của các tầng đá mẹ trong vùng nghiên cứu. Theo đặc điểm từng loại môi trường, kết hợp với các yếu tố chỉ thị môi trường theo tài liệu giếng khoan, có thể phân ra các đới môi trường tích tụ trầm tích vào từng thời kỳ (Hình 4).

2. Quá trình sinh dầu khí của đá mẹ khu vực Lô 04-1 và lân cận bể Nam Côn Sơn

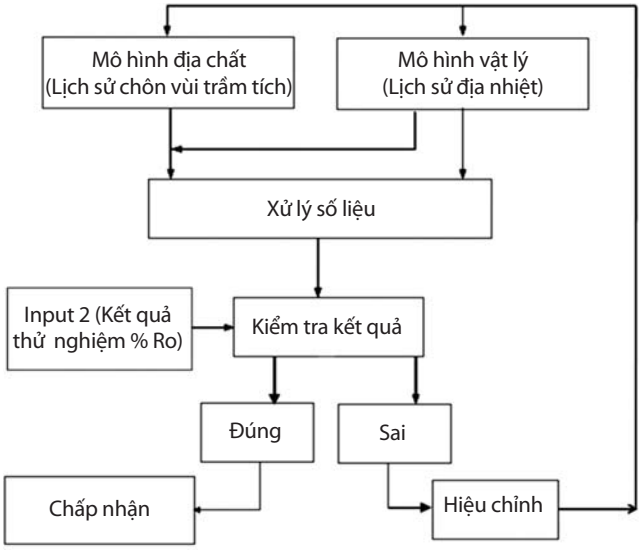
2.1. Nguyên tắc xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ

- *Mô hình 1D* (Hình 5, 6) [3]

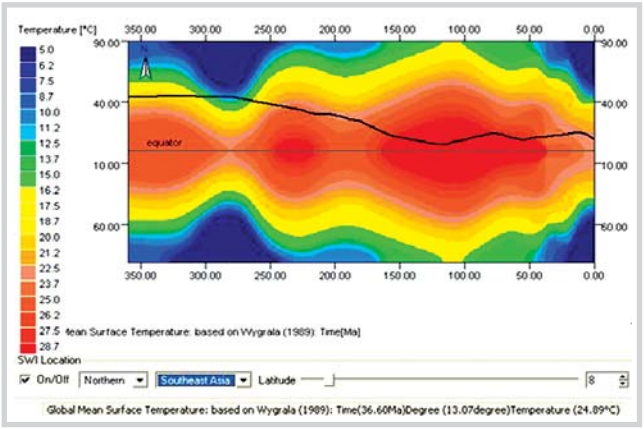
Nhóm tác giả khảo sát và sử dụng số liệu phân tích mẫu tại các giếng khoan để kiểm tra kết quả mô hình (phải phù hợp với kết quả phân tích mẫu tại giếng khoan). Giếng khoan giả định sẽ sử dụng input về đá mẹ và dữ liệu biên của giếng khoan gần nhất/trên cùng đới cấu trúc, tham khảo kết quả minh giải tướng trầm tích trên tài liệu địa chấn. Giếng khoan giả định phủ đều trên diện tích nghiên cứu và phải mang tính đại diện.

- *Mô hình 2D* [3]

Input về đá mẹ và dữ liệu biên tại các điểm lưới (GP) lấy theo giếng khoan/giếng khoan giả định gần nhất trên cùng đới cấu trúc, tham khảo kết quả minh giải tướng trầm tích trên tài liệu địa chấn. Các mặt cắt vuông góc với hướng cấu trúc, đi qua nhiều



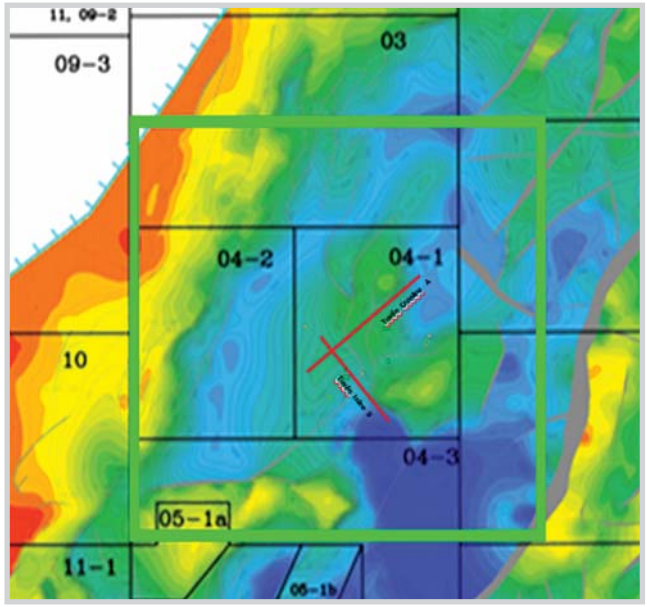
Hình 5. *Sơ đồ nguyên tắc xây dựng mô hình 1D*



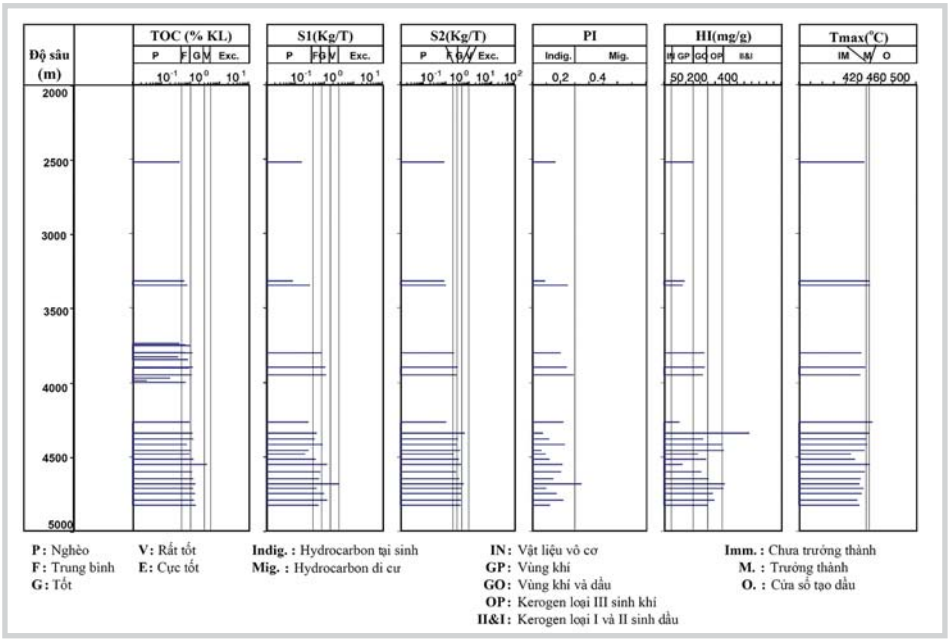
Hình 6. *Nhiệt độ trung bình bề mặt trái đất theo thời gian (triệu năm trước)*

Bảng 1. *Các sự kiện địa chất chính ở bể Nam Côn Sơn*

Tập	Thời gian lắng đọng trầm tích (triệu năm trước)	Thời gian bào mòn/dừng trầm tích (triệu năm trước)
Pliocen - Đệ tứ	4 - 0	
Bright spot	5 - 4	
Miocen trên	10 - 5,5	5,5 - 5,0
Miocen giữa	16 - 12,5	12,5 - 10
Miocen dưới	24 - 16	
Oligocen	35,5 - 25	25 - 24
Móng Đệ tam	trước 35,5	



Hình 7. *Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu và lưới tuyến chọn xây dựng mô hình*

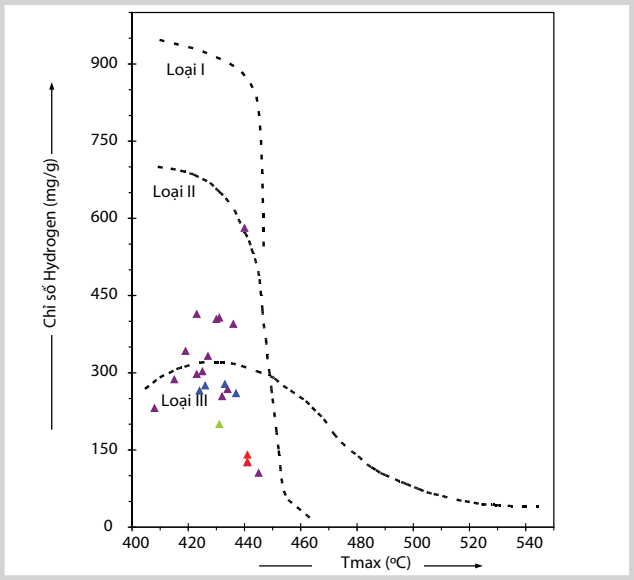


Hình 8*. Kết quả phân tích nhiệt phân Rock-Eval đá mẹ tuổi Oligocen (sét/bột kết) các giếng khoan Lô 04-1 và lân cận bể Nam Côn Sơn*

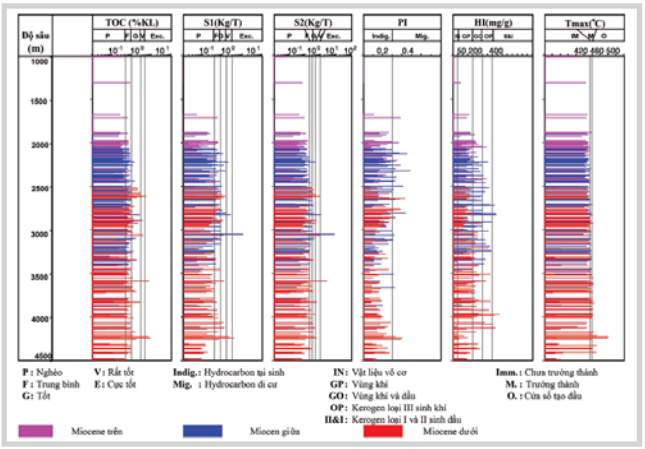
giếng khoan nhất có thể, phủ đều trên diện tích nghiên cứu và phải mang tính đại diện.

2.2. Tham số mô hình

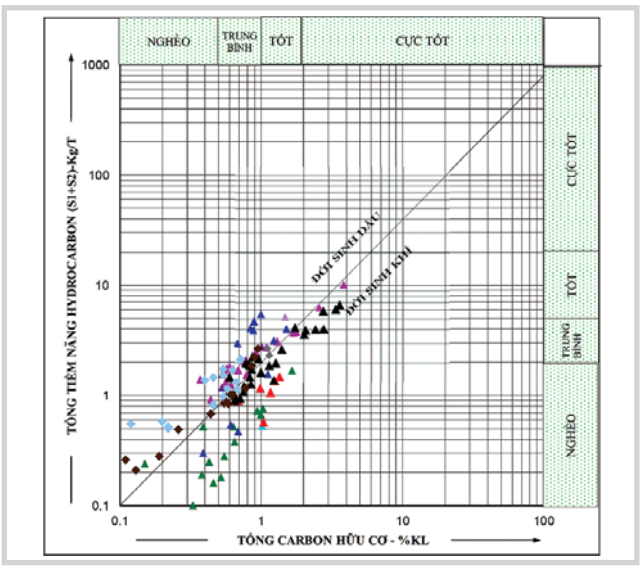
Tham số đầu vào của mô hình ứng dụng phần mềm Petromod gồm: thông tin về lịch sử phát triển địa chất, chế độ kiến tạo, lịch sử chôn vùi trầm tích (chiều dày trầm tích lắng đọng, chiều dày bóc mòn...), điều kiện biên (boundary condition), tham số về đá mẹ, loại trầm tích, các số liệu kiểm tra kết quả mô hình (về độ trưởng thành của vật chất hữu cơ, nhiệt độ, áp suất thành hệ, độ rỗng của đá...) [1]



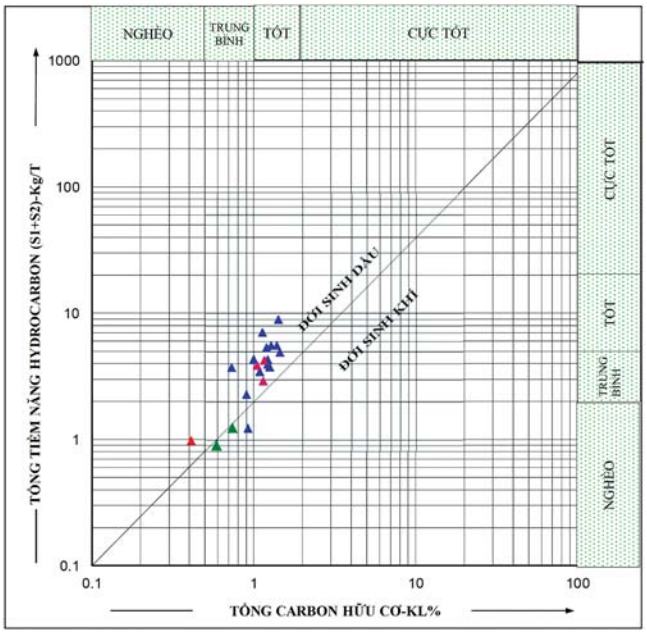
***Hình 9**. Biểu đồ xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ trong đá mẹ tuổi Oligocen (sét/bột kết)*



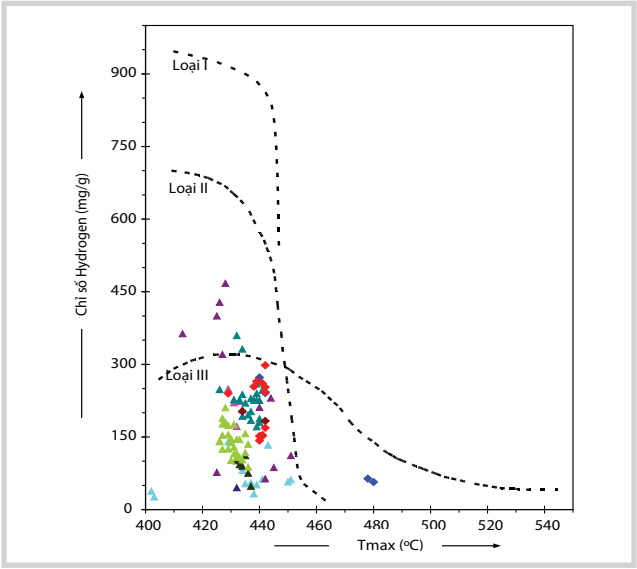
***Hình 11.** Kết quả phân tích nhiệt phân Rock-Eval đá mẹ tuổi Miocen (sét/bột kết) các giếng khoan Lô 04-1 và lân cận bể Nam Côn Sơn*



***Hình 13.** Biểu đồ quan hệ tổng tiềm năng sinh và TOC của đá mẹ tuổi Miocen sớm (sét/bột kết)*



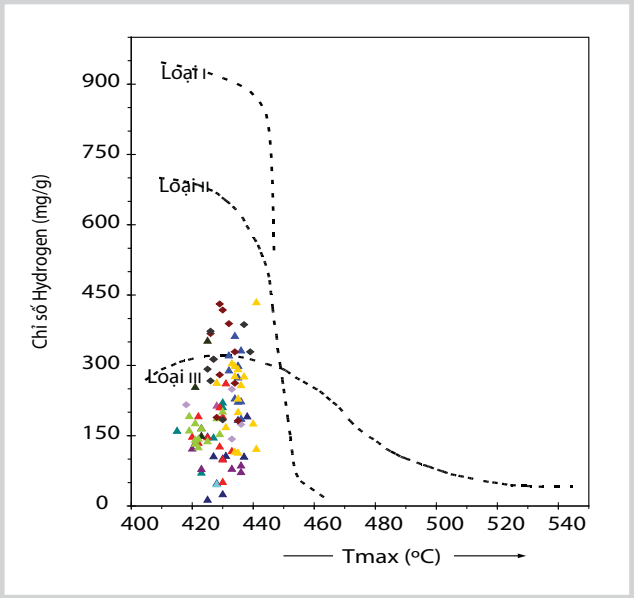
***Hình 10**. Biểu đồ quan hệ tổng tiềm năng sinh và TOC của đá mẹ tuổi Oligocen (sét/bột kết)*



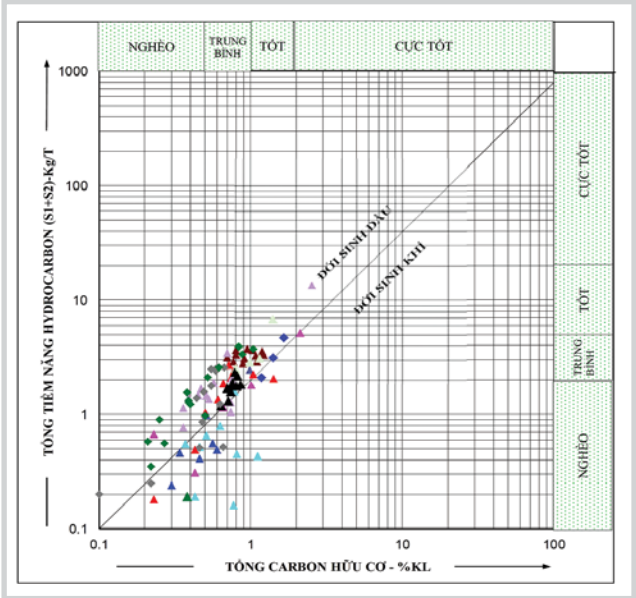
***Hình 12.** Biểu đồ xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ của đá mẹ tuổi Miocen sớm (sét/bột kết)*

Tham số về đá mẹ: gồm độ giàu vật chất hữu cơ được xác định thông qua phép phân tích tổng hàm lượng carbon hữu cơ và nhiệt phân tiêu chuẩn Rock-Eval. Chất lượng vật chất hữu cơ (loại vật chất hữu cơ) được xác định chủ yếu dựa vào kết quả nhiệt phân trên biểu đồ Van-Krevelen, có tham khảo các phân tích chi tiết khác như thành phần marceral, tướng môi trường, thành phần hóa học cũng như dấu hiệu sinh vật trong chất chiết từ đá mẹ (phân tích GC, GC-MS) [3].

Các tham số đầu vào về địa chất gồm: các biến cố địa chất chính của vùng nghiên cứu (các giai đoạn trầm tích



Hình 14. *Biểu đồ xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ của đá mẹ tuổi Miocen giữa (sét/bột kết)*



Hình 15*. Biểu đồ đánh giá tiềm năng sinh của đá mẹ tuổi Miocen giữa (sét/bột kết)*

Bảng 2. *Đánh giá môi trường theo tài liệu thạch học và cổ sinh tại các giếng khoan Lô 04-1*

Tầng	Giếng khoan X1		Giếng khoan X2		Giếng khoan X3	
	Độ sâu	Môi trường	Độ sâu	Môi trường	Độ sâu	Môi trường
Pliocen muộn	Đến 1.085m	Biển nông thềm giữa đến ngoài	2.200 - 2.360m	Biển nông thềm ngoài, phần trên biển sâu	1.310 - 1.660m	Thềm ngoài đến biển sâu
Pliocen sớm	2.085 - 2.448m	Biển nông thềm giữa đến ngoài, phần trên biển sâu	2.360 - 2.530m	Biển nông thềm ngoài, phần trên biển sâu	1.660 - 1.790m	Thềm ngoài đến biển sâu
Miocen muộn	2.448 - 2.952m	Biển nông thềm ngoài	2.530 - 3.030m	Biển nông thềm ngoài, phần trên biển sâu	1.790 - 1.890m	Thềm ngoài đến phần trên biển sâu
Miocen giữa	2.952 - 3.885m	Biển nông thềm giữa đến ngoài	Đến 3.795m	Biển nông giữa đến ngoài thềm	Đến 2.900m 2.900 - 3.500m 3.500 - 3.530m	Thềm trong đến thềm giữa Chuyển tiếp Hồ nước ngọt

Bảng 3. *Dữ liệu đầu vào cho mô hình 2D*

Name	Color	Lithology Value	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	Kinetics	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
Pli-Q		SHALE	Value	0.00			Value	0.00		Seal Rock
U Mio		SAND&SHALE	Value	0.00			Value	0.00		Reservoir Rock
M Mio		SHALEsand	Value	0.80		Pepper&Corvi(1995)_TIIIH(MMio)	Value	250.00		Source Rock
L Mio		SHALEsand	Value	1.50		Pepper&Corvi(1995)_TIIIH(LMio)	Value	350.00		Source Rock
Oli		SHALE&SAND	Value	2.50		Pepper&Corvi(1995)_TIIIH(Olig)	Value	350.00		Source Rock
Basement		Granite	Value	0.00			Value	0.00		Overburden Rock
carbonate		LIMESTONE	Value	0.00		Pepper&Corvi(1995)_TIIIH(Coal)	Value	0.00		Reservoir Rock
Coal		COAL	Value	15.00		Pepper&Corvi(1995)_TII(MMio)	Value	150.00		Source Rock
Sand		SANDSTONE	Value	0.00		Pepper&Corvi(1995)_TII(LMio)	Value	0.00		Reservoir Rock
Oli TII		SHALEsand	Value	1.50		Pepper&Corvi(1995)_TII(Olig)	Value	350.00		Source Rock
Oli TI		SHALE	Value	2.00		Pepper&Corvi(1995)_TI(Olig)	Value	400.00		Source Rock
LMio TII		SHALE&SILT	Value	1.00		Pepper&Corvi(1995)_TII(LMio)	Value	350.00		Source Rock
L Mio TI		SHALE	Value	2.00		Pepper&Corvi(1995)_TI(LMio)	Value	350.00		Source Rock
MMio TII		SHALE&SAND	Value	1.00		Pepper&Corvi(1995)_TII(MMio)	Value	350.00		Source Rock
MMio TIIS		SHALEcalc	Value	0.50		Pepper&Corvi(1995)_TII-S(MMio)	Value	400.00		Source Rock

và dừng trầm tích hoặc bào mòn, các giai hoạt động kiến tạo chính), tuổi địa chất của các tập, chiều dày hiện tại của các tập trầm tích; loại đá (liên quan đến độ dẫn nhiệt và quá trình nén ép trầm tích - sediment compaction); vai trò của các tập trầm tích trong hệ thống dầu khí... Tham số nhiệt (dòng nhiệt - heat flow) là tham số quan trọng mà hầu hết

các chương trình dù đơn giản hay phức tạp đều yêu cầu [3].

2.3. Xây dựng mô hình 2D

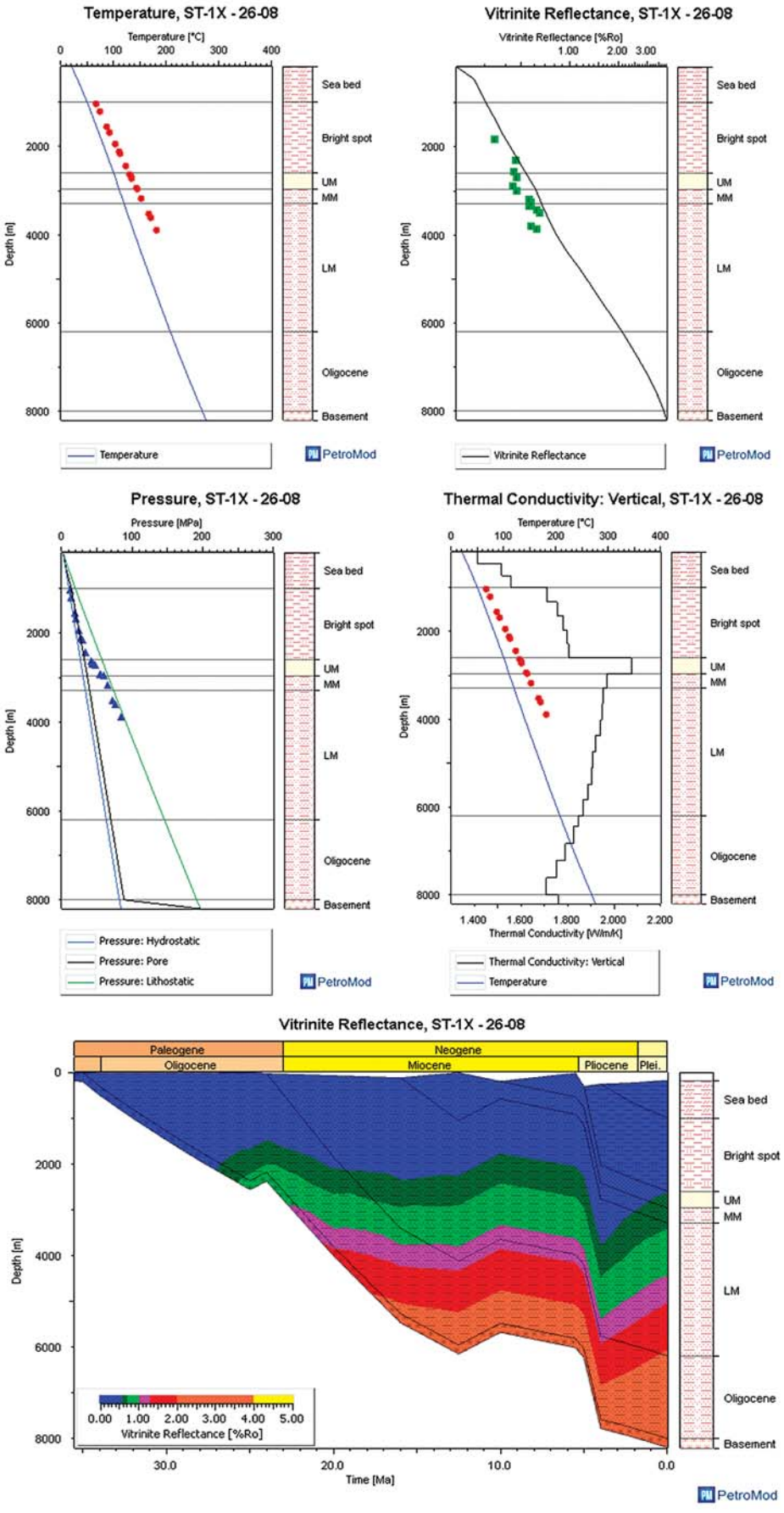
2.3.1. Lựa chọn mặt cắt địa chấn

Để kết quả mô hình phản ánh đầy đủ quá trình sinh hydrocarbon của đá mẹ trong vùng nghiên cứu, các mặt cắt được lựa chọn để xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ 2D cần: cắt qua giếng khoan, mang tính đại diện (có ít nhất 1 mặt cắt thể hiện đầy đủ các phân vị địa tầng trong vùng nghiên cứu), đảm bảo đi qua vùng đá mẹ chìm sâu nhất, nông nhất và trung bình nhằm đánh giá một cách tổng quan quá trình sinh hydrocarbon của đá mẹ. Với tiêu chí trên, 2 tuyến trong khu vực nghiên cứu được nhóm tác giả lựa chọn xây dựng mô hình gồm: tuyến Inline B và tuyến Crossline A (Hình 7) [1, 13].

2.3.2. Dữ liệu về đá mẹ cho mô hình 2D

Theo kết quả nghiên cứu của VPI, Lô 04-1 và lân cận có mặt 3 tập đá mẹ: đá mẹ tuổi Oligocen, đá mẹ tuổi Miocen sớm và đá mẹ tuổi Miocen giữa [5 - 10].

Đá mẹ tuổi Oligocen chứa chủ yếu hỗn hợp kerogen loại III và loại III/I (HI = 105 - 581mgHC/gTOC). Độ giàu vật chất hữu cơ từ trung bình đến rất tốt (TOC = 0,59 - 3,53wt.%), tiềm năng sinh từ trung bình đến tốt (S2 = 2,08 - 6,57kg/T), sản phẩm là khí và dầu (Hình 8, 9, 10). Một số mẫu than/sét than tuổi Oligocen cho thấy độ giàu vật chất hữu cơ ở mức độ tốt đến cực tốt, tiềm năng sinh từ trung bình đến cực tốt, có khả năng sinh khí.



Hình 16. *Kết quả khảo sát mô hình 1D tại giếng khoan X1*

Đá mẹ tuổi Miocen sớm chứa chủ yếu kerogen loại III và hỗn hợp loại I/III (HI = 38 - 466mgHC/gTOC), độ giàu vật chất hữu cơ trung bình (TOC = 0,53 - 7,76wt.%), khoảng 32% các mẫu đá tuổi Miocen giữa có tiềm năng sinh từ trung bình đến tốt (S2 = 2,08 - 5,74Kg/T), sản phẩm là khí và dầu. Than và sét than trong vùng nghiên cứu có tiềm năng sinh khí (Hình 11, 12, 13).

Đá mẹ tuổi Miocen giữa chứa chủ yếu kerogen loại III và một ít loại II (vật chất hữu cơ biển) (HI = 14 - 436mgHC/gTOC), độ giàu vật chất hữu cơ trung bình đến tốt (TOC = 0,50 - 2,54wt.%), tuy nhiên chỉ 16% các mẫu này có tiềm năng sinh trung bình (S2 = 2,13 - 3,58kg/T), sản phẩm là khí và dầu.

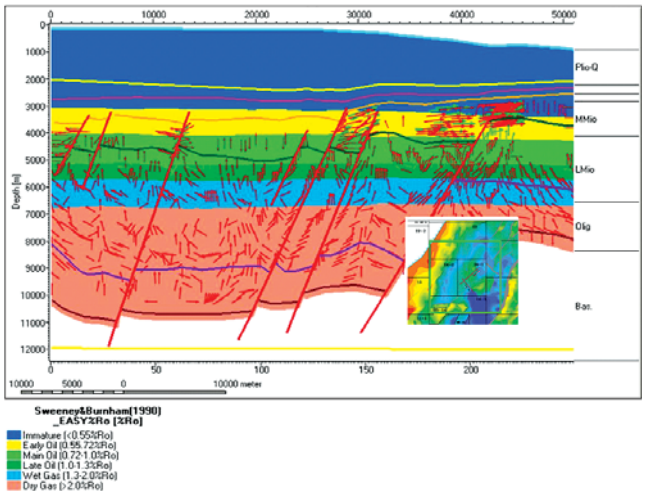
Theo kết quả nghiên cứu địa chất, thạch học, cổ sinh và phân tích tướng địa chấn, vào giai đoạn Miocen sớm khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn trầm tích được lắng đọng trong điều kiện thềm giữa đến thềm ngoài, sang giai đoạn Miocen muộn xuất hiện môi trường biển sâu (Bảng 2). Vì vậy, trong đá mẹ tuổi Miocen sớm và giữa sẽ có mặt vật chất hữu cơ biển, loại II và IIs. Ngoài ra, carbonate cũng xuất hiện ở một số khu vực (Bảng 3) [1, 12].

Bảng 4. Tổng hợp kết quả mô hình 1D tại giếng khoan X1

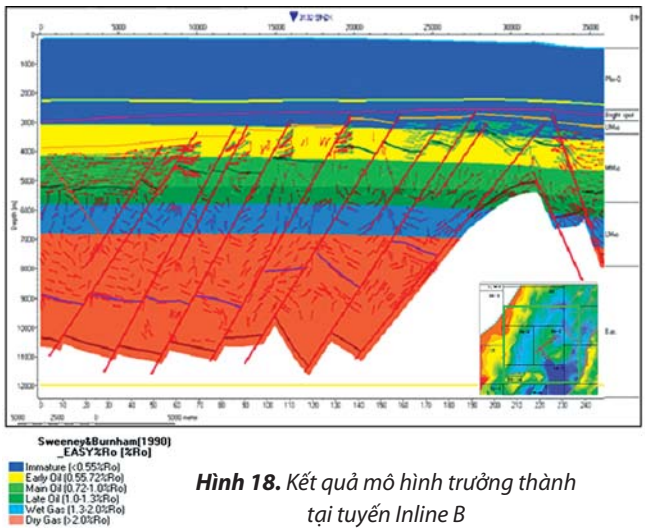
Age [Ma]	PWD (m)	Age [Ma]	SWIT (°C)	Age [Ma]	HF [mW/m²]
0,10	180	0,00	20,00	0,00	61,00
2,00	230	2,00	18,00	2,00	63,00
4,00	260	5,00	18,00	5,00	60,00
5,00	310	5,50	23,00	5,50	62,00
5,50	20	10,00	20,00	10,00	63,00
10,00	200	12,50	20,00	12,50	68,00
12,50	10	16,00	20,00	16,00	75,00
16,00	120	20,00	20,00	20,00	80,00
24,00	30	24,00	20,00	24,00	90,00
25,00	0	25,00	25,00	25,00	83,00
28,00	18	28,00	20,00	28,00	63,00
30,00	15	30,00	20,00	30,00	52,00
32,00	13	32,00	20,00	32,00	45,00
35,50	10	34,00	20,00	34,00	38,00
40,00	0	35,00	25,00	35,00	35,00

2.3.3. Kết quả mô hình trưởng thành

Khảo sát mô hình 1D tại một giếng khoan X sẽ được chạy rất nhiều lần đến khi kết quả mô hình phù hợp với



Hình 17. *Kết quả mô hình trưởng thành tại tuyến Crossline A*



Hình 18. *Kết quả mô hình trưởng thành tại tuyến Inline B*

Bảng 5. Tổng hợp kết quả mô hình 2D

Tuyến	Độ sâu đạt ngưỡng hiện tại (m)				
	0,55%Ro	0,72%Ro	1,0%Ro	1,3%Ro	2,0%Ro
Tuyến Inline B	3.050 - 3.570	4.000 - 4.500	5.030 - 5.600	5.720 - 6.100	6.800 - 7.220
Tuyến Crossline A	3.010 - 3.360	3.950 - 4.300	5.120 - 5.260	5.610 - 5.720	6.590 - 6.750

Tuyến	Thời gian đạt ngưỡng sớm nhất tại đáy và nóc tầng đá mẹ (triệu năm trước)											
	Đáy Oligocen				Nóc Oligocen				Nóc Miocene dưới			
	0,72%Ro	1,0%Ro	1,3%Ro	2,0%Ro	0,72%Ro	1,0%Ro	1,3%Ro	2,0%Ro	0,72%Ro	1,0%Ro	1,3%Ro	2,0%Ro
Tuyến Inline B	23	23	22	16	20	18	16	13	0,4	nd		
Tuyến Crossline A	24	23	22	21	22	20	19	16	1,5	nd		

số liệu đo tại giếng khoan, tham số mô hình tại vị trí giếng khoan đó mới được chấp nhận. Kết quả khảo sát mô hình 1D (Hình 16) cho thấy, giá trị tính toán và giá trị đo được tại giếng khoan gần như tiệm cận (mà không trùng nhau). Thường thì kết quả tính giá trị độ phản xạ ánh sáng của vitrinite (Ro) khớp với số liệu phân tích mẫu giếng khoan thì đường cong nhiệt độ tính toán theo mô hình lại quá thấp so với số liệu nhiệt độ thành hệ tại giếng khoan. Vì vậy, kết quả khảo sát được chấp nhận khi giá trị tính toán đạt mức trung gian giữa các số liệu kiểm tra. Nghĩa là đường cong %Ro cao hơn giá trị thực một chút và giá trị tính toán nhiệt độ theo độ sâu thấp hơn giá trị thực một chút (Bảng 4).

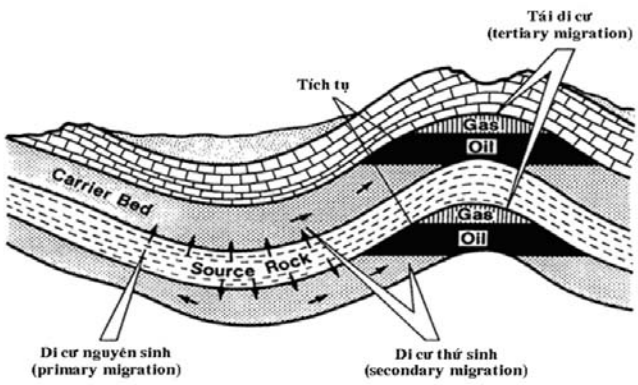
Kết quả mô hình 2D sau khi phân tích tuyến Inline B và Crossline A cho thấy độ sâu đạt các ngưỡng trưởng thành thay đổi khá mạnh. Độ sâu bắt đầu đới trưởng thành (tương đương 0,55%Ro) từ 3.050 - 3.360m, bắt đầu cửa sổ tạo dầu (0,72%Ro) từ 3.950 - 4.500m, kết thúc cửa sổ tạo dầu (1,3%Ro) từ 5.030 - 6.100m và đới tạo khí khô (2,0%Ro) từ 6.590 - 7.220m.

Trên tuyến Inline B (Hình 18), độ sâu bắt đầu cửa sổ tạo dầu (0,72%Ro) từ 4.000 - 4.500m, kết thúc cửa sổ tạo dầu (1,3%Ro) ở khoảng 5.720 - 6.100m và bắt đầu tạo khí khô ở khoảng 6.800 - 7.220m. Đá mẹ Oligocen đã quá trưởng thành và đang nằm trọn trong đới tạo khí khô. Đá mẹ tuổi Miocen sớm ở trũng phía Tây Bắc đang trong đới tạo khí khô, trong cửa sổ tạo dầu và tạo khí ẩm. Riêng đá mẹ Miocen giữa có phần đáy đạt cửa sổ tạo dầu. Quá trình sinh hydrocarbon của đá mẹ diễn ra khá sớm, từ cuối Oligocen hydrocarbon đã bắt đầu di cư trong khi đá mẹ tuổi Miocen sớm bắt đầu có hydrocarbon di cư từ Miocen giữa. Đá mẹ Miocen giữa khu vực này chưa có hydrocarbon di cư. Hiện tại, phần lớn thể tích đá mẹ tuổi Oligocen và Miocen sớm đang trong các pha tạo sản phẩm, hydrocarbon đang di cư ra khỏi đá mẹ. Tuy nhiên, đá mẹ Miocen giữa mới chỉ đạt ngưỡng trưởng thành, chưa có sự di thoát hydrocarbon.

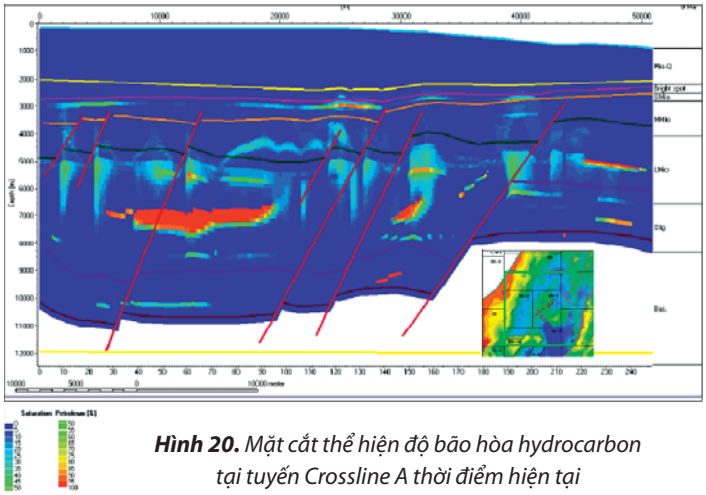
2.3.4. Kết quả mô hình di cư

Di cư là quá trình dịch chuyển của hydrocarbon khỏi những "hạt vật chất hữu cơ" hoặc từ đá mẹ qua các tầng dẫn (carry bed) vào các bẫy chứa (Hình 19). Di cư nguyên sinh (Primary migration/Expulsion) - Sự di thoát hydrocarbon khỏi những "hạt vật chất hữu cơ" trong đá mẹ. Di cư thứ sinh (Secondary migration) - Sự dịch chuyển hydrocarbon dọc theo hệ thống dẫn (carrier system) đến tầng chứa hoặc bẫy, (bao gồm cả sự dịch chuyển trong tầng đá mẹ, tầng đá chứa hoặc trong bẫy). Tái di cư (Tertiary migration/Remigration) - Sự di cư hoặc rò rỉ (thất thoát) hydrocarbon khỏi bẫy chứa hoặc từ tầng chứa này sang tầng chứa khác [1].

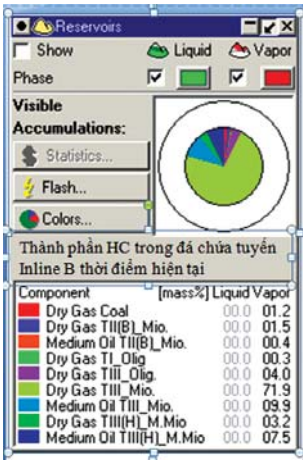
Kết quả mô hình di cư cho thấy hiện tại hydrocarbon trong các tầng chứa chủ yếu là khí. Do thời điểm di cư hydrocarbon mạnh trên diện rộng của đá mẹ Oligocen diễn ra quá sớm nên hydrocarbon chịu ảnh hưởng của các vận động sau này và bị thất thoát. Hydrocarbon từ đá mẹ Miocen dưới và giữa di cư muộn hơn, ít chịu ảnh hưởng của các vận động kiến tạo thời kỳ Miocen giữa nên tỷ lệ được bảo tồn



Hình 19. *Các hình thức di cư của hydrocarbon*



Hình 20. *Mặt cắt thể hiện độ bão hòa hydrocarbon tại tuyến Crossline A thời điểm hiện tại*



Hình 21. *Thành phần hydrocarbon trong đá chứa tuyến Inline B thời điểm hiện tại*

cao hơn. Thành phần hydrocarbon trong các tầng chứa cho thấy đá mẹ tuổi Miocen sớm giữ vai trò chính trong việc cung cấp hydrocarbon cho các bẫy trong vùng nghiên cứu, tiếp đến là đá mẹ Miocen giữa và sau cùng là đá mẹ Oligocen.

3. Kết luận

Khu vực Lô 04-1 và lân cận bể Nam Côn Sơn có mặt 3 tập đá mẹ sinh dầu chính là đá mẹ tuổi Oligocen, Miocen sớm và Miocen giữa. Kết quả mô hình cho thấy độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành thay đổi khá mạnh theo bình đồ (độ sâu bắt đầu cửa sổ tạo dầu thay đổi từ 3.950 - 4.500m) chủ yếu do sự thay đổi độ sâu nước biển và chế độ địa nhiệt. Kết quả mô hình di cư cho thấy hiện tại hydrocarbon trong các tầng chứa chủ yếu là khí. Đá mẹ tuổi Miocen sớm đóng vai trò chính trong việc cung cấp hydrocarbon cho các bẫy trong vùng nghiên cứu.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thị Dậu và nnk. *Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu cấp Ngành "Mô hình địa hóa bể trầm tích Nam Côn Sơn"*. 2000.

2. Nguyễn Giao và nnk. *Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu cấp Ngành "Chính xác hóa cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng và đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò dầu khí ở bể Nam Côn Sơn"*. 1990.

3. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu địa hóa tầng sinh Lô 04-1 và các lô lân cận bể Nam Côn Sơn*. VPI-Labs. 2013.

4. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu cổ địa lý tướng đá Lô 04-1*. VPI-Labs. 2012.

5. Vietnam Petroleum Institute. *Geochemical evaluation of cutting samples from the section 1,470 - 3,870m of well 04-1-ST-1X*. VPI-Labs. 1994.

6. Vietnam Petroleum Institute. *Geochemical evaluation of the section 2,800 - 4,405m of well 05-1b-TL-1X drilled in offshore Vietnam*. VPI-Labs. 1995.

7. Vietnam Petroleum Institute. *Geochemical evaluation of the section 1,400 - 3,456m in the 04-1-SDN-1RX well drilled in offshore Vietnam*. VPI-Labs. 1996.

8. Vietnam Petroleum Institute. *Geochemical evaluation of the section 1,080 - 3,635m of well 04-3-UT-1ST drilled in offshore Vietnam*. VPI-Labs. 1995.

9. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo kết quả phân tích địa hóa các mẫu vụn và mẫu lõi ở 2.060 - 2.560m giếng khoan 04-3-MC-2X*. VPI-Labs. 2005.

10. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo kết quả phân tích địa hóa các mẫu vụn và mẫu dầu DST#5.19 giếng khoan 04-3-TU-2X*. VPI-Labs. 2006.

11. Viện Dầu khí Việt Nam. *Phân tích cổ sinh địa tầng giếng khoan 04-1-ST-2X*. VPI-Labs. 2012.

12. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu cấp Ngành "Phân tích tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý sau khi khoan giếng 04-1-ST-2X Lô 04-1 để đánh giá tiềm năng dầu khí và đề xuất phương hướng thăm dò tiếp theo"*. VPI-EPC. 2013.

13. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu cấp Ngành "Minh giải tài liệu địa chấn 3D Lô 04-1"*. VPI-EPC. 2011.

The application of PetroMod modelling software in the evaluation of source rock sequence in Block 04-1 and its adjacent areas of Nam Con Son basin

Phan Van Thang, Phan My Linh, Hoang Nhat Hung
Vietnam Petroleum Institute

Summary

This paper presents the maturity and migration models which were built on a number of selected seismic lines cut across the structures of Block 04-1 and its adjacent areas in the Nam Con Son basin. The results of modelling show that the depth at which the source rock reached the maturity has changed sharply in the terrain mainly due to the changes of seawater depth and the geothermal regime. The results of the migration model show that there is mainly gas in the reservoirs.

Key words: *PetroMod, source rock sequence, maturity model, migration model, 04-1 Block, Nam Con Son basin.*

TIN TRONG NGÀNH

Đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Thăng Long - Đông Đô

Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng đã trao tặng Huân chương Lao động hạng Ba cho Lam Son JOC. Ảnh: PVEP

Ngày 18/7/2014, tại Tp. Hồ Chí Minh đã diễn ra Lễ đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Thăng Long - Đông Đô và đón nhận Huân chương Lao động hạng Ba. Đây là dự án do Công ty Liên doanh Điều hành chung Lam Sơn (Lam Son JOC) điều hành, trong đó Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) tham gia 50% và Petronas (Malaysia) tham gia 50%.

Sau hơn 11 năm kể từ khi Hợp đồng dầu khí Lô 01/97 và 02/97 được ký kết, Lam Son JOC đã khai thác dòng dầu đầu tiên từ mỏ Thăng Long (6/6/2014) và mỏ Đông Đô (7/7/2014). Cụm mỏ Thăng Long - Đông Đô gồm 22 giếng khoan phát triển, 2 giàn đầu giếng (WHP) tại mỏ Thăng Long và Đông Đô, 1 kho nổi chứa, xử lý và xuất dầu (FPSO) công suất xử lý 18.000 thùng dầu/ngày, 13.000 thùng nước/ngày, hệ thống bơm ép nước 15.000 thùng/ngày và hệ thống bơm ép khí 18 triệu ft^3/ngày. Với tỷ lệ nội địa hóa các dịch vụ trong nước gần 100%, việc đưa hai mỏ Thăng Long - Đông Đô vào khai thác mang lại hiệu quả cao về mặt đầu tư, đồng thời minh chứng cho năng lực tự chủ về công nghệ của các nhà thầu, các công ty dịch vụ dầu khí trong nước.

Theo TS. Đỗ Văn Khạnh - Tổng giám đốc PVEP, với sản lượng khai thác đỉnh dự kiến là 16.000 thùng dầu/ngày, cụm mỏ Thăng Long và Đông Đô không chỉ góp phần quan trọng trong việc đảm bảo kế hoạch sản lượng của PVEP/Petrovietnam, mà còn khẳng định triển vọng áp dụng mô hình phát triển các mỏ nhỏ, cận biên tại Việt Nam trong tương lai.

Thừa ủy quyền của Chủ tịch nước, Thứ trưởng Bộ Công Thương Cao Quốc Hưng đã trao tặng Huân chương Lao động hạng Ba cho Lam Son JOC và Huân chương Hữu nghị cho ông Abdull Latif Abrahim và ông Zubaidi Abang Zamhari.

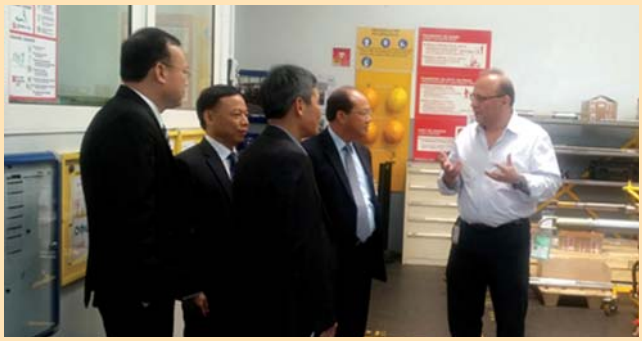
Nguyễn Thanh

Petrovietnam tham dự Hội nghị Dầu khí châu Phi

Vừa qua, ông Đinh Văn Sơn - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã dẫn đầu đoàn công tác của Petrovietnam tham dự Hội nghị Dầu khí châu Phi năm 2014 tổ chức tại Paris từ ngày 24 - 25/6/2014. Hội nghị tập trung thảo luận về chính sách, tiềm năng, cơ hội và môi trường đầu tư vào các dự án thăm dò, khai thác dầu khí tại các quốc gia châu Phi; các giải pháp công nghệ, thu xếp vốn, bảo hiểm… cho dự án; cạnh tranh trong thị trường dầu khí hiện nay; vấn đề sử dụng lao động nữ trong lĩnh vực dầu khí tại châu Phi...

Tổng sản lượng dầu khai thác ở châu Phi hiện nay đạt khoảng 10 - 12 triệu thùng/ngày và khí là 250 tỷ m^3/năm. Tổng trữ lượng dầu thu hồi dự kiến của toàn khu vực châu Phi được dự báo khoảng 140 tỷ thùng dầu và 550 nghìn tỷ ft^3 khí. Trong đó, một số nước châu Phi dẫn đầu về sản lượng khai thác dầu và khí như: Nigeria, Lybia, Algeria, Angola, Ai Cập, Sudan…

Bên lề Hội nghị, Đoàn công tác của Petrovietnam đã có các cuộc gặp gỡ, trao đổi với các diễn giả, đại biểu đến từ các công ty dầu khí quốc gia và quốc tế về tiềm năng dầu khí, rủi ro pháp lý và an ninh, cơ hội đầu tư trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí tại các nước châu Phi. Để



Đoàn công tác của Petrovietnam tham quan Phòng thí nghiệm của SRPC. Ảnh: PVN

tiếp tục triển khai thành công các dự án hiện có và mở rộng danh mục đầu tư tại khu vực tiềm năng này, trong thời gian tới, Petrovietnam sẽ mở rộng hợp tác, trao đổi kinh nghiệm, tìm kiếm cơ hội đầu tư mới thông qua việc tích cực tham gia đấu thầu các lô mở ở các khu vực tiềm năng và mua bán tài sản.

Nhân dịp này, Đoàn công tác của Petrovietnam đã đến thăm Phòng thí nghiệm khoan thăm dò dầu khí hiện đại và làm việc với Lãnh đạo Trung tâm Công nghệ và Phát triển Riboud Product Center (SRPC), thuộc Tập đoàn Schlumberger (Pháp).

Đức Long

Ký hợp đồng tín dụng tài trợ dự án Nam Côn Sơn 2 - Giai đoạn 1

Ngày 1/7/2014, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã ký Hợp đồng tín dụng trị giá 280 triệu USD tài trợ dự án "Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1" với tổ hợp ngân hàng nước ngoài do Cathay United Bank làm đầu mối thu xếp vốn.

Dự án do PV GAS làm chủ đầu tư nhằm xây dựng đường ống thu gom khí có chiều dài 151,35km với đường kính ống khoảng 26" từ mỏ Thiên Ưng và kết thúc tại điểm Tie-in (Km 207+500) kết nối vào giàn Bạch Hổ (BK4A) để thu gom khí Đại Hùng và Thiên Ưng vào bờ để bổ sung cho lượng khí ngày càng thiếu hụt trong tương lai ở khu vực Đông Nam Bộ. Dự án trọng điểm này sẽ xây dựng cơ sở hạ tầng kích thích thăm dò, khai thác dầu khí vùng nước sâu bể Nam Côn Sơn; tạo hạ tầng kỹ thuật cho việc nhập khẩu khí trong tương lai. Dự án "Đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1" có tổng mức đầu tư trên 400 triệu USD, trong đó tỷ lệ vốn vay là 70%.

Hợp đồng tín dụng trị giá 280 triệu USD là khoản vay hợp vốn do tổ hợp ngân hàng nước ngoài gồm 11 ngân hàng tham gia tài trợ: Cathay United Bank, Bangkok Bank, The Bank of Tokyo - Mitsubishi UFJ, Oversea Chinese Banking, Frist Commercial Bank, HuaNan Bank, May Bank, Taipei Fubon Bank, E.Sun Commercial Bank, Taiwan Shin Kong Commercial Bank và The Shang Hai Commercial & Savings Bank. Khoản vay có thời hạn 7 năm và có thể gia hạn hợp đồng thêm 2 năm.

Lễ ký Hợp đồng tín dụng trị giá 280 triệu USD giữa PV GAS và tổ hợp ngân hàng nước ngoài. Ảnh: PV GAS

Hồ Cầm

Bien Dong POC đã khai thác 1 tỷ m^3 khí

Khai thác khí từ giàn công nghệ trung tâm Hải Thạch. Ảnh: PVN

Tính đến ngày 24/7/2014, Chi nhánh Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) đã khai thác an toàn, hiệu quả 1,15 tỷ m^3 khí. Năm 2013, Bien Dong POC đã khai thác 308 triệu m^3 khí và 60.000 tấn condensate.

Dự án Biển Đông 1 phát triển khai thác 2 mỏ khí - condensate Hải Thạch và Mộc Tinh với thời gian khai thác dự kiến 25 năm, công suất khai thác 25.000 thùng condensate và 8,5 triệu m^3 khí/ngày đêm. Đây là dự án có quy mô lớn nhất từ trước đến nay, với những tiêu chuẩn khắt khe nhất cho mỏ có điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao, hoàn toàn được thực hiện trong nước và do người Việt Nam tự điều hành. Các giàn khai thác sử dụng công nghệ tiên tiến để có thể hoạt động trong môi trường nước sâu (140m) với điều kiện địa chất phức tạp.

Minh Anh

Hệ thống khí PM3-Cà Mau đạt công suất cấp khí tối đa

Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) cho biết bắt đầu cấp khí trở lại cho các hộ tiêu thụ từ 8 giờ sáng ngày 24/7/2014, ngay sau khi Talisman hoàn tất công tác bảo dưỡng sửa chữa hệ thống khí PM3-Cà Mau. Lưu lượng khí cấp trong ngày 24/7/2014 cho Nhà máy Điện Cà Mau 2 là 1 triệu m^3/ngày và 0,8 triệu m^3/ngày cho nhà máy Đạm. Đến sáng ngày 25/7/2014, hệ thống khí PM3-Cà Mau đã có thể cấp khí với công suất tối đa của đường ống là 6,2 triệu m^3/ngày cho các hộ tiêu thụ. Tuy nhiên, do Nhà máy Điện Cà Mau 1 đang thực hiện công tác đại tu nên hiện tại tổng lưu lượng khí PM3-Cà Mau tiêu thụ chỉ khoảng 4,4 triệu m^3/ngày. Trong đó, lưu lượng khí tiêu thụ của Nhà máy Đạm Cà Mau là 1,4 triệu m^3/ngày và Nhà máy Điện Cà Mau 2 là 3 triệu m^3/ngày.

Hồ Cầm

Trung tâm phân phối khí Cà Mau. Ảnh: PV GAS

Hoàn thành bảo dưỡng tổng thể NMLD Dung Quất trước 4 ngày

Tổng giám đốc BSR Đinh Văn Ngọc kiểm tra công tác bảo dưỡng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết, đã hoàn thành công tác bảo dưỡng tổng thể định kỳ, đưa Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành trở lại đạt 100% công suất vượt trước thời hạn 4 ngày so với kế hoạch, đóng góp thêm cho ngân sách Nhà nước 320 tỷ đồng. Theo ông Đinh Văn Ngọc - Tổng giám đốc BSR, một số phân xưởng đã vận hành trở lại từ ngày 29/6/2014 và đến 21 giờ 30 phút ngày 11/7/2014, các phân xưởng công nghệ đã tăng công suất lên 100% và đang hoạt động rất ổn định, các sản phẩm sản xuất ra đều đạt chất lượng. Thành công quan trọng nhất của đợt bảo dưỡng tổng thể lần 2 là đảm bảo tuyệt đối an toàn cho người lao động và đảm bảo chất lượng cho công trình.

Trong 53 ngày qua, các cán bộ, kỹ sư, công nhân của BSR, các nhà thầu quốc tế (Hiap Seng Engineering Ltd. của Singapore, Daechang Co Ltd. và Ubec Inc. của Hàn Quốc) và một số đơn vị trong Ngành… đã thực hiện hơn 7.050 đầu mục công việc, tiến hành bảo dưỡng theo đúng quy trình thiết kế tại các phân xưởng công nghệ và phụ trợ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Sau đợt bảo dưỡng tổng thể lần 2, BSR sẽ xây dựng và hoàn thiện quy trình bảo dưỡng; đánh giá lại nhu cầu sử dụng vật tư, thiết bị để tiết giảm chi phí nhưng vẫn đảm bảo an toàn, hiệu quả vận hành...

Trong 6 tháng đầu năm 2014, BSR đã sản xuất 2,56 triệu tấn sản phẩm (đạt 118% kế hoạch), doanh thu đạt 137% kế hoạch, nộp ngân sách Nhà nước hơn 12.000 tỷ đồng (đạt 222% kế hoạch).

Khôi Nguyên

Khai thác dòng dầu đầu tiên từ mỏ Dừa

Vào 13 giờ 30 ngày 10/7/2014, Premier Oil Vietnam Offshore B.V. (Nhà điều hành Lô 12W, thềm lục địa Việt Nam) đã chính thức mở giếng N3P mỏ Dừa với lưu lượng khoảng 3.500 thùng dầu/ngày. Đây là mỏ thứ 4 Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đưa vào khai thác tính từ đầu năm 2014. Theo TS. Ngô Hữu Hải - Phó Tổng giám đốc Thường trực PVEP, việc đưa mỏ Dừa và 3 mỏ trước đó (Diamond, Thăng Long và Đông Đô) vào khai thác có ý nghĩa rất quan trọng, góp phần đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí của Petrovietnam/PVEP trong năm 2014 và các năm tiếp theo.

Mỏ Dừa được khai thác bằng hệ thống đầu giếng ngầm với thiết kế gồm 3 giếng, sản phẩm khai thác được sẽ được vận chuyển thông qua hệ thống đường ống nội mỏ dài 17km đến tàu FPSO hiện hữu tại mỏ Chim Sáo. Sau khi giếng đầu tiên được mở, các giếng tiếp theo 1P và 2P cũng sẽ lần lượt được đưa vào khai thác trong tháng 8/2014 với tổng sản lượng toàn mỏ đạt khoảng 8.000 thùng dầu/ngày.

Dự án khai thác mỏ Dừa và mỏ Chim Sáo tại Lô 12W (có diện tích 1.724km^2 ở khu vực bể Nam Côn Sơn) thuộc dự án liên doanh giữa các đối tác Premier Oil Vietnam Offshore B.V. (28,125%), Santos (31,875%), Premier Oil LLC (25%) và PVEP (15%), trong đó Premier Oil Vietnam Offshore B.V. là nhà điều hành.

Vũ Đình

Rusvietpetro đã khai thác hơn 8 triệu tấn dầu

Khai thác dầu khí ở mỏ Nhennhexsky. Ảnh: CTV

Trong 6 tháng đầu năm 2014, Rusvietpetro đã hoàn thành 24 giếng khoan, đưa thêm 14 giếng mới vào khai thác, mở lại 4 giếng cũ tại các mỏ: Shiukharatin, Urernurd, Đông Yanhemdei. Tổng quỹ giếng khai thác đến cuối tháng 6/2014 là 160 giếng. Sản lượng khai thác 6 tháng đầu năm 2014 đạt 783,94 nghìn tấn, đạt 52,4% kế hoạch năm 2014. Sản lượng trung bình của Rusvietpetro hiện đạt gần 9.000 tấn/ngày. Sản lượng khai thác lũy kế từ đầu dự án đạt hơn 8 triệu tấn dầu. Doanh thu lũy kế (đã trừ thuế giá trị gia tăng, chưa trừ thuế xuất khẩu) đạt khoảng hơn 4 tỷ USD, lợi nhuận sau thuế đạt khoảng gần 1 tỷ USD. Ngoài việc triển khai hiệu quả các dự án hiện có, Petrovietnam và Zarubezhneft đang đẩy mạnh hợp tác tại một số dự án thăm dò, khai thác dầu khí mới ở Việt Nam, Liên bang Nga và các nước thứ ba.

Nguyễn Ban

Khai thác 200 triệu thùng dầu từ mỏ Rạng Đông và Phương Đông

JVPC khai thác dầu khí tại mỏ Rạng Đông. Ảnh: PVEP

Vào 17 giờ 19 ngày 8/7/2014, Liên doanh Dầu khí Việt - Nhật (JVPC) đã khai thác thùng dầu thứ 200 triệu từ mỏ Rạng Đông và Phương Đông, Lô 15-2 , ngoài khơi Việt Nam. Ngay từ khi Hợp đồng chia sản phẩm (PSC) Lô 15-2 được ký kết, các đối tác tham gia dự án dưới sự điều hành của JVPC đã triển khai khối lượng công việc đồ sộ, lần lượt đưa mỏ Rạng Đông và Phương Đông vào khai thác công nghiệp, với lưu lượng khai thác dầu ban đầu khoảng 28.000 thùng/ngày, mức lưu lượng cao nhất đạt trên 50.000 thùng/ngày.

Tại buổi làm việc với JVPC ngày 10/7/2014, Lãnh đạo Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đánh giá cao kết quả Liên doanh đã đạt được, đồng thời hy vọng JVPC sẽ thành công hơn trong các chiến dịch khoan phát triển mỏ tiếp theo và dự án ứng dụng công nghệ bơm ép khí hydrocarbon để nâng cao hiệu quả trong khai thác dầu khí (HCG-EOR). Đây là dự án ứng dụng công nghệ bơm ép khí hydrocarbon để nâng cao hiệu quả trong khai thác dầu khí, áp dụng công nghệ mới và lần đầu tiên được JVPC ứng dụng tại Việt Nam.

Ngày 4/11/2013, Petrovietnam đã ký với PVEP, JVPC, Perenco Rang Dong Ltd. thỏa thuận sửa đổi Hợp đồng PSC Lô 15-2 và các văn bản liên quan. Theo đó, các đối tác trong dự án chuyển nhượng một phần tham gia hợp đồng này cho PVEP, nâng tỷ lệ tham gia của PVEP tại mỏ Rạng Đông từ 17,5% lên 30% kể từ tháng 4/2020.

Vũ Đình

Đẩy nhanh tiến độ thi công và tiền chạy thử giàn công nghệ dự án HRD

Dự án HRD đang được triển khai gấp rút. Ảnh: PTSC

Ngày 21/7/2014, Công ty TNHH Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) đã phát động phong trào thi đua "90 ngày đêm hoàn thành công tác thi công, tiền chạy thử giàn công nghệ trung tâm dự án HRD". Phó Giám đốc PTSC M&C Trần Thiện Lê đề nghị Ban dự án và cán bộ công nhân viên tập trung trí tuệ, nguồn lực, quyết tâm đảm bảo an toàn trong sản xuất, khắc phục khó khăn để hoàn thành dự án đúng tiến độ, chất lượng và hiệu quả.

Dự án mua sắm, thi công khối thượng tầng giàn công nghệ trung tâm Heera (HRD) do ONGC (Ấn Độ) làm chủ đầu tư, Afcons làm tổng thầu, PTSC M&C là nhà thầu mua sắm, chế tạo, chạy thử và hạ thủy. Khối thượng tầng có trọng lượng xấp xỉ 8.500 tấn, thời gian thi công trong vòng 17 tháng. Đây là dự án quốc tế có quy mô lớn, yêu cầu khắt khe về chất lượng, tiến độ thi công gấp rút.

Theo ông Lê Ngọc Tâm - Giám đốc dự án HRD, sau 13 tháng triển khai thi công, dự án đã hoàn thành 65% khối lượng công việc. Với quỹ thời gian còn lại không nhiều, Ban dự án đã lập kế hoạch chi tiết cho từng hạng mục công việc để triển khai thực hiện, trong đó thời gian thi công được tính toán chặt chẽ từng ngày. Dự kiến, PTSC M&C sẽ hoàn thành và hạ thủy khối thượng tầng vào cuối năm 2014.

Uy Vũ

Hội thảo đánh giá công tác sử dụng dung dịch khoan

Vừa qua, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã tổ chức Hội thảo đánh giá công tác sử dụng dung dịch khoan lần thứ I. Tại Hội thảo, các đại biểu đã thảo luận tình hình thi công khoan của PVEP trong thời gian qua; phân tích đánh giá hệ dung dịch sử dụng. Từ đó, rút ra bài học kinh nghiệm và đề ra giải pháp để sử dụng hệ dung dịch phù hợp, lựa chọn nhà cung cấp dịch vụ dung dịch khoan nhằm tối ưu hóa hiệu quả, giảm thiểu rủi ro, giảm chi phí giếng khoan và nâng cao hiệu quả đầu tư cho các dự án thăm dò khai thác dầu khí.

Theo TS. Ngô Hữu Hải - Phó Tổng giám đốc Thường trực PVEP, mặc dù chỉ chiếm 5 - 8% tổng chi phí giếng khoan nhưng dung dịch khoan là tác nhân trực tiếp ảnh hưởng đến hiệu quả thi công của mỗi giếng khoan. Việc áp dụng phù hợp hệ dung dịch khoan với từng công đoạn khoan ở mỗi giếng khoan tại các lô/bồn trũng khác nhau sẽ giảm thiểu được các sự cố có thể xảy ra liên quan đến dung dịch khoan, tiết kiệm chi phí, nâng cao hiệu quả của dự án dầu khí.

Mạnh Hòa

PVFCCo tích cực triển khai các dự án mới trong lĩnh vực hóa chất

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã sản xuất 427,7 nghìn tấn phân bón, bằng 108% kế hoạch 6 tháng đầu năm 2014 và 53% kế hoạch năm. Tổng doanh thu của PVFCCo đạt 4.877 tỷ đồng (56% kế hoạch năm), lợi nhuận trước thuế đạt 710 tỷ đồng. Mặc dù gặp nhiều khó khăn như giá khí đầu vào, cước vận chuyển tăng, giá phân bón giảm nhưng PVFCCo đã triển khai đồng bộ các giải pháp, giữ vững vị thế hàng đầu trong ngành phân bón Việt Nam với 40% thị phần phân đạm và phát triển sản xuất các sản phẩm hóa chất phục vụ công tác chế biến các sản phẩm dầu khí.

Hệ thống phân phối Đạm Phú Mỹ tiếp tục giữ vững và mở rộng, với nòng cốt gồm 4 công ty kinh doanh phân bón, 1 chi nhánh tại Tp. Hồ Chí Minh, 1 chi nhánh tại Campuchia và 1 văn phòng đại diện tại Myanmar. Mạng lưới tiêu thụ là các đại lý, cửa hàng đã được thiết lập tập trung ở các khu vực trồng lúa và cây công nghiệp, đến cuối tháng 6/2014, PVFCCo có 85 đại lý/cửa hàng cấp 1, 10 cửa hàng kinh doanh phân bón và hóa chất và 3.000 cửa hàng cấp 2.

Đặc biệt, PVFCCo đang tích cực triển khai các dự án mới trong lĩnh vực hóa chất. Hiện PVFCCo đã ký hợp đồng

Tháp tạo hạt Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: DPM

EPC dự án sản xuất UFC85/formaldehyde (công suất 7.000 tấn UFC85 và 13.000 tấn formaline/năm) và dự kiến sẽ đi vào hoạt động trong Quý IV/2015. Cụm dự án 250 triệu USD nâng công suất Phân xưởng NH_3 Nhà máy Đạm Phú Mỹ (thêm 90.000 tấn/năm) và sản xuất phân bón NPK theo công nghệ hóa học (công suất 250.000 tấn/năm), đang trong quá trình đấu thầu. Dự kiến, PVFCCo sẽ ký hợp đồng EPC vào cuối năm 2014 và cho sản phẩm NH_3 vào năm 2017, sản phẩm NPK vào năm 2018.

Đình Việt

Hoàn thành bảo dưỡng Nhà máy Đạm Cà Mau

Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Ngày 26/7/2014, Công ty TNHH MTV Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết đã hoàn thành công tác bảo dưỡng tổng thể, đưa Nhà máy Đạm Cà Mau vận hành trở lại đạt 100% công suất thiết kế sau 22 ngày dừng máy để tiến hành bảo dưỡng theo kế hoạch.

Đợt bảo dưỡng định kỳ Nhà máy Đạm Cà Mau diễn ra từ 4 - 26/7/2014. Trong thời gian bảo dưỡng, các cán bộ, kỹ sư và chuyên gia của Nhà máy Đạm Cà Mau đã kiểm tra, sửa chữa các thiết bị, nâng cấp, cải tiến nhiều hạng mục quan trọng trong dây chuyền công nghệ (máy nén CO_2, máy nén Process air, máy nén ammonia...) nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất. Hiện các phân xưởng và thiết bị của Nhà máy vận hành an toàn, ổn định theo đúng thiết kế và cho ra sản phẩm đạt chất lượng cao.

Sau hơn 2 năm đi vào hoạt động, Nhà máy Đạm Cà Mau vận hành sản xuất ổn định ở công suất thiết kế và cung cấp cho thị trường gần 2 triệu tấn ure hạt đục. Trong 6 tháng đầu năm 2014, PVCFC đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu, kế hoạch về doanh thu, lợi nhuận, sản lượng sản xuất và sản lượng tiêu thụ: sản xuất được 408,2 nghìn tấn sản phẩm ure chất lượng cao (đạt 109% kế hoạch), tiêu thụ 414,8 nghìn tấn với tổng doanh thu đạt 3.143 tỷ đồng. Từ nay đến cuối năm 2014, PVCFC dự kiến cung ứng khoảng 390.000 tấn ure hạt đục ra thị trường.

Nguyên Phương

Khởi công chế tạo E-House dự án giàn khai thác H5 - Tê Giác Trắng

Ngày 24/7/2014, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã khởi công công trình gia công chế tạo E-House cho dự án giàn khai thác H5, mỏ Tê Giác Trắng. Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoang Long JOC) giao Honeywell thực hiện gói thầu E-House dự án giàn H5 và giới thiệu liên danh nhà thầu McPEC/PVC-MS thực hiện việc thiết kế, mua sắm và chế tạo tại cảng PVC-MS.

Sự kiện này mở ra một bước tiến mới của PVC-MS trong việc nội địa hóa các phần việc có trình độ công nghệ cao, tiến tới từng bước đảm nhiệm 100% các hạng mục của E- House. Theo kế hoạch, PVC-MS sẽ hoàn thành và bàn giao E- House dự án H5 cho chủ đầu tư vào ngày 9/3/2015.

Minh Phương

TIN THẾ GIỚI

Iran sẽ tăng xuất khẩu dầu mỏ sau khi lệnh trừng phạt được dỡ bỏ

Iran có thể nâng sản lượng lên 4 triệu thùng/ngày. Ảnh: AP

Ngày 26/7/2014, Giám đốc phụ trách đối ngoại Công ty Dầu khí Quốc gia Iran (NIOC) Mohsen Qamsari khẳng định Tehran có thể nâng sản lượng khai thác lên mức 4 triệu thùng/ngày và đẩy mạnh hoạt động xuất khẩu dầu mỏ ngay sau khi các lệnh trừng phạt của phương Tây được dỡ bỏ.

Tuy nhiên, ông Qamsari thừa nhận việc nối lại hoạt động xuất khẩu dầu với các đối tác truyền thống (Hy Lạp và Tây Ban Nha) phụ thuộc vào kết quả đàm phán hạt nhân sắp tới giữa Iran và nhóm P5+1 (gồm Mỹ, Vương quốc Anh, Pháp, Liên bang Nga, Trung Quốc và Đức).

Sau khi Mỹ và phương Tây áp đặt các biện pháp trừng phạt kinh tế nhằm gây sức ép đối với chương trình hạt nhân của Iran vào cuối năm 2011, sản lượng khai thác dầu mỏ của nước này đã giảm mạnh xuống mức 2,7 triệu thùng/ngày (từ mức 4 triệu thùng/ngày trước đó), lượng dầu xuất khẩu giảm chỉ còn 1 triệu thùng/ngày vào năm 2013 (năm 2011 là 2,5 triệu thùng/ngày). Lãnh đạo NIOC cho biết, nếu các lệnh trừng phạt được dỡ bỏ, Iran có thể nhanh chóng khôi phục vị trí xuất khẩu dầu thô trước đây.

Theo các thỏa thuận mới đây giữa Iran và nhóm P5+1, thời hạn đàm phán được gia hạn thêm 4 tháng với hy vọng sẽ đạt được một thỏa thuận cuối cùng trước ngày 24/11/2014, đồng thời Liên minh châu Âu (EU) đồng ý kéo dài quyết định nới lỏng các biện pháp trừng phạt có giới hạn đối với Iran đến thời điểm trên. Mỹ cũng chấm dứt phong tỏa khoản tài chính trị giá 2,8 tỷ USD trong các quỹ của Iran để đổi lại việc Tehran nhất trí chuyển đổi một phần kho dự trữ urani làm giàu ở cấp độ 20% của nước này sang dạng nhiên liệu.

Việc nối lại các hoạt động xuất khẩu dầu của Iran sẽ giúp nước này giải quyết bài toán kinh tế và góp phần ổn định giá dầu thế giới, vốn đang đứng trước nhiều nguy cơ tăng cao do tình hình bất ổn gần đây tại một số quốc gia Trung Đông.

Mai Phương *(theo IRNA)*

Indonesia có thể trở thành nhà nhập khẩu ròng LNG vào 2020

Tổng Vụ trưởng Dầu khí - Bộ Năng lượng và Khoáng sản Indonesia Naryanto Wagimin cho biết việc trì hoãn nhiều dự án khai thác khí đốt trong khi nhu cầu ngày một tăng có thể khiến Indonesia - từng là thành viên Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) - trở thành nhà nhập khẩu ròng khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) vào năm 2020, nếu không cải thiện được đáng kể nguồn cung những năm tới.

Bên lề Diễn đàn Năng lượng Indonesia 2014, ông Naryanto Wagimin nhấn mạnh dự trữ khí đốt đã được kiểm chứng của Indonesia ước đạt 104.000 tỷ ft^3 và dự trữ tiềm năng khoảng 48.000 tỷ ft^3 - đứng thứ 13 thế giới về trữ lượng khí tự nhiên và đứng thứ hai khu vực châu Á - Thái Bình Dương (sau Trung Quốc). Tuy nhiên, với nhu cầu khí đốt tăng trung bình 4%/năm, Indonesia sẽ thiếu hụt 7.600 triệu ft^3/ngày vào năm 2028.

Theo Cơ quan Quản lý Dầu khí Quốc gia Indonesia (SKK Migas), năm 2013, sản lượng khí đốt của nước này đạt 6.869 triệu ft^3/ngày, trong đó 52% dành cho xuất khẩu. Trước nguy cơ nguồn cung trong nước không đủ đáp ứng, Pertamina đã ký thỏa thuận nhập khẩu LNG với Cheniere Energy Inc. (Mỹ) và mua cổ phần trong một dự án khí đá phiến ở Mỹ.

Nhu cầu khí đốt của Indonesia tăng 4%/năm. Ảnh: LNGwordnews

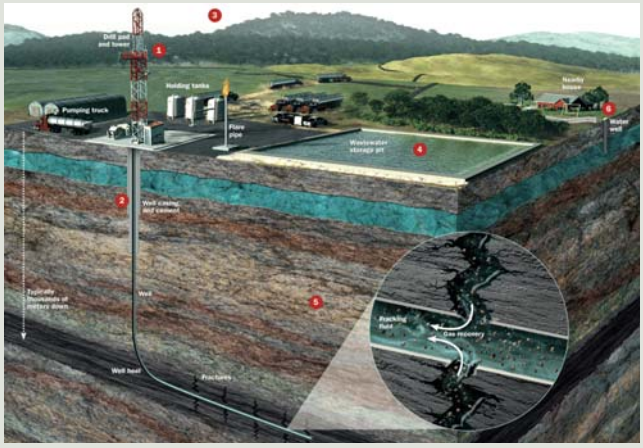
Phó Chủ nhiệm Ủy ban Kế hoạch Phát triển Quốc gia Indonesia (Bappenas), Dedy Supriadi Priatna cho hay sự phát triển cơ sở hạ tầng khí đốt trong nước của Indonesia khá chậm. Trong giai đoạn 2015 - 2019, theo kế hoạch phát triển trung hạn, Indonesia sẽ đẩy mạnh chương trình phát triển cơ sơ hạ tầng khí đốt và Bappenas đã đề nghị Chính phủ dành từ 56 - 75% sản lượng khí đốt đáp ứng nhu cầu thị trường trong nước vào năm 2019.

Việt Tú *(theo TTXVN)*

Algeria ứng dụng công nghệ mới trong khai thác khí đá phiến

Ngày 20/7/2014, Bộ trưởng Tài nguyên Môi trường Algeria Dalila Boudjemaa cho biết trong thời gian tới Algeria sẽ sử dụng công nghệ mới để khai thác khí đá phiến, đồng thời khẳng định vai trò của Bộ Tài nguyên Môi trường nước này đối với sự nghiệp phát triển đi đôi với bảo vệ môi trường. Bà Dalila Boudjemaa cho biết các dự án khai thác khí đá phiến đã ảnh hưởng nghiêm trọng đến nguồn nước, do đó Bộ Tài nguyên Môi trường Algeria yêu cầu các bên liên quan khai thác khí đá phiến phải xử lý sạch lượng nước tràn lên từ lòng đất và tiếp tục sử dụng lượng nước này để bơm vào lòng đất khi khai thác các mỏ mới.

Đối với danh mục sản phẩm hóa học được sử dụng trong quá trình khai thác khí đá phiến, Algeria sẽ áp dụng phương pháp mới cho phép giảm số lượng hóa chất cần sử dụng xuống còn 13 - 14 chất, thay vì phải sử dụng 400 - 500 loại hóa chất khác nhau theo phương pháp cũ. Theo



Mô hình khai thác khí đá phiến. Ảnh: Degmog

bà Dalila Boudjemaa, việc sử dụng các ống thép bê tông để đưa hỗn hợp nước, cát và hóa chất vào trong mỏ có khí đốt, giảm ô nhiễm ở các khu vực diễn ra hoạt động khai thác khí đá phiến.

Nguyễn Quang *(theo TTXVN)*

Sonatrach đầu tư 42 tỷ USD để tăng sản lượng khai thác dầu khí

Sonatrach đặt kế hoạch tăng sản lượng khai thác lên 255 triệu tấn vào năm 2018. Ảnh: PBASE

Tập đoàn Năng lượng Quốc gia Algeria (Sonatrach) cho biết sẽ đầu tư 42 tỷ USD để tăng sản lượng khai thác dầu khí lên 255 triệu tấn quy dầu vào năm 2018. Ngoài ra, Sonatrach sẽ huy động hơn 100 tỷ USD cho chương trình phát triển trung hạn 2014 - 2018, trong đó dành 42 tỷ USD cho việc phát triển các mỏ dầu khí. Riêng vốn đầu tư dành cho khai thác khí đốt là 22 tỷ USD.

Sản lượng khai thác tại khu vực Hassi Messaoud sẽ được duy trì ở mức 400.000 thùng/ngày. Về sản xuất khí đốt, Sonatrach dự kiến khai thác thêm 400 tỷ m^3 tại mỏ lớn Hassi R'mel. Mỏ này hoạt động liên tục từ năm 1956. Trong 5 năm tới, Sonatrach sẽ đưa vào khai thác các mỏ Tinhert ở Illizi (24 triệu m^3/ngày), Hassi Bahamou và Hassi Mena (21 triệu m^3/ngày), Touat ở Adrar (12 triệu m^3/ngày), Reggane (12 triệu m^3/ngày) và dự án Timimoun (5 triệu m^3/ngày).

Từ năm 2008 đến nay, sản lượng khai thác dầu khí của Sonatrach liên tục sụt giảm, từ 232 triệu tấn dầu quy đổi (2008) xuống 214 triệu tấn (2010), 205 triệu tấn (2011) và 194,5 triệu tấn dầu quy đổi (2012).

Quang Hồng *(theo TTXVN)*

Cuba hợp tác với Liên bang Nga xây dựng 4 nhà máy nhiệt điện

Nhân chuyến thăm của Tổng thống Nga Vladimir Putin ngày 11/7/2014, Cuba và Nga đã ký thỏa thuận hợp tác xây dựng 4 nhà máy nhiệt điện với tổng vốn đầu tư dự kiến khoảng 1,6 tỷ USD. Các nhà máy sẽ cung cấp điện phục vụ cho hoạt động của khu công nghiệp tại cảng Mariel, cách thủ đô La Habana khoảng 50km về phía Tây. Khu vực này đã có một nhà máy nhiệt điện công suất 300MW, đáp ứng khoảng 12,8% nhu cầu điện sử dụng trên đảo.

Các công trình này nằm trong kế hoạch phát triển ngành năng lượng với quy mô rất lớn, lên đến 10 tỷ USD nhằm tăng gần gấp đôi sản lượng điện của Cuba từ nay đến năm 2030. Bên cạnh việc nâng cao sản lượng điện, Cuba cũng muốn đa dạng hóa nguồn sản xuất để bớt lệ thuộc vào dầu mỏ, tăng tỷ lệ năng lượng tái sinh và giảm chi phí sản xuất.

Hoàng Giang *(theo AFP)*

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Giá dầu thế giới

Theo báo cáo của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA), các kho dự trữ dầu của Mỹ đã giảm 4 triệu thùng trong tuần thứ 3 của tháng 7/2014, cao hơn 1,5 triệu thùng so với dự báo của các chuyên gia phân tích. Báo cáo của EIA cũng cho biết công suất hoạt động ở các nhà máy lọc dầu tại Mỹ vẫn ở mức 93,8%. Trên sàn NYMEX, giá dầu ngọt nhẹ Mỹ (WTI) giao tháng 9/2014 tăng 73 UScent và đóng phiên ở mức 103,12 USD/thùng. Tại London, giá dầu Brent Biển Bắc giao cùng kỳ hạn cũng tăng 70 UScent lên 108,03 USD/thùng.

Securing America' Future Energy (SAFE) trong báo cáo công bố đầu tháng 7/2014 đã dự báo giá dầu thô có thể tăng 40 USD/thùng nếu tình hình an ninh ở Iraq ngày càng xấu đi. Việc giảm 1/3 sản lượng dầu thô của Iraq do tình hình chiến sự phía Bắc giữa quân đội chính phủ và quân nổi dậy lan rộng xuống phía Nam càng làm cho sự thiếu hụt dầu thô trên thị trường trở nên trầm trọng. Tuy nhiên, Bộ trưởng Dầu mỏ Abdul Kareem Luaibi khẳng định tình trạng bất ổn ở các nơi khác của đất nước sẽ không ảnh hưởng đến các mỏ dầu phía Nam. Iraq dự kiến lượng dầu xuất khẩu tháng 7 đạt 2,6 triệu thùng/ngày và các cơ sở xuất khẩu ở phía Nam đã tăng công suất lên 3 triệu thùng/ngày.

Dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) về nhu cầu dầu thế giới sẽ tăng lên mức 1,1 triệu thùng/ngày trong năm 2014 và 1,5 triệu thùng/ngày trong năm 2015 chưa đủ cơ sở khẳng định giá dầu sẽ bình ổn vì tốc độ phục hồi kinh tế của các nước phát triển cũng như của Trung Quốc chưa đủ rõ ràng. EIA dự báo sản lượng dầu của OPEC năm 2014 sẽ giảm 300.000 thùng/ngày và sẽ giảm tiếp 100.000 thùng/ngày trong năm 2015 từ mức 29,9 triệu thùng/ngày năm 2013. Trong khi đó, IEA cho rằng sản lượng của OPEC tương đối ổn định và rất lạc quan về sản lượng dầu khí phiến sét Mỹ. Sản lượng khí đốt Mỹ đã tăng đến 68,1 tỷ ft^3/ngày vào 12/7/2014. IEA cũng cảnh báo chưa nên hài lòng với niềm tin nguồn cung dầu trên thế giới sẽ tăng trong 18 tháng tới vì tình hình Iraq, Trung Đông, Bắc Phi, Ukraine, Biển Nhật Bản, Biển Đông rất dễ biến động.

Trong 15 năm qua, trữ lượng xác minh liên tục sụt giảm làm cho hệ số thay thế dầu khai thác từ nguồn mới phát hiện không đạt yêu cầu, kỹ thuật tăng cường thu hồi dầu chưa có bước đột phá. Reuter dẫn lời một nhà phân tích nói rằng thế giới đang tiêu thụ mỗi năm 33

Bảng 1. *Giá trung bình các loại dầu chính trên thị trường thế giới từ tháng 5 - 7/2014*

Đơn vị: USD/thùng

Loại dầu	Tháng 5/2014	Tháng 6/2014	Tháng 7/2014 (dự báo)
OPEC basket chuẩn	105,44	108,49	103,62
Arab nhẹ - Saudi Arabia	105,80	109,06	108,68
Basrah nhẹ - Iraq	103,16	107,03	106,09
Bonny nhẹ - Nigeria	112,22	111,78	109,51
Es Sider - Libya	109,42	112,71	107,65
Girassol - Angola	110,21	111,82	106,79
Iran nặng - Iran	105,40	108,04	102,67
Kuwait xuất khẩu - Kuwait	104,21	107,48	102,65
Marina - Qatar	105,44	107,65	102,81
Merry - Venezuela	96,06	98,96	94,52
Murban - UAE	108,35	110,19	105,23
Oriente - Ecuador	95,47	99,13	94,68
Sahara trộn 44° - Algeria	110,36	112,89	107,82
Minas 34° - Indonesia	107,22	106,52	101,73
Fated 32° - Dubai	105,55	107,80	102,95
Isthmus - Mexico	102,59	110,10	105,15
Tia Juana nhẹ 31° - Venezuela	109,67	116,00	NA
Brent 38° - Anh	107,84	112,78	107,71
Urals trộn - Liên bang Nga	102,74	111,77	106,75

Nguồn: www.oil-prices.net, Oil and Gas Journal 14/7/2014

tỷ thùng dầu nhưng chỉ phát hiện mới được 10 - 20 tỷ thùng/năm và năm 2013 chỉ phát hiện được 1 mỏ lớn có trữ lượng 1 tỷ thùng. Tuy nhiên, chưa thể kết luận sản lượng dầu thế giới đang đi vào giai đoạn đỉnh vì dầu mỏ ngoài khơi phía Tây châu Phi, Nam Mỹ và Bắc Cực chưa được đánh giá đầy đủ.

Sản lượng khai thác dầu của Liên bang Nga hiện đạt khoảng 10 triệu thùng/ngày. Bộ trưởng Tài chính Nga cho biết doanh thu từ dầu thô trong giai đoạn 2014 - 2016 sẽ giảm khoảng 6,3%/năm, cùng với số liệu thống kê mức sản lượng sụt giảm hàng năm trong 10 năm qua cho thấy giai đoạn đỉnh điểm của dầu Nga dường như đang xuất hiện.

Do tình hình chính trị của Libya tiếp tục diễn biến xấu, nên lượng dầu xuất khẩu của nước này sẽ giảm đáng kể. Do đó, giá dầu trong thời gian tới có thể sẽ cao hơn giá dự báo nêu trong Bảng 1.

Thị trường khí đốt

Ngày 16/6/2014, Gazprom đã cắt nguồn cung cấp khí đốt cho Ukraine do Kiev không trả được một phần (ít nhất 1,95 tỷ USD) trong khoản nợ hơn 4,5 tỷ USD. Ngoài ra, Moscow sẽ bắt đầu chuyển sang hình thức trả trước trong hợp đồng cung cấp khí đốt với Ukraine và nước này sẽ phải trả trước ngày cuối cùng mỗi tháng cho số lượng khí đốt định mua trong tháng sau. Theo Reuters, bất kỳ sự cắt giảm nào cũng có thể tác động đến người tiêu dùng các nước châu Âu khi 1/3 lượng khí đốt sử dụng ở EU phụ thuộc vào Liên bang Nga và 1/2 số này được chuyển qua các đường ống bắc qua Ukraine. Gazprom đã cam kết tiếp tục duy trì nguồn cung cho châu Âu nhưng buộc Naftogaz đảm bảo việc trung chuyển khí đốt ngang qua Ukraine. Liên bang Nga và Kiev đang tiếp tục đàm phán về việc trả nợ và giải quyết những vấn đề mới phát sinh. Mặc dù trước đó tuyên bố không sợ thiếu năng lượng, nhưng mới đây Naftogaz cho biết, Ukraine có nguy cơ thiếu gần 6 tỷ m^3 khí đốt trong mùa đông sắp tới và khuyến cáo người dân sử dụng tiết kiệm năng lượng.

OAO Gazprom và CNPC đã ký hợp đồng cung cấp khí đốt thời hạn 30 năm với tổng giá trị 400 tỷ USD. Hợp đồng quy định Liên bang Nga sẽ cung cấp cho Trung Quốc mỗi năm 38 tỷ m^3 theo công thức giá khí gắn với giá dầu thô và theo định chế "take or pay". Khí đốt sẽ được cung cấp qua đường ống Siberia do các trung tâm sản xuất Yakutia và Irkutsk đảm nhiệm.

Na Uy đã trở thành nước đứng thứ ba cung cấp khí đốt cho châu Âu, sau Liên bang Nga và Qatar, chiếm 21% nhu cầu của châu lục này. EIA ước tính Na Uy đã sản xuất 3,97 nghìn tỷ ft^3 khí khô trong năm 2013, giảm 0,18 nghìn tỷ ft^3 so với năm 2012. Do nhu cầu trong nước thấp nên Na Uy đã xuất khẩu đến 96% sản lượng khí/năm, chủ yếu qua đường ống và bằng tàu chuyên dụng chở LNG. Troll là mỏ khí lớn nhất của Na Uy, cung cấp 1 nghìn tỷ ft^3/năm (chiếm 27% sản lượng); 3 mỏ khí khác là Ormen Lange, Asgard và Kvitebjorn có tổng sản lượng 1,34 nghìn tỷ ft^3. Bốn mỏ khí lớn này cung cấp 60% sản lượng khí/năm cho thị trường.

Các hợp đồng dầu khí mới

Australia vừa cấp thêm 2 giấy phép thăm dò ở 2 bồn trũng Browse và Damber thuộc thềm lục địa phía Tây cho liên doanh Inpex-Santos và Neon Energy. Đây là vùng nước sâu 400 - 500m, đối tượng thăm dò là các tầng chứa Jura thượng - Creta hạ có tiềm năng chứa dầu.

Hợp đồng khí đốt giá trị 3 tỷ USD ở North Reggane của Algeria với Petrofac International (UEA) đã chuyển sang pha 2 với ngân sách 978 triệu USD, gồm thiết bị xử lý, mạng lưới thu gom, đường ống xuất khẩu. Dự án có công suất 283 triệu ft^3/ngày và sẽ được hoàn thành 36 tháng. Việc khai thác sẽ bắt đầu từ mùa hè 2017. Các đối tác tham gia dự án gồm Sonatrach (40%), Repsol YPF (29,25%) RWE Dea AG (19,5%) và Edison (11,25%). Đề án có kế hoạch khoan 26 giếng phát triển mỏ, một chương trình địa chấn 3D 1.450km^2. Phần khảo sát địa chấn đã thực hiện xong công tác thực địa và đang xử lý số liệu.

Hess Corp. đã hoàn thành Đề án mở rộng Nhà máy Khí đốt Tioga ở Tây Bắc bang North Dakota (Mỹ). Công suất xử lý của Nhà máy hiện đạt 120 triệu ft^3/ngày và sẽ sớm được nâng lên 300 triệu ft^3/ngày. Việc mở rộng Nhà máy này sẽ góp phần giảm thiểu lượng khí bị đốt bỏ ngoài khơi từ 25% trước đây xuống còn khoảng 15 - 20%. Hội đồng bang North Dakota quyết định đến năm 2020, tỷ lệ khí đốt bỏ khi khai thác dầu Bakken chỉ được phép ở mức 5%.

Lucid Energy Group (Mỹ) đang triển khai đề án xây dựng một nhà máy làm lạnh khí công suất 200 triệu ft^3/ngày ở Texas. Thiết bị của nhà máy do UOP Russel, Tulsa, chế tạo sẽ xử lý khoảng 300 triệu ft^3/ngày khí khai thác từ bồn trũng Midland.

Cơ quan Bảo vệ Môi trường Mỹ (US Environmental Protection Agency - EPA) đã đồng ý đề án xây dựng nhà máy craker ethylene của ExxonMobil để thay thế giải pháp thu hồi khí phát thải trong Chương trình năng lượng xanh. Nhà máy chuyển hóa ethylene thành polyethylene, có công suất 1,5 triệu tấn/năm và dự kiến hoàn thành trong năm 2016.

Warren Resources đã mua mỏ Marcellus của Citrus Energy Co. (bang Colorado) cùng 2 tài sản khác với giá 352,5 triệu USD, thỏa thuận có hiệu lực từ 1/7/2014. Trữ lượng xác minh ước tính đạt 208,3 tỷ ft^3, 55% trữ lượng có thể phát triển được.

Woodside Petroleum Ltd. đã ký thỏa thuận thuê một số diện tích nuôi trồng hải sản của Chariot Oil & Gas Ltd. trong bồn trũng Doukkala, ngoài khơi Tây Bắc Morocco để tìm dầu. Về địa chất, vùng này có độ sâu nước biển150 - 3.600m, nằm trên rìa Đại Tây Dương, gắn liền với khu vực đang được Woodside thăm dò thuộc nhóm đảo Canary.

Seaway Crude Pipeline Company LLC và các đối tác đang hoàn thành một đường ống dài 512 hải lý nối Cushing (Oklahoma) với khu chứa Jones Creek và các terminal gần Freeport (Texas). Một đường ống dẫn khí từ Mỹ sang Mexico công suất 2 tỷ ft^3/ngày, chi phí xây dựng 665 triệu USD sẽ đi vào hoạt động vào cuối năm 2014. Hai đề án này được xem là biểu trưng cho nhu cầu nội địa và xuất khẩu của hoạt động trung nguồn ở Mỹ.

Ở châu Âu, Gazprom đã ký hợp đồng ngày 8/7/2014 xây dựng đoạn đường ống trên đất Serbia (Nam Tư cũ) của đề án Dòng chảy phương Nam để đưa khí đốt Liên bang Nga và Trung Á qua Biển Đen, công suất 63 tỷ m^3/ngày, đến thị trường Trung Âu và Nam Âu vào năm 2015.

Lợi nhuận của các công ty dầu khí Mỹ

Nghiên cứu lợi nhuận của các công ty dầu khí quốc tế là cơ sở để chọn đối tác của các công ty dầu khí quốc gia, đồng thời thấy được kinh nghiệm thành công/thất bại trong hoạt động sản xuất kinh doanh trong giai đoạn kinh tế toàn cầu đang khủng hoảng.

Theo thống kê của Conglin Xu và Laura Bell, chuyên gia kinh tế của Oil and Gas Journal, lợi nhuận của 59 công ty dầu khí có trụ sở tại Mỹ đạt 22,7 tỷ USD trong Quý I/2014, giảm 11% so với cùng kỳ năm 2013. Nếu không tính khoản lỗ tạm thời 4,02 tỷ USD của Anadarko (chưa được kiểm toán xác minh) thì tổng lợi nhuận của các công ty này tăng thêm 4,5%.

Trong Quý I/2014, sản lượng khai thác dầu trung bình của Mỹ đạt 8,1 triệu thùng/ngày, tăng 1 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm 2013. Mức tăng này do sản lượng dầu khí hóa thạch phi truyền thống tăng giúp lợi nhuận của các công ty hoạt động trong lĩnh vực thăm dò - khai thác dầu khí phiến sét và dầu khí trong đá chặt sít tăng cao. Khoảng cách chênh lệch giữa giá dầu Brent và dầu WTI được rút ngắn (thấp hơn mức chênh lệch của Quý I/2013 gần 9USD/thùng), sản lượng khai thác tăng và giá xăng Mỹ cao cũng là các yếu tố khiến lợi nhuận của các nhà máy lọc dầu Mỹ tăng. Các công ty dầu khí Mỹ hoạt động trong lĩnh vực thượng nguồn đạt lợi nhuận 7,8 tỷ USD trong Quý I/2014, tăng 11% so với cùng kỳ năm trước, chủ yếu là do giá khí tăng, giá dầu pha trộn tăng và do nâng cao hiệu quả quản lý.

Lợi nhuận của Chevron trong Quý I/2014 đạt 4,5 tỷ USD, trong khi cùng kỳ năm 2013 đạt 6,2 tỷ USD. Sản lượng khai thác dầu khí đạt 2,59 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, trong đó sản lượng dầu thô giảm 4% còn 438.000 thùng/ngày, sản lượng khí giảm 3% còn 1,21 tỷ ft^3/ngày. Giá bán dầu thô và condensate của Chevron giảm so với năm trước, trung bình đạt 91 USD/thùng

Bảng 2. *Thu nhập và lợi nhuận của các công ty dầu khí Mỹ trong Quý I/2014*

Đơn vị: triệu USD

Công ty	Doanh thu		Lợi nhuận	
	Quý I/2014	Quý I/2013	Quý I/2014	Quý I/2013
Alta Mesa Holdings, LP	165,9	68,6	56,9	(14,3)
Anadarko Petroleum Corp.	5.844,0	3.893,0	(2.626,0)	484,0
Apache Corp.	3.675,0	3.946,0	236,0	698,0
Approach Resources Inc.	61,9	36,3	2,9	(0,3)
Berry Petroleum Co.	351,4	276,1	79,7	32,4
Bill Barrett Corp.	128,1	138,3	(12,7)	(33,2)
Breitburn Energy Partners LP	184,9	96,9	(9,8)	(36,3)
Cabot Oil & Gas Corp.	526,4	389,5	107,0	42,8
Carrizo Oil & Gas Inc.	157,2	111,9	6,0	26,2
Chesapeake Energy Corp.	5.046,0	3.424,0	466,0	102,0
Chevron Corp.	53.265,0	56.818,0	4.521,0	6.239,0
Cimarex Energy Co.	599,2	426,4	138,5	89,9
Clayton Williams Energy Inc.	124,6	106,9	11,4	(41,2)
Comstock Resources Inc.	141,9	95,0	1,2	(27,1)
ConocoPhillips	16.048,0	14.651,0	2.137,0	2.153,0
Continental Resources Inc.	972,5	702,6	226,2	140,6
Denbury Resources Inc.	641,7	583,1	58,3	87,6
Devon Energy Corp.	3.725,0	1.971,0	329,0	(1.339,0)
Diamondback Energy Inc.	98,0	28,9	23,6	5,4
Dorchester Minerals Ltd.	17,4	13,2	12,9	7,6
Dune Energy Inc.	12,0	13,1	(2,5)	(3,2)
EnerJex Resources Inc	3,9	2,3	0,1	0,0
EOG Resources Inc.	4.084,0	3.357,0	661,0	495,0
ExxonMobil Corp.	106.773,0	108.357,0	9.370,0	9.761,0
FieldPoint Petroleum Corp.	2,9	2,5	0,3	0,5
Forest Oil Corp.	65,2	118,2	(21,0)	(67,9)
FX Energy Inc.	9,5	9,5	(1,0)	(11,4)
Goodrich Petroleum Corp.	51,8	47,7	(22,5)	(28,5)
Gulfport Energy Corp.	118,0	55,0	82,6	44,6
Hess Corp.	5.506,0	6.760,0	421,0	1273,0
HollyFrontier Corp.	4.791,1	4.707,8	164,0	343,4
Laredo Petroleum Inc.	173,3	163,7	(0,2)	1,4
Linn Energy LLC	733,6	369,1	(85,3)	(221,9)
Marathon Oil Corp.	3.529,0	4.020,0	1.149,0	383,0
Marathon Petroleum Corp.	23.345,0	23.345,0	207,0	730,0
Mid-con Energy Partners LP	19,8	19,1	1,6	4,1
Matador Resources Co,	74,0	54,9	16,4	(15,5)
MidstatesPetroleum Co. Inc.	144,7	71,0	(83,6)	(7,9)
Murphy Oil Corp.	1.286,4	1.290,9	155,3	360,6
Newfield Exploration Co.	553,0	370,0	284,0	(8,0)
Noble Energy Inc.	1.379,0	1.143,0	200,0	261,0
Northern Oil & Gas Inc.	82,1	67,9	6,6	9,0
Occidental Petroleum Corp.	6.118,0	5.907,0	1.392,0	1.355,0
Penn Virginia Corp.	189,9	83,2	19,2	(16,4)
Petroquest Energy Inc.	60,0	36,0	11,3	4,2
Phillips 66	41.099,0	42.274,0	1.578,0	1.410,0
Pioneer Natural Resources Co.	963,0	767,0	123,0	109,0
Quicksilver Resources Inc.	91,8	118,7	(58,8)	(59,7)
Range Resources Corp.	457,3	319,2	32,5	(75,6)
Southwestern Energy Co.	1.112,8	733,6	194,2	127,5
Stone Energy Corp.	232,2	243,4	25,9	40,8
Swift Energy Co.	143,7	146,2	5,4	7,2
Tesoro Corp.	9.933,0	7.347,0	103,0	104,0
Valero Energy Corp.	33.663,0	33.474,0	836,0	652,0
Vanguard Natural Resourses LLC	96,7	67,4	15,1	(27,0)
W&T Offshore Inc.	254,5	259,2	11,2	26,2
Warren Resources Inc.	34,3	30,8	8,2	2,8
Whitting Petroleum Corp.	740,2	613,4	109,1	86,2
WPX Energy Inc.	987,0	631,0	19,0	(113,0)
Tổng	**340.687,8**	**335.172,5**	**22.692,2**	**25.552,6**

Nguồn: Oil and Gas Journal 26/5/2014

(ở Mỹ) và 99 USD/thùng (ở nước ngoài). Trong khi đó, giá bán khí đốt của Chevron tăng so với cùng kỳ, trung bình đạt 4,77USD/triệu ft^3 (ở Mỹ) và 6,02USD/triệu ft^3 (ở nước ngoài). Do lợi nhuận biên cao trong giá bán sản phẩm lọc dầu và lợi nhuận thu được từ cổ phiếu đường ống của các chi nhánh nên hoạt động hạ nguồn của Chevron đạt lợi nhuận 422 triệu USD trong Quý I/2014, tăng 287 triệu USD so với cùng kỳ năm 2013. Các hoạt động hạ nguồn của Chevron ở ngoài Mỹ đạt lợi nhuận 288 triệu USD trong Quý I/2014, trong khi cùng kỳ năm trước đạt 566 triệu USD do tỷ suất lợi nhuận thấp và chênh lệch tỷ giá hối đoái.

ConocoPhillips cho biết lợi nhuận Quý I/2014 đạt 2,137 tỷ USD, sản lượng khai thác (không kể ở Libya) đạt 1,53 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Sau khi điều chỉnh các khoản chuyển nhượng, sản lượng khai thác của ConocoPhillips tăng 3%/năm.

Trong Quý I/2014, Marathon Oil Corp. đạt lợi nhuận 1,15 tỷ USD, cao gấp 3 lần so với mức lợi nhuận đạt được cùng kỳ năm 2013 (383 triệu USD). Tập đoàn này có 3 play chất lượng cao, gồm Eagle Ford, Bakken và Oklahoma, cho sản lượng ròng trung bình 154.000 thùng dầu quy đổi/ngày, tăng 26%/năm.

Một thống kê khác của Oil and Gas Journal cho thấy lợi nhuận của các công ty khai thác và đường ống có trụ sở ở Canada trong Quý I/2014 đạt 5,5 tỷ CAD, tăng 2,5 tỷ CAD so với cùng kỳ năm 2013.

Hà Phong (*giới thiệu*)

Thu hồi hoàn toàn dầu thải nhẹ tại phân xưởng chưng cất dầu thô Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Theo thiết kế ban đầu, phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất ra sản phẩm phụ là dầu thải nhẹ (LSO) từ hai tháp làm khô bằng chân không là LGO & HGO dryers T-1105 & T-1106. Lưu lượng dầu thải nhẹ luôn biến động, thay đổi theo tỷ lệ dầu thô chế biến, gây khó khăn trong việc điều khiển thông số vận hành. Lượng dầu thải nhẹ được dẫn ra bể chứa, sau đó chế biến lại, gây lãng phí năng lượng phụ trợ, ảnh hưởng đến công suất của phân xưởng CDU hoặc RFCC. Dầu thải nhẹ chỉ được đưa vào chế biến ở CDU với lưu lượng hạn chế do chứa nhiều tạp chất và sản phẩm không no (cracks), khiến hệ thống tách muối (Desalter) ở CDU hoạt động không tốt. Khi sản xuất xăng Jet A1 thì bắt buộc phải dừng việc chế biến dầu thải.

Trước tình hình đó, tác giả Đào Xuân Giỏi và các cộng sự Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã nghiên cứu giải pháp giảm thiểu lượng dầu thải nhẹ từ hệ thống tháp làm khô bằng chân không T-1105 & T-1106, đồng thời tìm vị trí thích hợp để đưa tuần hoàn lượng dầu thải trở về phân xưởng CDU, mà không ảnh hưởng đến công suất và chất lượng sản phẩm.

Kết quả nghiên cứu trong giai đoạn 1 đã giảm lưu lượng dầu thải nhẹ từ 6m^3/giờ xuống còn 1,7m^3/giờ (2011). Nhóm tác giả đã tìm hiểu quy luật hoạt động và sự liên quan giữa hơi nước, áp suất chân không, lưu lượng dầu thải nhẹ và thấy rằng cần phải xử lý vấn đề này ngay trong tháp Strippers và tháp chưng cất chính T-1101. Khi điều chỉnh hơi nước vào tháp tách Strippers và áp suất chân không cho hệ thống tháp làm khô từ -900mmH_2O xuống -840mmH_2O, khi đó lưu lượng dầu thải nhẹ ổn định tại 2,5m^3/giờ. Sau đó, qua phân tích kiểm tra các tiêu chuẩn cho LGO và HGO để trộn ADO (Auto diesel) thương phẩm, nhóm tác giả nhận thấy vẫn còn có thể giảm thiểu lượng dầu thải nhẹ và đã điều chỉnh hơi nước vào tháp tách Strippers và áp suất chân không cho hệ thống tháp làm khô từ -840mmH_2O còn -780mmH_2O, khi đó lưu lượng dầu thải nhẹ giảm từ 2,5m^3/giờ xuống mức trung bình 1,7m^3/giờ.

Trong giai đoạn 2, nhóm tác giả đã nghiên cứu để tối ưu hóa hoàn toàn, không đưa dầu thải nhẹ ra bể chứa. Từ kết quả phân tích thành phần của dầu thải nhẹ, khảo sát và đo đạc tại hiện trường, nhóm tác giả xác định điểm kết nối để thu hồi hoàn toàn dầu thải nhẹ. Theo đó, đáy tháp LGO stripper T-1103 là điểm phù hợp nhất, đưa lượng dầu thải nhẹ trở lại tháp làm khô T-1105 và cho ra phân đoạn LGO thương phẩm. Hệ thống thu hồi được đưa vào hoạt động thử nghiệm từ năm 2012 và duy trì đến nay.

Trong giai đoạn 3, nhóm tác giả đã nghiên cứu, cải tiến để bình phân tách dầu - nước D-1106 có áp suất không âm. Trước đây, áp suất bình tách pha D-1106 luôn có giá trị âm, nên khả năng làm việc của bơm P-1121A/B (bơm nước chua sang phân xưởng U-18 để xử lý) và bơm P-1120A/B (bơm dầu thải nhẹ) không ổn định. Nhóm tác giả đã nghiên cứu, tìm nguyên nhân chính gây ra tình trạng này là do thành phần nhẹ trong phân đoạn LGO và HGO đã bị tách hết từ các tháp tách Strippers T-1103 & T-1104 và tháp tách chính T-1101. Để giữ lại một ít thành phần nhẹ đủ để duy trì áp suất cho bình phân tách dầu - nước D-1106 và duy trì ổn định khi thay đổi thành phần dầu thô đưa vào chế biến tại CDU, nhóm tác giả đã tối ưu lưu lượng hơi nước vào các tháp tách Strippers T-1103 & T-1104 và tháp tách chính T- 1101. Khi đó, lượng hơi nước giảm đi rất nhiều so với thiết kế ban đầu.

Hiện tại, dầu thải nhẹ không đưa ra bể chứa cho nên không phải tốn chi phí để chế biến lại tại các phân xưởng CDU và RFCC. Theo tính toán sơ bộ, sáng kiến đã tiết kiệm từ 4,62 - 8,51 triệu USD/năm. Bên cạnh đó, việc cắt giảm lưu lượng nước chua 7,2m^3/giờ, góp phần giảm tải vận hành cho phân xưởng xử lý nước thải ETP, giảm lượng nước thải ra môi trường.

Nguyễn Việt Hưng *(giới thiệu)*

Danh mục đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành (từ ngày 1/1 - 30/6/2014)

Trong 6 tháng đầu năm 2014, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu trong nước đã hoàn thành 21 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Các đề tài này đã được các Hội đồng Xét duyệt Nghiệm thu cấp Tập đoàn nghiệm thu hoàn thành và kết quả nghiên cứu đang được lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành và được nghiệm thu từ ngày 1/1 - 30/6/2014. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn.

TT	Tên Đề tài, Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
I	**LĨNH VỰC TÌM KIẾM THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ**				
1	Nghiên cứu cơ chế kiến tạo hình thành các bể trầm tích vùng nước sâu Nam Biển Đông và mối liên quan đến triển vọng dầu khí	GS TS. Trần Nghi	Trường ĐHKHTN	PAC	1020/BB-DKVN 18/2/2014
2	Nghiên cứu địa tầng phân tập - tướng đá cổ địa lý các thành tạo trầm tích Nam bể Phú Khánh, bể Nam Côn Sơn và khu vực Tư Chính - Vũng Mây để xác định tính đồng nhất, phân dị của tướng trầm tích qua các thời kỳ	GS TS. Trần Nghi	Trường ĐHKHTN	PAC	1020/BB-DKVN 18/2/2014
3	"Đánh giá triển vọng dầu khí Lô 122 thuộc bể trầm tích Phú Khánh (lô mới hoàn trả)"	Tống Duy Cương	VPI/EPC	PAC/VPI/ EPC	3017/BB-DKVN 9/5/2014
4	Tổng kết và đánh giá công tác bơm trám xi măng cho các giếng khoan có nhiệt độ và áp suất cao ở bể Nam Côn Sơn	Phạm Trường Giang Lê Vũ Quân	VPI/EPC	PAC/VPI/ EPC	3114/BB-DKVN 13/5/2014
II	**LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ**				
1	Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam - Tập 18: Gấu Trắng, Topaz, Pearl	Nguyễn Phan Trí	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	620/BB-DKVN 24/1/2014
2	Nghiên cứu biến tính nguồn tro bay thải ra từ các nhà máy nhiệt điện thành vật liệu hấp phụ ứng dụng trong việc xử lý ô nhiễm môi trường	Ngô Thúy Phượng	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	620/BB-DKVN 24/1/2014
3	Nghiên cứu công nghệ sản xuất nhũ tương nhựa đường có khả năng ứng dụng trong xử lý giếng khai thác ngập nước trong tầng Miocen dưới mỏ Bạch Hổ nhằm giảm hệ số ngập nước	Nguyễn Huỳnh Anh	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	620/BB-DKVN 24/1/2014
4	Nghiên cứu cải tiến xúc tác và áp dụng công nghệ lò phản ứng màng để tổng hợp methanol từ CO_2 nhằm tận dụng có hiệu quả nguồn khí giàu CO_2 của Việt Nam	Đặng Thanh Tùng	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	1428/BB-DKVN 5/3/2014
5	Nghiên cứu áp dụng công nghệ nhiệt phân nhanh (Fast pyrolysis) nguồn sinh khối Việt Nam để sản xuất bio-oil, nghiên cứu các phương pháp xử lý bio-oil thu được và đề xuất phương án sử dụng thích hợp	Phan Minh Quốc Bình	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	1428/BB-DKVN 5/3/2014
6	Phân tích đánh giá các mẫu dầu thô bổ sung cho hệ thống số liệu cơ sở về tính chất dầu thô Việt Nam - Tập 19: Phân tích chi tiết dầu thô: Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng	Nguyễn Thị Anh Thư	VPI/PVPro	PAC/VPI/ PVPro	3282/BB-DKVN 20/5/2014
7	Tuyển chọn giống, kiểm soát đặc tính sinh học và bước đầu thử nghiệm nhân nuôi tiền pilot vi tảo biển phục vụ phát triển biodiesel	Lê Thị Thúy Ái	VPI/CPSE	PAC/VPI/ CPSE	3282/BB-DKVN 20/5/2014
8	Nghiên cứu sản xuất thử nghiệm chất bôi trơn từ dầu thực vật cho dung dịch khoan ở quy mô lớn	Tạ Quang Minh	VPI/CTAT	PAC/VPI/ CTAT	3322/BB-DKVN 21/5/2014

TT	Tên Đề tài, Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
III	**LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG**				
1	Đề xuất phương án cải tiến tổng thể hệ thống xử lý nước thải của Nhà máy nhiên liệu sinh học Dung Quất	Vũ Công Thắng	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	1217/BB-DKVN 26/2/2014
2	Xây dựng cơ sở dữ liệu môi trường biển tại các khu vực có hoạt động dầu khí trên biển Việt Nam	Phạm Thị Trang Vân	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2295/BB-DKVN 8/4/2014
3	Nghiên cứu tích hợp mô hình lan truyền dầu vào bản đồ số 3D cho khu vực Khí - Điện - Đạm Cà Mau và các tuyến sông kênh vận chuyển nguyên vật liệu chính để phục vụ việc ứng phó sự cố tràn dầu	Võ Văn Anh Pha	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2295/BB-DKVN 8/4/2014
4	Xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu cho tỉnh Quảng Nam	Trần Phi Hùng	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3698/BB-DKVN 3/6/2014
5	Nghiên cứu xây dựng Hướng dẫn phân vùng nguy cơ cháy nổ cho các công trình dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phạm Minh Đức	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3698/BB-DKVN 3/6/2014
6	Nghiên cứu pha chế chất phân tán dầu từ các hóa chất hoạt động bề mặt tổng hợp phù hợp với đặc trưng dầu thô của Việt Nam	Phạm Thị Lê Na	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	4385/BB-DKVN 30/6/2014
7	Nghiên cứu khả năng phát triển thành chế phẩm sinh học từ một số chủng vi sinh vật phân hủy dầu chiếm ưu thế tại môi trường ven biển phía Nam Việt Nam - Giai đoạn 2	Nguyễn Trung Tỉnh	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	4385/BB-DKVN 30/6/2014
IV	**LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ**				
1	Tổng kết, đánh giá hiệu quả đầu tư hoạt động thăm dò khai thác dầu khí trong và ngoài nước giai đoạn 1988 - 2012 (ngoài Vietsovpetro) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Thị Phượng	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4016/BB-DKVN 16/3/2014
2	Nghiên cứu và xây dựng nguồn nhân lực chất lượng cao phục vụ cho sự phát triển bền vững của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam" (Giai đoạn 1: Công nhân kỹ thuật)	Vũ Duy Hảo	PVMTC	PAC	2522/BB-DKVN 16/4/2014

Ghi chú:

VPI *Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)*
PAC *Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)*
EPC *Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)*
CTAT *Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)*
EMC *Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)*
CPSE *Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)*
PVPro *Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)*
PVMTC *Trường Cao đẳng nghề Dầu khí*
ĐHKHTN *Đại học Khoa học Tự nhiên (thuộc Đại học Quốc gia Hà Nội)*

Phạm Văn Huy