

Dầu Khí



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

SỐ 7 - 2016

ISSN-0866-854X





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 Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

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 M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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

Ảnh bìa: Tàu cầu Trường Sa cập mạn giàn Công nghệ Trung tâm số 2 (CTP-2) thực hiện công việc thay thế bình ngưng công nghệ, mỏ Bạch Hổ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro". Ảnh: Minh Trí

TIỂU ĐIỂM

PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ TRINH ĐÌNH DÙNG: TÁI CƠ CẤU LÀ NHIỆM VỤ TRỌNG TÂM

Ngày 12/7/2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị sơ kết công tác 6 tháng đầu năm và triển khai nhiệm vụ kế hoạch 6 tháng cuối năm 2016. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cơ cấu và coi đây là nhiệm vụ trọng tâm, nhằm hiện thực hóa mục tiêu xây dựng và phát triển Tập đoàn thành doanh nghiệp năng động, có tiềm lực mạnh về tài chính, mạnh về khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao trong nước, khu vực và quốc tế, đóng góp lớn cho phát triển kinh tế - xã hội, cho quá trình xây dựng, bảo vệ Tổ quốc.

Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: Thu Thủy

đoàn đã đưa 1 công trình RC-9 (L6-09-1) vào khai thác từ ngày 6/6/2016 (vượt tiến độ 1 tháng 5 ngày so với kế hoạch đề ra); kỳ 1 hợp đồng dầu khí mới (PSC.L6-16-115), tổng sản lượng khai thác đạt 14,57 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó sản lượng khai thác dầu thô đạt 8,92 triệu tấn, vượt 0,6% (566 nghìn tấn) so với kế hoạch 6 tháng; sản lượng khai thác khí đạt 5,65 tỷ m³, vượt 10,5% (573 triệu m³) so với kế hoạch 6 tháng đề ra.

Các nhà máy sản xuất điện, đạm, lọc hóa dầu được vận hành an toàn với công suất tối ưu; công tác bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên, đợt xuất và kiểm định hiệu chuẩn được triển khai theo đúng kế hoạch, đúng quy trình và đảm bảo hệ thống hoạt động ổn định. Trong 6 tháng đầu năm 2016, Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp cho các hộ tiêu thụ 5,51 tỷ m³ khí, 36,8 nghìn tấn condensate, 162 nghìn tấn LPG, 10,74 tỷ kWh điện, 26,6 nghìn tấn đạm và 3,38 triệu tấn xăng dầu các loại.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trọng Sơn cho biết công tác rà soát, tiết giảm chi phí và thực hành tiết kiệm là một trong những nhiệm vụ, giải pháp trọng tâm được Tập đoàn đặc biệt quan tâm để ứng phó với sự suy giảm của giá dầu. Trong 6 tháng đầu năm 2016, Tập đoàn đã tiết giảm được 4.741 tỷ đồng, giá thành khai thác dầu thô giảm 3,2USD/thùng so với mức giá kế hoạch; giá thành các sản phẩm khí, điện, đạm, xăng dầu đều giảm trên 20% so với mức giá kế hoạch.

Rủ ro, tài sản và các dự án đang khai thác

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, giá dầu thô cuối năm

4 **ĐỀ XUẤT** SỐ 70206

TIỂU ĐIỂM

DỰ THẢO CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN KHOA HỌC CÔNG NGHỆ ĐẾN NĂM 2025, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2035

Ngày 21/7/2016, Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Kỳ họp lần thứ V nhiệm kỳ 2014 - 2016. Hội đồng đã tập trung thảo luận về định hướng xây dựng Chiến lược khoa học công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2016 - 2020, tầm nhìn đến năm 2035 với mục tiêu nâng cao tiềm lực khoa học công nghệ, nâng lực nghiên cứu, làm chủ, cải tiến, sáng tạo, tự vấn, lựa chọn công nghệ, góp phần nâng cao năng lực cạnh tranh.

Ti. Nguyễn Quốc Thọ - Phó Tổng giám đốc, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị. Ảnh: Thu Thủy

Từ Kỳ họp lần thứ V, Văn phòng Dầu khí Việt Nam đã đánh giá kết quả thực hiện các mục tiêu trong Chiến lược hoạt động khoa học công nghệ của Tập đoàn đến năm 2015, từ đó nghiên cứu đề xuất các mục tiêu và định hướng phát triển khoa học công nghệ trong giai đoạn 2016 - 2020, tầm nhìn đến năm 2035. Theo TS. Nguyễn Hữu Trung - nguyên Phó giám đốc Hội đồng Dầu khí Việt Nam, mục tiêu của Chiến lược khoa học công nghệ là nâng cao tiềm lực khoa học công nghệ, nâng lực nghiên cứu, làm chủ, cải tiến, sáng tạo, tự vấn, lựa chọn công nghệ, góp phần nâng cao năng lực cạnh tranh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, phấn đấu đạt trình độ tiên tiến so với lĩnh vực cốt lõi sau năm 2035.

Tiền cơ sở đó, Văn phòng Dầu khí Việt Nam trình bày trước Hội đồng Khoa học Công nghệ dự thảo Chiến lược Khoa học Công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035. Theo đó, trong phụ thuộc vào tự vấn nước ngoài; tối ưu hóa chi phí để tăng hiệu quả vận hành các nhà máy 5 - 10% so với giai đoạn 2011 - 2015; làm chủ công nghệ để sản phẩm an toàn, ổn định, hiệu quả các nhà máy mới đi vào hoạt động; có bản quyền công nghệ được thương mại hóa. Trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, làm chủ công nghệ kỹ thuật mới và nâng cao tỷ lệ nội địa hóa trong thiết kế, thi công chế tạo, vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa các công trình dầu khí phần đầu tư thực hiện 80 - 90% mức kế hoạch, thiết kế tổng thể (EPC) cho các công trình dầu khí phần đầu đến năm 2025 làm chủ công tác khảo sát địa chất, thu mẫu địa chấn, thiết kế thi công khoan phủ hợp cho vùng nước sâu đến 1.000m. Trong lĩnh vực công nghiệp điện, mục

vực hóa chế biến dầu khí, mục tiêu đặt ra là phải có khả năng tự vấn, lựa chọn các chủ án, công nghệ phù hợp với điều kiện Việt Nam mà không phụ thuộc vào tự vấn nước ngoài; tối ưu hóa chi phí để tăng hiệu quả vận hành các nhà máy 5 - 10% so với giai đoạn 2011 - 2015; làm chủ công nghệ để sản phẩm an toàn, ổn định, hiệu quả các nhà máy mới đi vào hoạt động; có bản quyền công nghệ được thương mại hóa. Trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, làm chủ công nghệ kỹ thuật mới và nâng cao tỷ lệ nội địa hóa trong thiết kế, thi công chế tạo, vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa các công trình dầu khí phần đầu tư thực hiện 80 - 90% mức kế hoạch, thiết kế tổng thể (EPC) cho các công trình dầu khí phần đầu đến năm 2025 làm chủ công tác khảo sát địa chất, thu mẫu địa chấn, thiết kế thi công khoan phủ hợp cho vùng nước sâu đến 1.000m. Trong lĩnh vực công nghiệp điện, mục

8 **ĐỀ XUẤT** SỐ 70206

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

14. Đặc điểm địa hóa đá mẹ Cenozoic khu vực thềm lục địa Tây Nam Việt Nam

23. Dấu hiệu và dự báo vùng có triển vọng khí hydrate ở Biển Đông Việt Nam

33. Nghiên cứu đảm bảo dòng chảy trong đường ống vận chuyển dầu khí đa pha kết nối mỏ nhỏ/cận biên tới các công trình biển hiện hữu bể Cửu Long

40. Sinh địa tầng trầm tích carbonate hệ tầng Tri Tôn, Nam bể Sông Hồng



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

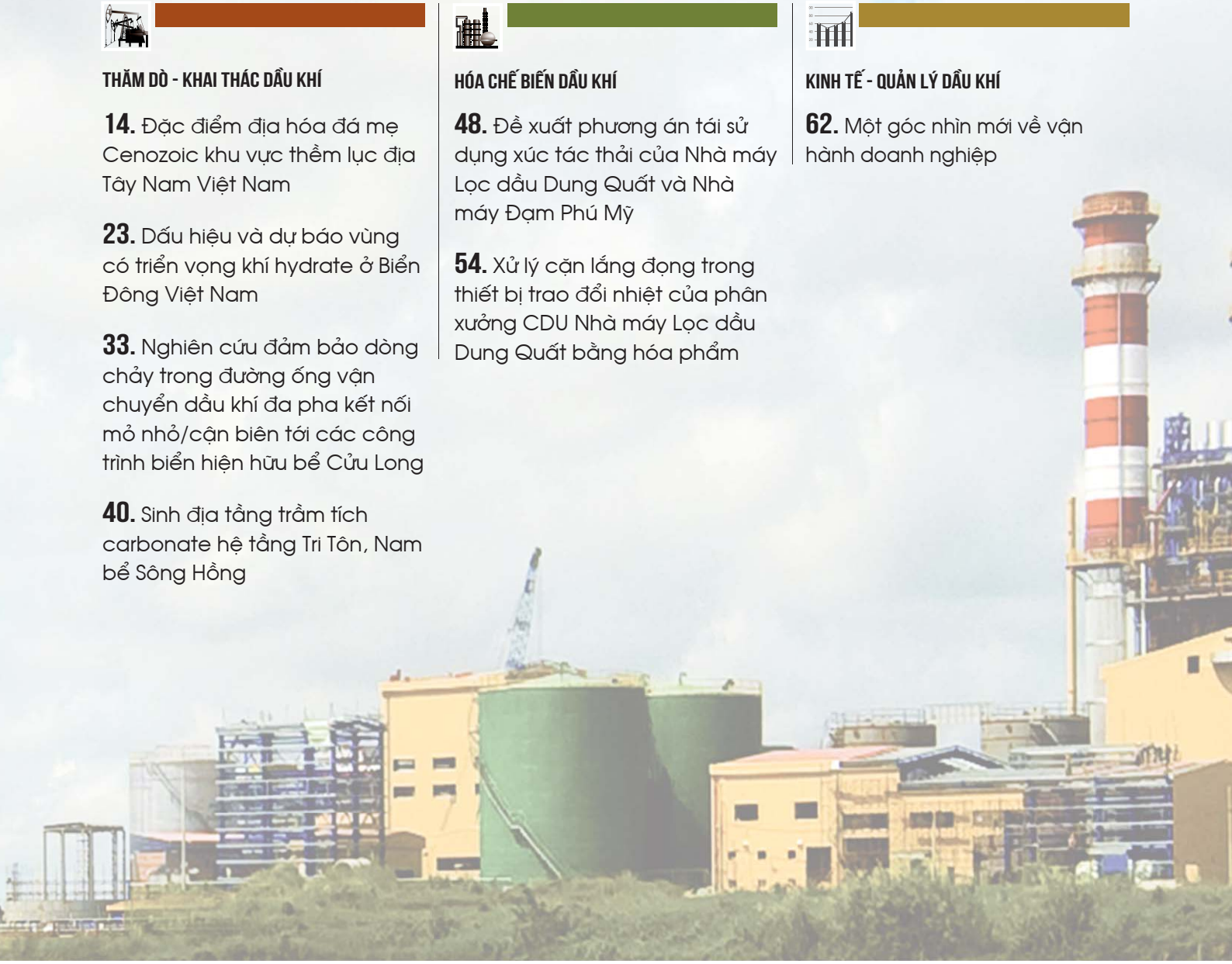
48. Đề xuất phương án tái sử dụng xúc tác thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Phú Mỹ

54. Xử lý cặn lắng đọng trong thiết bị trao đổi nhiệt của phân xưởng CDU Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bằng hóa phẩm



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

62. Một góc nhìn mới về vận hành doanh nghiệp



PETROVIETNAM



**CƠ HỘI CHO NGÀNH DẦU KHÍ NGOÀI KHỞI?
ĐỔI MỚI, HỢP TÁC, CHUẨN HÓA;
ĐIỀU HÀNH VỚI MÔ HÌNH TINH GỌN**

Đối mặt với giá dầu suy giảm mạnh và triển vọng phục hồi trong ngắn hạn còn yếu, ngành công nghiệp dầu khí cần phải đẩy mạnh hợp tác để vượt qua chu kỳ suy giảm hiện tại. Thay vì chờ giá tăng trở lại, cần phải chủ động nâng cao hiệu quả và tạo ra giá trị với mục tiêu giảm chi phí và rút ngắn thời gian chu trình sản xuất, trong khi vẫn giữ mục tiêu an toàn là ưu tiên hàng đầu. Các nhà điều hành, các nhà thầu và các nhà cung cấp cần phải đổi mới, hợp tác và chuẩn hóa - hay nói cách khác là điều hành với mô hình tinh gọn.

Trong các dự báo, nhu cầu dầu và vốn đầu tư cần thiết trong tương lai là rất lớn. Để đáp ứng nhu cầu, cần đầu tư khoảng 1,3 nghìn tỷ USD để phát triển các nguồn tài nguyên nước sâu toàn cầu trong giai đoạn 2015 - 2030. Giá thiết kế khoảng 75% các dự án phát triển nước sâu mới sẽ không đạt hiệu quả kinh tế ở mức giá dưới 70 USD/thùng, thậm chí: đặt ra là phải giảm chi phí khoảng 23USD/thùng để các dự án này cạnh tranh được với các nguồn cung khác chẳng hạn như dầu chặt sít.

BẢN NHÌ SỐ 72016 67

67

FOCUS

Deputy Prime Minister Trinh Dinh Dung: restructuring is the focal task 4

Draft scientific and technological development strategy until 2025 and vision toward 2035 8

Efficiency of petroleum processing sector to be improved in the new context 10

Ascope promotes studies and exchanges of experience in petroleum prospecting, exploration and production 12

SCIENTIFIC RESEARCH

Characteristics of Cenozoic source rock in south-western continental shelf of Vietnam 14

Gas hydrate evidences and prospective areas in the East Sea of Vietnam 23

Flow assurance study for tie-in multiphase pipeline from marginal fields to existing facilities in Cuu Long basin 33

Biostratigraphy of Tri Ton carbonate formation, south of Song Hong basin 40

Cost-effective pathway for spent catalyst recycle at Dung Quat refinery and Phu My fertilizer plant 48

Chemical anti-fouling treatment for heat exchanger of crude distillate unit (CDU) in Dung Quat Refinery 54

A new perspective on business operation 62

OIL AND GAS AROUND THE WORLD

Offshore’s opportunity?
Innovate, collaborate, standardise; lead with lean 67

NEWS

Vietnam, Russia further co-operate in geological survey and petroleum production 69

PV Power meets profit target for 2016 ahead of time 70

Preparation underway for major maintenance of Nam Con Son gas transportation and processing system 71

Inauguration of Da Nang warehouse for petroleum products 72

Phu My Urea named among top 40 valuable brands in Vietnam ... 73

Major oil discovery offshore Guyana 74

Mexico invites bids for 15 offshore blocks 75



PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ TRỊNH ĐÌNH DŨNG: TÁI CƠ CẤU LÀ NHIỆM VỤ TRỌNG TÂM

Ngày 12/7/2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị sơ kết công tác 6 tháng đầu năm và triển khai nhiệm vụ kế hoạch 6 tháng cuối năm 2016. Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cơ cấu và coi đây là nhiệm vụ trọng tâm, nhằm hiện thực hóa mục tiêu xây dựng và phát triển Tập đoàn thành doanh nghiệp năng động, có tiềm lực mạnh về tài chính, mạnh về khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao trong nước, khu vực và quốc tế, đóng góp lớn cho phát triển kinh tế - xã hội, cho quá trình xây dựng, bảo vệ Tổ quốc.



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị. Ảnh: PVN

Giữ vững nhịp độ sản xuất kinh doanh

Trong bối cảnh giá dầu thô tiếp tục duy trì ở mức thấp (chỉ đạt 67,5% so với giá dầu kế hoạch), Tập đoàn đã chủ động xây dựng và triển khai đồng bộ, hiệu quả các giải pháp ứng phó. Kết quả trong 6 tháng đầu năm 2016, các chỉ tiêu sản xuất của Tập đoàn đều vượt cao hơn so với kế hoạch đề ra, đặc biệt giá trị sản xuất công nghiệp vượt 9,1% so với kế hoạch và khai thác dầu thô trong nước vượt 569 nghìn tấn, (tương đương vượt 7,7% so với kế hoạch) đã góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước.

Trong đó, công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí thu được nhiều kết quả quan trọng, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 5 triệu tấn dầu quy đổi, có 1 phát hiện dầu khí mới (Phong Lan Đại-1X, Lô 06-1). Tập

đoàn đã đưa 1 công trình RC-9 (Lô 09-1) vào khai thác từ ngày 6/6/2016 (vượt tiến độ 1 tháng 9 ngày so với kế hoạch đề ra); ký 1 hợp đồng dầu khí mới (PSC Lô 16-1/15). Tổng sản lượng khai thác đạt 14,57 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó sản lượng khai thác dầu thô đạt 8,92 triệu tấn, vượt 6,8% (566 nghìn tấn) so với kế hoạch 6 tháng; sản lượng khai thác khí đạt 5,65 tỷ m³, vượt 10,5% (573 triệu m³) so với kế hoạch 6 tháng đề ra.

Các nhà máy sản xuất điện, đạm, lọc hóa dầu được vận hành an toàn với công suất tối ưu; công tác bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên, đột xuất và kiểm định hiệu chuẩn được triển khai theo đúng kế hoạch, đúng quy trình và đảm bảo hệ thống hoạt động ổn định. Trong 6 tháng đầu năm 2016, Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp cho các hộ tiêu thụ 5,51 tỷ m³ khí

khô, 36,8 nghìn tấn condensate, 162 nghìn tấn LPG, 10,74 tỷ kWh điện, 826,5 nghìn tấn đạm và 3,38 triệu tấn xăng dầu các loại.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn cho biết công tác rà soát, tiết giảm chi phí và thực hành tiết kiệm là một trong những nhiệm vụ, giải pháp trọng tâm được Tập đoàn đặc biệt quan tâm để ứng phó với sự suy giảm của giá dầu. Trong 6 tháng đầu năm 2016, Tập đoàn đã tiết giảm được 4.741 tỷ đồng; giá thành khai thác dầu thô giảm 3,2USD/thùng so với mức giá kế hoạch; giá thành các sản phẩm khí, điện, đạm, xăng dầu đều giảm trên 20% so với mức giá kế hoạch.

Rà soát, tối ưu các dự án đang khai thác

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết, giá dầu thô cuối năm



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn chủ trì Hội nghị. Ảnh: PVN

2016 dự báo phục hồi chậm và khó đạt mức giá kế hoạch như kỳ vọng (dự báo chỉ dao động ở 45 - 50 USD/thùng); điều kiện triển khai các dự án dầu khí ở trong nước ngày càng khó khăn, do phải triển khai ở vùng nước sâu và xa bờ; các dự án lớn có tổng mức đầu tư cao phải thúc đẩy tiến độ nên chịu sức ép rất lớn về thu xếp vốn...

Trên cơ sở đó, Tập đoàn tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò thăm lượng năm 2016, đảm bảo gia tăng trữ lượng dầu khí năm 2016 đạt 16 - 20 triệu tấn dầu quy đổi. Trong đó, Tập đoàn ưu tiên triển khai các dự án đầu tư tìm kiếm thăm dò, phát triển có hiệu quả cao, ít rủi ro, tập trung triển khai các dự án: mỏ Cá Rồng Đỏ, Lô B, Cá Voi Xanh... Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục làm việc với từng nhà thầu dầu khí để rà soát, tối ưu chương trình công tác và chi phí các dự án đang khai thác; tập trung thực hiện đồng bộ

các giải pháp, phấn đấu sản lượng khai thác dầu thô trong nước năm 2016 đạt 17 triệu tấn, vượt 1 triệu tấn so với kế hoạch Chính phủ giao (16,03 triệu tấn). Tập trung đảm bảo tiến độ đưa vào khai thác các mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 1 (Lô 15-1), Thiên Ứng trong Quý IV/2016; cân đối sản lượng khai thác ở các lô/mỏ có giá thành tốt để bù đắp sản lượng cho các lô/mỏ có giá thành cao.

Bên cạnh đó, Tập đoàn tiếp tục kiểm soát chặt chẽ việc vận hành an toàn, ổn định các công trình, nhà máy dầu khí, đảm bảo hoàn thành vượt mức sản lượng Chính phủ giao; triển khai công tác tái cơ cấu; củng cố và tăng cường công tác dự báo, đánh giá rủi ro, nâng cao năng lực quản trị, điều hành doanh nghiệp; chỉ đạo người đại diện phần vốn tại các đơn vị thành viên thực hiện nghiêm túc Nghị quyết số 13-NQ/ĐU ngày 28/10/2015 về tăng cường tiết kiệm, sử dụng hiệu quả các nguồn lực; Chỉ thị số 1479/CT-DKVN

Cơ cấu tổng doanh thu của toàn Tập đoàn trong 6 tháng đầu năm 2016:

- Tổng doanh thu của toàn Tập đoàn đạt 215,6 nghìn tỷ đồng, trong đó:
 - + Doanh thu từ bán dầu: 60,3 nghìn tỷ đồng;
 - + Doanh thu từ các sản phẩm khí, điện, đạm, xăng dầu, polypropylene, xơ sợi: 82,8 nghìn tỷ đồng;
 - + Doanh thu từ dịch vụ dầu khí: 72,4 nghìn tỷ đồng.
- Giá dầu thô trung bình 6 tháng đầu năm 2016 là 40,5USD/thùng, giảm 20USD/thùng (tương ứng giảm 33,4%) so với mức giá trung bình 6 tháng 2015 (là 60,5USD/thùng).



Dự án Biển Đông 01. Ảnh: Trung Linh

ngày 15/3/2016 về việc tiết giảm chi phí. Trong thời gian tới, Tập đoàn tập trung tháo gỡ các khó khăn, vướng mắc để hỗ trợ các đơn vị vượt qua khó khăn, ổn định sản xuất. Trong đó, các đơn vị cung cấp dịch vụ dầu khí tiếp tục đẩy mạnh công tác tái cơ cấu nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động, đảm bảo quyền lợi cho các cổ đông; rà soát, cơ cấu lại chi phí trong giá dịch vụ để giảm giá thành dịch vụ với mục tiêu hỗ trợ tối đa cho các đơn vị thăm dò khai thác dầu khí. Các đơn vị sản xuất (trong lĩnh vực công nghiệp khí, điện, chế biến dầu khí) tiếp tục duy trì ổn định hoạt động sản xuất kinh doanh; tranh thủ các tác động thuận lợi từ giá dầu thấp để phát huy

tối đa công suất của các nhà máy; chủ động tính toán cơ cấu sản phẩm tối ưu trong từng thời điểm theo biến động ảnh hưởng từ giá dầu và thị trường, đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Tái cơ cấu để nâng cao hiệu quả hoạt động

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng ghi nhận và đánh giá cao sự lãnh đạo, chỉ đạo có hiệu quả của Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; cố gắng vượt qua khó khăn của tập thể cán bộ công nhân viên, người lao động. Phó Thủ tướng nhấn mạnh, Tập đoàn đã phát huy vai trò là doanh nghiệp

trụ cột đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đóng góp lớn cho ngân sách Nhà nước; đồng thời đi đầu trong mở rộng hội nhập với khu vực và quốc tế, hợp tác với các doanh nghiệp lớn có kinh nghiệm, có tiềm lực kinh tế mạnh, trình độ khoa học cao để triển khai hoạt động dầu khí ở trong và ngoài nước.

Khẳng định năng lực là nền tảng quan trọng để phát triển đất nước, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng nhấn mạnh phải xây dựng và phát triển Tập đoàn trở thành doanh nghiệp năng động, có tiềm lực mạnh về tài chính, khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao trong nước, khu vực và quốc tế, có đủ khả năng

Bảng 1. Các chỉ tiêu kế hoạch 6 tháng cuối năm 2016 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị tính	Thực hiện 6 tháng đầu năm 2016	Kế hoạch 6 tháng cuối năm 2016
I	Khai thác dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	14,57	12,61
1	Dầu thô	Triệu tấn	8,92	8,11
	Trong nước	Triệu tấn	7,91	7,11
	Nước ngoài	Triệu tấn	1,01	1,00
2	Khí	Tỷ m ³	5,65	4,50
II	Sản xuất sản phẩm khác			
1	Điện	Tỷ kWh	10,74	9,28
2	Đạm	Nghìn tấn	826,5	763,8
3	Sản phẩm xăng dầu	Triệu tấn	3,377	2,774

đóng góp lớn cho phát triển kinh tế - xã hội, cho quá trình xây dựng, bảo vệ Tổ quốc; tích cực tham gia bảo vệ vững chắc chủ quyền quốc gia trên biển.

Về các nhiệm vụ trong thời gian tới, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn tập trung đẩy mạnh sản xuất kinh doanh, phấn đấu hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu đề ra, trong đó nghiên cứu để khai thác thêm 1 triệu tấn dầu, song cần tính toán kỹ và phải lấy hiệu quả là mục tiêu số một. Bên cạnh đó, Tập đoàn cần tiếp tục kiểm soát chặt chẽ các công trình/nhà máy, đảm bảo hoạt động hiệu quả, an toàn tuyệt đối; làm tốt công tác dự báo rủi ro, từ đó có cơ sở triển khai các giải pháp ứng phó phù hợp.

Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn tập trung đẩy mạnh công tác tái cơ cấu và coi đây là nhiệm vụ trọng tâm. “Tái cấu trúc để mạnh lên, khỏe lên, hiệu quả hơn, sức cạnh tranh cao hơn. Đây là mục tiêu vừa là trước mắt, vừa là lâu dài, để thực hiện được vai trò trụ cột, chủ lực trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.” - Phó Thủ tướng nhấn mạnh.

Phó Thủ tướng chỉ đạo Tập đoàn tiếp tục rà soát các dự án đã đầu tư, chuẩn bị đầu tư và chưa thực hiện đầu

tư; xem xét các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu quả của dự án, để có kế hoạch, giải pháp và điều chỉnh, xử lý để đảm bảo hiệu quả. Đồng thời, Tập đoàn cần xác định các ngành, lĩnh vực, sản phẩm, dự án cần tập trung phát triển, từ đó ưu tiên nguồn lực để thực hiện; xác định các doanh nghiệp phải tập trung để cổ phần hóa và tỷ lệ cổ phần hóa. Nhấn mạnh cổ phần hóa là động lực để thúc đẩy tái cấu trúc hợp lý, là điều kiện cần và đủ để tái cấu trúc thật sự, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn tiếp tục tái cơ cấu bộ máy, tổ chức, nhân lực cho phù hợp nhằm đảm bảo hoạt động có hiệu quả; tái cấu trúc quản trị doanh nghiệp nhằm nâng cao chất lượng quản lý, chất lượng kiểm soát. “Từ xây dựng dự án cho đến triển khai thực hiện, quản lý, khai thác dự án, thì quản trị doanh nghiệp có vai trò quyết định. Quản trị doanh nghiệp tốt thì có nhân lực tốt, có dự án tốt, khai thác tốt, hoạt động tốt”...

Bên cạnh đó, Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn tiếp tục đổi mới công nghệ nhằm nâng cao năng suất, chất lượng sản phẩm; tăng cường hoạt động xã hội, phát huy truyền thống và văn hóa Dầu khí - gắn bó, đoàn kết tạo ra sức mạnh để vượt qua khó khăn. Phó Thủ tướng Chính phủ mong Tập

đoàn tiếp tục đi lên, có nhiều đóng góp, tiếp tục là trụ cột đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Dầu khí phải mạnh để xứng đáng với kỳ vọng, tin tưởng của Đảng, Nhà nước, Chính phủ và nhân dân.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh khẳng định: Lãnh đạo và tập thể người lao động Dầu khí sẽ tiếp thu nghiêm túc ý kiến chỉ đạo của Phó Thủ tướng để xây dựng thành chương trình, kế hoạch hành động cụ thể trong quá trình thực hiện nhiệm vụ kế hoạch Chính phủ giao, giữ vững vị trí tập đoàn kinh tế hàng đầu của đất nước. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kêu gọi toàn thể cán bộ, công nhân viên, người lao động phát huy cao nhất tinh thần trách nhiệm, đoàn kết, chung sức chung lòng, quyết tâm thực hiện thắng lợi các nhiệm vụ được giao; coi đây là việc làm thiết thực để hướng tới chào mừng 55 năm Ngày Truyền thống Ngành Dầu khí Việt Nam, đồng thời cũng là giải pháp hiệu quả nhất đưa Tập đoàn vượt qua khó khăn, thử thách hiện nay, cũng như tiếp tục khẳng định vị trí trụ cột, đầu tàu của nền kinh tế đất nước.

Việt Hà

DỰ THẢO CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN KHOA HỌC CÔNG NGHỆ ĐẾN NĂM 2025, TẦM NHÌN ĐẾN NĂM 2035

Ngày 21/7/2016, Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Kỳ họp lần thứ V nhiệm kỳ 2014 - 2016. Hội đồng đã tập trung thảo luận về định hướng xây dựng Chiến lược khoa học công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2016 - 2020, tầm nhìn đến năm 2035 với mục tiêu nâng cao tiềm lực khoa học công nghệ, năng lực nghiên cứu, làm chủ, cải tiến, sáng tạo, tư vấn, lựa chọn công nghệ, góp phần nâng cao năng lực cạnh tranh.



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu khai mạc Hội nghị. Ảnh: Như Trang

Tại Kỳ họp lần thứ V, Viện Dầu khí Việt Nam đã đánh giá kết quả thực hiện các mục tiêu trong Chiến lược hoạt động khoa học công nghệ của Tập đoàn đến năm 2015, từ đó nghiên cứu đề xuất các mục tiêu và định hướng phát triển khoa học công nghệ trong giai đoạn 2016 - 2025, tầm nhìn đến năm 2035. Theo TS. Nguyễn Hữu Trung - nguyên Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, mục tiêu của Chiến lược khoa học công nghệ là nâng cao tiềm lực khoa học công nghệ, năng lực nghiên cứu, làm chủ, cải tiến, sáng tạo, tư vấn, lựa chọn công nghệ, góp phần nâng cao năng lực cạnh tranh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, phấn đấu đạt trình độ tiên tiến của khu vực vào năm 2025 và đạt trình độ tiên tiến của thế giới trong một số lĩnh vực cốt lõi sau năm 2035.

Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam trình bày trước Hội đồng Khoa

học Công nghệ dự thảo Chiến lược Khoa học Công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035. Theo đó, trong giai đoạn 2016 - 2025, mục tiêu đặt ra cho lĩnh vực tìm kiếm thăm dò dầu khí là phải làm chủ công nghệ tiên tiến nhằm đánh giá chính xác tiềm năng/trữ lượng dầu khí truyền thống trên toàn thềm lục địa và lãnh thổ Việt Nam, bằng các giải pháp công nghệ khai thác, nâng cao chất lượng quản lý khai thác mỏ, tổng lượng dầu thu hồi dầu đạt 35 - 40%, trong đó EOR đạt khoảng 5%. Lĩnh vực công nghiệp khí phải có đủ năng lực thiết kế, lựa chọn, ứng dụng, làm chủ công nghệ thu gom, vận chuyển, tàng trữ, xử lý và sử dụng khí, đặc biệt là khí có hàm lượng CO₂, H₂S cao mà không thu tư vấn nước ngoài, ứng dụng thành công và làm chủ công nghệ thu gom không đường ống cho một số mỏ nhỏ, mỏ cận biên. Trong lĩnh

vực hóa chế biến dầu khí, mục tiêu đặt ra là phải có khả năng tư vấn, lựa chọn các dự án, công nghệ phù hợp với điều kiện Việt Nam mà không phụ thuộc vào tư vấn nước ngoài; tối ưu hóa chi phí để tăng hiệu quả vận hành các nhà máy 5 - 10% so với giai đoạn 2011 - 2015; làm chủ công nghệ để vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả các nhà máy mới đi vào hoạt động; có bản quyền công nghệ được thương mại hóa. Trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, làm chủ công nghệ kỹ thuật mới và nâng cao tỷ lệ nội địa hóa trong thiết kế, thi công, chế tạo, vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa các công trình dầu khí; phấn đấu tự thực hiện 80 - 90% thiết kế cơ sở, thiết kế tổng thể (FEED) cho các công trình dầu khí; phấn đấu đến năm 2025 làm chủ công tác khảo sát địa chất, thu nổ địa chấn, thiết kế thi công khoan phù hợp cho vùng nước sâu đến 1.000m. Trong lĩnh vực công nghiệp điện, mục

tiêu đặt ra là tối ưu hóa, vận hành an toàn và hiệu quả các nhà máy điện mà không cần sử dụng tư vấn nước ngoài; nghiên cứu triển khai ít nhất 1 dự án điện sử dụng năng lượng sạch, năng lượng tái tạo...

Hội đồng Khoa học Công nghệ cho rằng các mục tiêu của Chiến lược cần đảm bảo tính khả thi trong quá trình thực hiện và tính đến yếu tố giá dầu trong ngắn hạn và trung hạn; đồng thời cần làm rõ vai trò, vị trí, chức năng và hoạt động của Viện Dầu khí Việt Nam đối với Tập đoàn, xem xét tham khảo mô hình Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) thuộc Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Trung tâm Hỗ trợ Kỹ thuật thuộc Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Trên cơ sở đó, Hội đồng Khoa học Công nghệ đề nghị Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục bổ sung số liệu hoạt động khoa học công nghệ của các đơn vị (nghiên cứu khoa học trong lĩnh vực thăm dò khai thác của Vietsovpetro và PVEP, công tác sáng kiến - sáng chế, đầu tư cho hoạt động khoa học công nghệ); bổ sung lộ trình và điều kiện để triển khai thực hiện Chiến lược phù hợp với điều kiện thực tế, đào tạo đội ngũ cán bộ làm công tác khoa học công nghệ, các cơ chế khuyến khích cụ thể... Hội đồng yêu cầu Ban Khoa học Công nghệ là đầu mối nghiên cứu cải tiến công tác quản lý về khoa học công nghệ đến các đơn vị thành viên nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động khoa học công

nghệ của toàn Tập đoàn; giao Ban Khoa học Công nghệ chủ trì đánh giá "Mô hình hoạt động nghiên cứu khoa học của Vietsovpetro và PVEP với hiệu quả sản xuất kinh doanh của đơn vị, các giải pháp áp dụng cho Tập đoàn".

Cũng tại Kỳ họp, TS. Nguyễn Xuân Thắng - nguyên Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đại diện nhóm tác giả trình bày vấn đề hoàn thiện việc trích lập, quản lý và sử dụng quỹ đảm bảo nghĩa vụ tài chính cho việc thu dọn công trình cố định, thiết bị và phương tiện trong các hoạt động dầu khí. Hội đồng Khoa học Công nghệ yêu cầu Ban Kế toán - Kiểm toán tập trung hoàn thiện nghiên cứu, đánh giá, phân tích và bổ sung các điều kiện thực tế để Tập đoàn báo cáo Bộ Công Thương kiến nghị Thủ tướng Chính phủ sửa đổi, bổ sung Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg thành Nghị định cho phù hợp với Luật Bảo vệ môi trường. Trong đó, quy định rõ việc phân cấp, trách nhiệm, nghĩa vụ và quyền lợi của nước chủ nhà cũng như của nhà thầu dầu khí.

Phân tích ảnh hưởng của các hiệp định thương mại tự do (FTA) đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn, ThS. Trần Nam Thanh - Viện Dầu khí Việt Nam đề xuất cần tập trung thực hiện các giải pháp về kỹ thuật công nghệ: đầu tư nâng cấp, nâng cao chất lượng sản phẩm nhằm cạnh tranh về chất lượng sản phẩm nhập khẩu (phân bón, xơ sợi), đáp

ứng các tiêu chuẩn nhập khẩu của các nước, nâng cao giá trị sản phẩm; áp dụng các công nghệ kỹ thuật tiên tiến và có hiệu quả hơn nhằm nâng cao công suất, giảm giá thành sản phẩm. Đồng thời, tiếp tục triển khai các biện pháp giảm giá thành sản xuất như: tiết giảm tối đa tiêu hao năng lượng và nguyên liệu (thực hiện các cam kết cắt giảm tiêu hao năng lượng, xây dựng mô hình quản lý tiêu hao năng lượng có hiệu quả, cải tạo chất lượng nhiên liệu, nâng cao công suất vận hành, cải hoán nâng cấp thiết bị); nhập khẩu nguyên vật liệu từ các nước thành viên FTAs... Bên cạnh đó, cần triển khai hiệu quả và tối ưu công tác quản lý; tăng cường công tác nghiên cứu và dự báo; mở rộng thị trường, hợp tác và liên kết xuất khẩu...

Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam kiến nghị Tập đoàn đẩy mạnh thực hiện chương trình tiết kiệm tối đa tiêu hao năng lượng, sử dụng hiệu quả nguồn lực hiện có, cải tiến công nghệ để giảm giá thành; hỗ trợ các đơn vị mở rộng xuất khẩu sản phẩm (nghiên cứu thị trường và đối thủ cạnh tranh, đẩy mạnh xuất khẩu phân bón sang các nước trong khu vực, hỗ trợ phát triển thương hiệu; thoái vốn tại các lĩnh vực không hiệu quả hoặc không có lợi thế cạnh tranh; đầu tư vào các doanh nghiệp tiêu thụ sản phẩm để kéo dài chuỗi giá trị; chỉ đầu tư mới các dự án có lợi thế cạnh tranh về địa điểm, nguyên liệu, tích hợp cơ sở hạ tầng.

Lê Khoa



NÂNG CAO HIỆU QUẢ LĨNH VỰC CHẾ BIẾN DẦU KHÍ TRONG BỐI CẢNH MỚI



Các đại biểu tham dự Kỳ họp V Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí. Ảnh: Khiếu Minh

Tại Kỳ họp lần thứ V nhiệm kỳ 2014 - 2016, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã nghiên cứu đề xuất các giải pháp nâng cao hiệu quả hoạt động lĩnh vực chế biến dầu khí trong bối cảnh kinh tế thế giới và trong nước được dự báo còn tiếp tục diễn biến khó lường do ảnh hưởng từ giá dầu thô. Tiểu ban đề xuất Tập đoàn đánh giá chi tiết, xác định rõ vị trí của các nhà máy lọc hóa dầu theo hệ thống đánh giá quốc tế, song song với việc tiếp tục nghiên cứu các giải pháp nâng công suất vận hành, tiết giảm tiêu hao năng lượng, tối ưu hóa sản xuất.

Nghiên cứu tối ưu hóa, nâng cao hiệu quả hoạt động

Tại Kỳ họp, Tiểu ban tập trung thảo luận các giải pháp nâng cao hiệu quả hoạt động lĩnh vực chế biến dầu khí dưới ảnh hưởng của các hiệp định thương mại tự do, diễn biến giá dầu. Theo Ban Chế biến Dầu khí, Chính phủ cần xem xét điều chỉnh 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” theo hướng bãi bỏ cơ chế thu điều tiết đối với sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ ngày 1/7/2016 đến khi Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đi vào vận hành thương mại (trong ngắn hạn), sau đó áp dụng cơ

chế ưu đãi cho Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) tương tự như Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn để có sự cạnh tranh công bằng. Bên cạnh đó, Nhà nước cần tiếp tục đẩy mạnh sử dụng nhiên liệu sinh học (E5, E10), trong đó E5 là nhiên liệu bắt buộc.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần sớm triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: “Tối ưu hóa năng lượng và hao hụt nhằm giảm chi phí sản xuất tăng hiệu quả hoạt động cho các nhà máy lọc hóa dầu”; “Nghiên cứu tối ưu sản phẩm để nâng cao hiệu quả kinh tế của các dự án sử dụng khí mỏ Cá Voi Xanh để sản xuất sản phẩm hóa dầu, tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung

Quất". Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cần tiếp tục nghiên cứu giải pháp nâng công suất vận hành, tiết giảm tiêu hao năng lượng, tối ưu hóa sản xuất, giảm chi phí vận hành và chi phí tồn kho; tối ưu hóa nguyên liệu đầu thô, từng bước nâng cấp sự linh hoạt hơn trong chế biến dầu thô; sử dụng các nguồn naphtha/condensate nặng để bổ sung công suất cho Phân xưởng reforming xúc tác (CCR); cải hoán tối thiểu, bổ sung các nguồn VGO/residue nhập khẩu để tăng công suất Phân xưởng cracking xúc tác (RFCC); sử dụng mô hình Linear Programming (LP) để tính toán hiệu quả kinh tế; triển khai công nghệ sản xuất bitumen và xây dựng đội ngũ chuyên gia về chế biến các phụ gia cho polymer bitumen. Các nhà máy đạm (Phú Mỹ, Cà Mau) cần tăng sản lượng sản xuất theo yêu cầu nếu nguồn khí đáp ứng được; tiết giảm tiêu hao năng lượng và nguyên liệu, giảm chi phí vận hành; nghiên cứu sản xuất các sản phẩm mới, sản phẩm hóa dầu...

Từ kinh nghiệm nâng cao hiệu quả hoạt động các nhà máy lọc dầu tại Cộng hòa Liên bang Đức, chuyên gia của ENI Deutschland cho rằng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có thể cho các nhà máy tham gia vào hệ thống Solomon để định vị được vị trí trong công nghiệp lọc hóa dầu thế giới, so sánh và tìm các giải pháp cải tiến hiệu quả hoạt động; phát triển công cụ/mô hình LP độc lập để tính toán hiệu quả dự án, ưu tiên tập trung cải tiến/nâng cấp với sự đầu tư ít nhất nhưng mang lại hiệu quả cao.

Tại kỳ họp, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cũng thảo luận một số giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả quản lý, quản trị; xây dựng các chương trình hợp tác và tổ chức đào tạo dài hạn (OJT) cho cán bộ kỹ thuật của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại

các nhà máy lọc dầu ở nước ngoài có nền công nghiệp chế biến dầu khí phát triển (châu Âu, châu Mỹ, Nhật Bản...); thiết lập các chuẩn mực làm cơ sở đưa ra các giải pháp nâng cao hiệu quả lĩnh vực chế biến dầu khí; tính toán kỹ việc phân phối khí cho điện/đạm, có số liệu cụ thể để kiến nghị với Chính phủ.

Định hướng nghiên cứu, phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí

Tại Kỳ họp, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã thảo luận, góp ý chi tiết về lĩnh vực chế biến dầu khí trong dự thảo Chiến lược Khoa học Công nghệ đến năm 2025, định hướng đến năm 2035. Mục tiêu của Chiến lược là nâng cao năng lực cạnh tranh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, do đó việc đầu tư phải tập trung vào hiệu quả kinh tế của các dự án. Chiến lược có 2 mảng quan trọng: nâng cao hiệu quả các nhà máy, dự án đang triển khai; nghiên cứu và sản xuất sản phẩm mới, sáng tạo và phát triển các công nghệ mới mang thương hiệu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng cần phân chia các mục tiêu/nhiệm vụ khoa học công nghệ theo kỳ 5 năm và có các chỉ số đo lường được để đánh giá mức độ hoàn thành theo từng giai đoạn; tập trung các nhóm về tư vấn dự án, tư vấn vận hành, sáng tạo - cải tiến công nghệ, tư vấn cơ chế - chính sách. Các nhiệm vụ nghiên cứu khoa học công nghệ cơ bản, các chương trình nghiên cứu khoa học lớn, mang tính dài hạn sẽ do đơn vị chuyên về nghiên cứu khoa học thực hiện. Các nhiệm vụ sáng kiến, cải tiến kỹ thuật, sản xuất kinh doanh quy mô nhỏ và đặc thù sẽ do các đơn vị sản xuất chủ động thực hiện.

Bên cạnh đó, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và các đơn vị cử cán bộ có năng lực tham gia làm

việc cùng chuyên gia nước ngoài để tích lũy kinh nghiệm thực tế và làm chủ công nghệ; huy động sự tham gia của các đơn vị nghiên cứu khoa học trong và ngoài ngành, trong nước và quốc tế để có nhiều công trình mang tính ứng dụng cao cho ngành Dầu khí trong một thị trường khoa học công nghệ cạnh tranh. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần xây dựng và giao các chỉ tiêu về đổi mới công nghệ, chỉ tiêu tối ưu vận hành cho các đơn vị để đánh giá mức độ phát triển khoa học công nghệ; xây dựng và đề xuất Chính phủ cơ chế đặc thù cho hoạt động khoa học công nghệ của Tập đoàn.

Trên cơ sở ý kiến chỉ đạo của TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề xuất các chương trình/giải pháp nâng cao hiệu quả hoạt động lĩnh vực chế biến dầu khí trong bối cảnh mới, trước mắt là đánh giá chi tiết, xác định rõ vị trí của các nhà máy lọc hóa dầu theo hệ thống đánh giá quốc tế, từ đó chỉ ra các vấn đề cần cải thiện và các bước triển khai cụ thể. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cần triển khai các nghiên cứu: đánh giá các mô hình quản trị của các doanh nghiệp khâu sau; đánh giá nhân sự quản lý và các chuyên gia lĩnh vực chế biến dầu khí, từ đó đề xuất phương án thuê/đào tạo nhân lực; xây dựng mô hình "cơ quan ra chính sách (PVN) - đơn vị nghiên cứu (VPI) - các đơn vị sản xuất" và đưa ra cơ chế phối hợp để nâng cao hiệu quả hoạt động lĩnh vực chế biến dầu khí. Các đơn vị khâu sau đẩy mạnh xây dựng văn hóa làm việc để phát huy tối đa năng lực của cán bộ nhân viên với các giá trị: tâm huyết - sáng tạo - hiệu quả.

Khiếu Minh

ASCOPE TĂNG CƯỜNG NGHIÊN CỨU, TRAO ĐỔI KINH NGHIỆM TRONG LĨNH VỰC TÌM KIẾM, THĂM DÒ VÀ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Trong khuôn khổ Hội nghị Ủy ban Điều phối chung lần thứ 27 và Hội nghị Chủ tịch Ủy ban quốc gia lần thứ 81 của Hội đồng Dầu khí ASEAN (ASCOPE), Tiểu ban Thăm dò và Khai thác các nước thành viên ASCOPE đã tổ chức kỳ họp lần thứ 29 để ra định hướng cụ thể trong công tác nghiên cứu tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, khẳng định tầm quan trọng của sự hợp tác giữa các nước thành viên ASCOPE trong việc phát triển lĩnh vực thượng nguồn.



Các đại biểu tham dự Kỳ họp lần thứ 29 của Tiểu ban Thăm dò Khai thác các nước thành viên ASCOPE tại Bandar Seri Begawan, Brunei Darussalam. Ảnh: PVN

Tập trung hoàn thiện Quy định hợp nhất mỏ

Tại kỳ họp, Tiểu ban Thăm dò và Khai thác đã nghe Petroleum Brunei giới thiệu việc sử dụng “Hướng dẫn thu dọn mỏ” (ASCOPE Decommissioning Guideline - ADG) tại Brunei; Petronas trình bày Dự thảo “Quy định hợp nhất mỏ” (ASCOPE Unitisation Framework - AUF).

Tiểu ban Thăm dò Khai thác xác định trong thời gian tới cần tập trung hoàn thiện Quy định hợp nhất mỏ, với mục tiêu có thể áp dụng cho các nước thành viên ASCOPE, mang đầy đủ tính pháp lý, tuân thủ theo luật và quy định của quốc tế, đồng thời phù hợp với pháp luật của từng nước. Tiểu ban cho rằng cần tăng cường hơn nữa mối quan hệ hợp tác giữa các nước thành viên ASCOPE để xây dựng “Quy định hợp nhất mỏ” một cách hiệu quả. Trong đó, các thành viên Tiểu ban Thăm dò và Khai thác của từng nước cần tích cực tham gia các hội thảo kỹ thuật hoạch định lộ trình xây dựng Quy

định, cung cấp thông tin, tài liệu liên quan đến công tác hợp nhất mỏ; tiếp tục phối hợp hợp tác và chia sẻ thông tin giữa các nước về các vấn đề liên quan đến công tác hợp nhất mỏ; thiết lập mối quan hệ thống nhất giữa nhà cung cấp công nghệ với các chuyên gia trong lĩnh vực hợp nhất mỏ...

Bên cạnh đó, Tiểu ban Thăm dò và Khai thác ASCOPE đã nghe báo cáo về tiến độ các đề án thăm dò và khai thác dầu khí trong khuôn khổ hợp tác ba bên giữa các nước thành viên. Trong đó, Việt Nam đã trình bày tiến độ Đề án hợp tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí giữa Việt Nam, Malaysia và Indonesia tại bể Nam Côn Sơn (Lô 10 & 11-1), kết quả giếng khoan thăm lượng GC-1P. Trong khi đó, kết quả triển khai Đề án hợp tác giữa Malaysia, Việt Nam và Indonesia tại Lô SK-305, Malaysia cho thấy có nhiều vấn đề còn tồn tại trong công tác nghiên cứu, đánh giá trữ lượng của mỏ, đặc biệt đối với các cụm mỏ nhỏ chứa cả dầu và

khí; phải dừng khai thác do không mang lại hiệu quả kinh tế trong bối cảnh giá dầu giảm mạnh. Để án hợp tác giữa Indonesia, Malaysia và Việt Nam tại Lô Randugunting, Indonesia đã kết thúc do tiềm năng và trữ lượng của khu vực nghiên cứu không như kỳ vọng ban đầu sau khi có kết quả khoan thăm dò. Pertamina (Indonesia) đang tiếp tục điều hành lô hợp đồng, dự kiến sẽ triển khai khoan thêm 1 giếng thăm dò trong cuối năm 2016. Hội nghị đánh giá cao công tác hợp tác nghiên cứu chung trong tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí giữa các nước thành viên ASCOPE và trao đổi giải pháp triển khai các dự án tương tự trong tương lai.

Đẩy mạnh nghiên cứu, trao đổi kinh nghiệm

Tại kỳ họp lần này, Tiểu ban Thăm dò và Khai thác ASCOPE đã trao đổi về kết quả nghiên cứu khả năng tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí khu vực nước sâu tại Dự án phát triển khai thác khí tự nhiên mỏ



Đội tàu dịch vụ đưa tàu khoan di động West Ariel vào vị trí mới thuộc mỏ Bạch Hổ, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Ảnh: Minh Trí

Tiểu ban Thăm dò và Khai thác Dầu khí các nước thành viên ASCOPE họp thường niên mỗi năm một lần, nhằm cập nhật kết quả triển khai công tác đã đề ra trong nghị quyết của kỳ họp trước; đánh giá kết quả của hợp tác song phương, ba bên trong khuôn khổ hợp tác giữa các nước thành viên; trình bày khả năng nghiên cứu khoa học công nghệ, tìm kiếm các cơ hội hợp tác trong tương lai; xây dựng chương trình làm việc của Tiểu ban và đề ra những nhiệm vụ mới trong nghiên cứu chung, hợp tác về khoa học công nghệ và kỹ thuật cũng như khả năng triển khai tiếp các hợp đồng hợp tác song phương, ba bên... giữa các nước thành viên. Điều hành Tiểu ban Thăm dò và Khai thác các nước thành viên ASCOPE sẽ do Philippines đảm nhiệm trong nhiệm kỳ 2016 - 2017 và Việt Nam đảm nhiệm trong nhiệm kỳ 2018 - 2019.

Malampaya, Philippines do Shell Philippines Exploration B.V trình bày. Dự án này cho thấy tầm quan trọng trong công tác phối hợp điều hành, khả năng triển khai hợp tác

về công nghệ thăm dò, khai thác dầu khí ở khu vực nước sâu theo tiêu chuẩn quy định về sức khỏe, an toàn, an ninh và môi trường (HSSE)... giữa các công ty dầu khí quốc gia và quốc tế đang được triển khai tại Philippines.

Cũng tại Kỳ họp, Cục Khoáng sản thuộc Bộ Năng lượng Thái Lan trình bày nghiên cứu hệ thống quản lý về an toàn, sức khỏe và môi trường trong triển khai công tác thăm dò, khai thác dầu khí tại Thái Lan; Pertamina đã trình bày nghiên cứu cách tiếp cận mới trong công tác đánh giá tiềm năng chứa của các bể chứa dầu khí thông qua việc phân tích khả năng dẫn truyền nhiệt của bể (Heat transfer analysis) với phương thức đơn giản, hiệu quả, áp dụng ở bể Tây Bắc Java, Indonesia. Tổng cục Dầu khí trực thuộc Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản Indonesia đã giới thiệu vòng đấu thầu thứ nhất năm 2016 với 21 lô hợp đồng mở tại Indonesia (trên đất liền và ngoài khơi). Tiểu ban Thăm dò và Khai thác ASCOPE

đã nghe giới thiệu về chương trình nghiên cứu khả năng khai thác, lưu giữ, tàng trữ CO₂ trong các bể chứa dầu khí phi truyền thống, do Ủy ban Điều phối các Chương trình Khoa học Địa chất khu vực Đông và Đông Nam Á (CCOP) hợp tác nghiên cứu với Viện Địa chất và Khoáng sản Hàn Quốc (KIGAM). Chương trình đã cung cấp cơ hội cho các nước thành viên tham gia xây dựng và kết nối mạng thu gom khí CO₂ với chi phí tối thiểu.

Tiểu ban Thăm dò và Khai thác các nước thành viên ASCOPE xác định trong thời gian tới cần tiếp tục khuyến khích, đẩy mạnh công tác nghiên cứu, trao đổi kinh nghiệm trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; chia sẻ các ý tưởng mới; chia sẻ bài học kinh nghiệm trong quá trình triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí từ các dự án hợp tác ba bên để triển khai hiệu quả các dự án tương tự trong tương lai.

Phạm Thanh Liêm

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA ĐÁ MẸ CENOZOIC KHU VỰC THỀM LỤC ĐỊA TÂY NAM VIỆT NAM

KS. Phan Văn Thắng¹, ThS. Nguyễn Thị Oanh Vũ¹
ThS. Hoàng Nhật Hưng¹, TS. Nguyễn Thị Dậu²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Hội Địa chất Dầu khí

Email: thangpv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các nhà thầu dầu khí đã ký nhiều hợp đồng phân chia sản phẩm tại các Lô 46/07, 48/95, 50, 51, B và 52/97 thuộc thềm lục địa Tây Nam Việt Nam. Các nhà thầu đã khoan hàng loạt giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí trên hầu khắp các lô. Nhiều tích tụ dầu và khí với quy mô khác nhau đã được tìm thấy trong vùng nghiên cứu.

Nhóm tác giả đã sử dụng số liệu phân tích địa hóa từ hàng nghìn mẫu đá tại một số giếng khoan trên các Lô 46/07, 48/95, 50, 51, B và 52/97 để đánh giá đá mẹ trong vùng nghiên cứu. Kết quả cho thấy: trầm tích tuổi Oligocene và Miocene sớm đạt tiêu chuẩn đá mẹ về tiềm năng hữu cơ; đá mẹ Miocene dưới chứa vật chất hữu cơ loại III, có sự tham gia của vật chất hữu cơ loại I, khả năng sinh khí là chính; đá mẹ Oligocene chứa vật chất hữu cơ có nguồn gốc algal đầm hồ và hỗn hợp giữa vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa, kerogen trong chúng là loại I và hỗn hợp loại I và loại III, có khả năng sinh dầu và khí; vật chất hữu cơ trong đá mẹ ở khu vực Đông Nam vùng nghiên cứu có khả năng sinh dầu tốt hơn ở khu vực Tây Bắc; chỉ có đá mẹ Oligocene và phần dưới của Miocene dưới đủ điều kiện sinh và cung cấp hydrocarbon cho các bẫy trong vùng nghiên cứu.

Từ khóa: Thềm lục địa Tây Nam Việt Nam, đá mẹ, dầu và khí, kerogen loại III, hỗn hợp loại I và loại III.

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu nằm ở rìa Đông Bắc bể Malay, bao gồm các Lô 46/07, 48/95, 50, 51, B và 52/97, có dạng kéo dài theo hướng Tây Bắc - Đông Nam (Hình 1).

So với các bể trầm tích khác của Việt Nam, hoạt động nghiên cứu, tìm kiếm thăm dò dầu khí ở vùng này được triển khai muộn hơn. Giai đoạn trước năm 1990 chủ yếu là hoạt động thu nổ địa chấn. Từ năm 1990 đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký với các nhà thầu dầu khí nhiều hợp đồng phân chia sản phẩm, kết quả đã có hàng loạt khảo sát địa chấn, giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí trên các Lô 50, 51, 46, 48, Lô 49 (Lô B) và khu vực khai thác chung giữa Việt Nam và Malaysia (PM3). Kết quả tìm kiếm thăm dò những năm qua đã chứng minh cho sự hiện diện của đá mẹ và sản phẩm của chúng trong vùng nghiên cứu.

PM3 là vùng thỏa thuận thương mại giữa Việt Nam và Malaysia (CAA). Tại đây nhà thầu Landin, Talisman đã tiến hành thăm dò và phát hiện hàng loạt cấu tạo chứa dầu khí như Bunga-Kekwa, Bunga-Raya, Bunga-Orkid... Sản phẩm ở đây gồm cả khí và dầu. Tổng trữ lượng tiềm năng khí có khả năng thu hồi ở khu vực này có thể đạt tới 1,9 nghìn tỷ ft³ (tương đương 54 tỷ m³ khí).

Nhìn chung, vùng nghiên cứu có tiềm năng dầu khí khá tốt, kết quả khoan tìm kiếm thăm dò cho thấy khu

vực Tây Bắc bề chủ yếu là các phát hiện khí, khu vực Đông Nam (Lô 46 và PM3) có cả các phát hiện dầu.

Tại bể Malay, trầm tích Cenozoic phủ bất chỉnh hợp lên móng trước Cenozoic với chiều dày lên tới trên 14km ở trung tâm bể [1, 2], bao gồm trầm tích lục nguyên và carbonate. Còn lát cắt trầm tích Cenozoic trong vùng nghiên cứu gồm chủ yếu là trầm tích lục nguyên. Theo bản đồ đẳng sâu nóc mặt móng trầm tích Cenozoic (mặt phản xạ SHB), có nơi trầm tích Cenozoic dày tới trên 8km [3, 4]. Các thành tạo đá móng trước Cenozoic trong khu vực nghiên cứu mới chỉ gặp tại một số giếng khoan như giếng khoan 46-NC-1X, 46-DD-1X, 46-PT-1X (Lô 46), B-KQ-1X (Lô B)... Trầm tích tuổi Cenozoic trong vùng nghiên cứu bao gồm đầy đủ các phân vị địa tầng từ Paleogene - Neogene đến Đệ Tứ, phủ bất chỉnh hợp lên tầng móng trước Cenozoic. Trầm tích Oligocene và Miocene dưới có chiều dày thay đổi từ hàng trăm tới hàng nghìn mét, chứa những tập sét kết xen kẽ với cát kết và bột kết, đôi khi gặp những lớp than và sét than. Trầm tích Miocene giữa và Miocene trên bao gồm các lớp than, sét than và sét kết xen với những tập cát kết, được thành tạo ở điều kiện đầm hồ - tam giác châu có ảnh hưởng của môi trường biển ven bờ (Hình 2), chúng có mặt trong hầu hết các giếng khoan (GK).

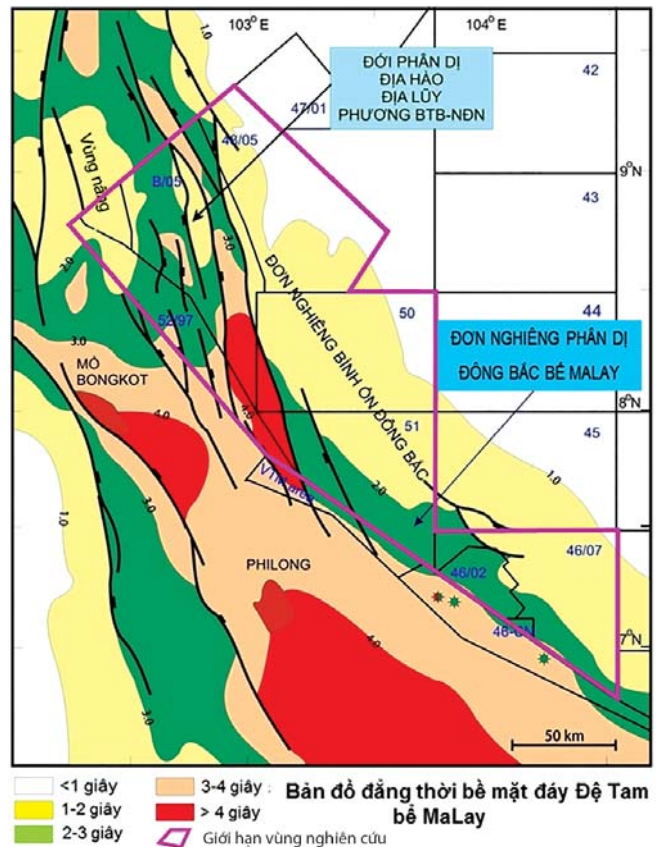
2. Đặc điểm địa hóa đá mẹ

Số liệu phân tích nhiệt phân tiêu chuẩn Rock-Eval, tổng hàm lượng carbon hữu cơ, tổng hàm lượng chất chiết, sắc ký lỏng, sắc ký khí, sắc ký khí ghép khối phổ, thành phần maceral, độ phân xạ của vitrinite (%Ro)... của các mẫu trầm tích hạt mịn tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu đã được sử dụng nhằm đánh giá: độ giàu vật chất hữu cơ; chất lượng của vật chất hữu cơ (loại kerogen, môi trường lắng đọng và phân hủy vật chất hữu cơ) và mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ, từ đó xác định vùng nghiên cứu có hay không có đá mẹ tiềm năng và đá mẹ sinh dầu khí. Trước hết cần thống nhất khái niệm về đá mẹ [5]:

- Đá mẹ có tiềm năng là đá đủ độ giàu vật chất hữu cơ (TOC > 0,5% đối với trầm tích lục nguyên; TOC > 0,25% đối với trầm tích carbonate), có khả năng sinh dầu hoặc khí;
- Đá mẹ sinh dầu khí là tập trầm tích hạt mịn đủ độ giàu vật chất hữu cơ, đã trưởng thành và sinh được dầu hoặc khí.

Thông thường để đánh giá đá mẹ sinh dầu khí (gọi tắt là đá mẹ), độ giàu và chất lượng vật chất hữu cơ trong đá được nghiên cứu trước nhằm xác định vùng nghiên cứu có hay không có đá mẹ tiềm năng, sau đó mới xác định sự có mặt của đá mẹ sinh dầu khí (hay đá mẹ hiệu dụng) bằng việc đánh giá mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong đá mẹ và phân bố của chúng. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đánh giá độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong trầm tích trước nhằm tìm ra những tầng trầm tích có khả năng trở thành đá mẹ nếu đủ điều kiện về tiềm năng hữu cơ (đã đạt đủ độ trưởng thành nhiệt), sau đó chỉ tập trung đánh giá những tầng trầm tích đã được xác định đủ độ trưởng thành.

Mẫu đá phân tích địa hóa trong lát cắt trầm tích Cenozoic khu vực nghiên cứu chủ yếu là sét, bột kết, ngoài ra còn có những mẫu than và sét than phân bố không đều theo cả chiều đứng lẫn chiều ngang. Nhìn chung, sự biến đổi các chỉ tiêu nhiệt phân Rock-Eval theo độ sâu tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu cho thấy số mẫu trong tập trầm tích tuổi Miocene giữa và trên phần lớn là than và sét than chưa trưởng thành. Phần trên tập trầm tích tuổi Miocene dưới vẫn gặp than và sét than khá phổ biến, sau đó chuyển dần sang sét kết. Trong trầm tích Oligocene gặp rất ít lớp than mỏng xen kẹp cát kết và sét kết ở khu vực Lô 46, 51 sang khu vực Lô B và 52/97 ở phía Tây Bắc bể thì hầu như không gặp than trong hệ tầng này.



Hình 1. Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu

Tuổi địa chất	Hệ tầng	Cột địa tầng	Độ dày (m)	Đặc điểm thạch học	Tiềm năng	Đới Foram	Đới tạo	Đới BTPH	Môi trường trầm tích	Tập địa chấn
Pleistocene	Hiện tại	Biển đồng	200 - 700	Sét kết màu xám sáng, xám nhạt, xen các lớp cát kết.					Đồng bằng ven biển	T1
Miocene trên - Pliocene dưới	Minh Hải		150 - 1.000	Chủ yếu là sét kết màu xám sáng, xám nhạt xen các lớp cát bột, các lớp mỏng than nâu.	S	N16 - N19	NN10 - NN15	Stenochlaena laurifolia	Đồng bằng ven biển - Biển nông trong thềm	T2
Miocene giữa	Đầm Dơi		300 - 1.275	Sét kết màu xám xanh - xám nâu, xen kẹp cát kết, bột kết, các lớp than nâu.	S, R	N9 - N14	NN5 - NN9	Floreschuetzia meridionalis	Đồng bằng ven biển - chịu ảnh hưởng của sông biển nông	T3
Miocene dưới	Ngọc Hiến		900 - 2.400	Sét kết màu xám nâu, xen kẹp cát kết, bột kết. Phần trên có các lớp than nâu. Phần dưới là sét kết dạng khối.	S, R, SR	N6 - N8	NN2 - NN4	Floreschuetzia leipipoli	Đồng bằng ven biển - chịu ảnh hưởng của sông biển nông ven bờ	T4, T5, T6
Oligocene	Kim Long		0 - 3.400	Sét kết màu xám nâu - nâu đỏ xen bột kết màu nâu, phốt tím, cát kết và sét màu nâu xám. Than đen, cứng.	S, SR, R	N2 - N4		F. trilobata	Hồ, đầm lầy ven biển, có ảnh hưởng của sông	T7
Trước Đệ Tam				Đá biến chất: quaczit, sét kết biến chất, bột kết biến chất.						SHB

Tham khảo báo cáo của P.S.Tài và nmk, 2003

Chú thích:
 Sét/Sét kết, Bột/Bột kết, Móng trước Đệ Tam, Cát/Cát kết, Than, Đá chôn, Đá mẹ, Đá chứa

Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp vùng nghiên cứu

2.1. Độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong đá mẹ

Sử dụng các chỉ số như độ phân xạ vitrinite, Tmax, dạng dải phân bố n-alkane, tỷ số Ts/Tm trong kết quả GCMS... để xác định độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong đá mẹ.

Tổng hợp kết quả phân tích địa hóa mẫu đá từ các giếng khoan, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành (tương đương Ro = 0,55%) có sự thay đổi khá rõ giữa các Lô 46, 50, 51, 52/97 và Lô B.

Khu vực Lô 46, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành tương đương Ro = 0,55% thay đổi trong khoảng 2.300 - 2.400m; khu vực Lô 50 - 51, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành dao động trong khoảng 2.800 - 3.000m; khu vực giếng khoan Kim Long và Trà Xanh Tây (Lô B) là khoảng 2.850 - 3.250m. Khu vực Lô 52/97 độ sâu đạt ngưỡng cũng thay đổi khá rõ giữa khu vực cấu tạo Ác Quỷ và khu vực cấu tạo Cá Voi (Bảng 1).

Như vậy, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành lớn nhất ở khu vực Lô B và Lô 50-51; độ sâu đạt ngưỡng nông hơn gặp ở khu vực Lô 52/97 và Lô 46. Kết quả nghiên cứu dạng dải phân bố n-alkane và các chỉ tiêu đánh giá độ trưởng thành khác cũng phù hợp với kết quả trên.

Kết quả đánh giá độ trưởng thành nhiệt mẫu đá trong lát cắt trầm tích Cenozoic tại các giếng khoan của vùng nghiên cứu cho thấy vật chất hữu cơ đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt ở khoảng độ sâu 2.300 - 3.000m, chủ yếu rơi vào tầng Oligocene. Dải phân bố của hydrocarbon no tách từ chất chiết của mẫu sét ở độ sâu 2.619,9m và 2.675 - 2.680m trong trầm tích Miocene dưới tại giếng khoan 46-CN-1X có dạng phân bố của vật chất hữu cơ trưởng thành một lần nữa chứng minh nhận định trên.

Như vậy, độ sâu tối thiểu để đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt tại các giếng khoan là 2.300m. Trong đó, theo bản đồ đẳng sâu mặt phản xạ T4 tương ứng với nóc tập Miocene dưới ở khu vực nghiên cứu, nơi sâu nhất là 1.750m, chưa thể đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt (Hình 3). Bản đồ đẳng sâu mặt phản xạ T5.1 tương ứng với ranh giới bất chỉnh hợp trong tập Miocene dưới, nơi sâu nhất là 2.550m (Hình 4) [3]. Điều đó chứng tỏ hiện tại trong vùng nghiên cứu chỉ có phần dưới tập trầm tích tuổi Miocene dưới và tập Oligocene mới đạt đủ độ trưởng thành nhiệt và có khả năng tham gia sinh hydrocarbon (trở thành đá mẹ sinh dầu khí) nếu đủ điều kiện về độ giàu vật chất

hữu cơ. Do đó, những nghiên cứu đánh giá đá mẹ trong vùng nghiên cứu chỉ tập trung vào trầm tích tuổi Miocene dưới và Oligocene.

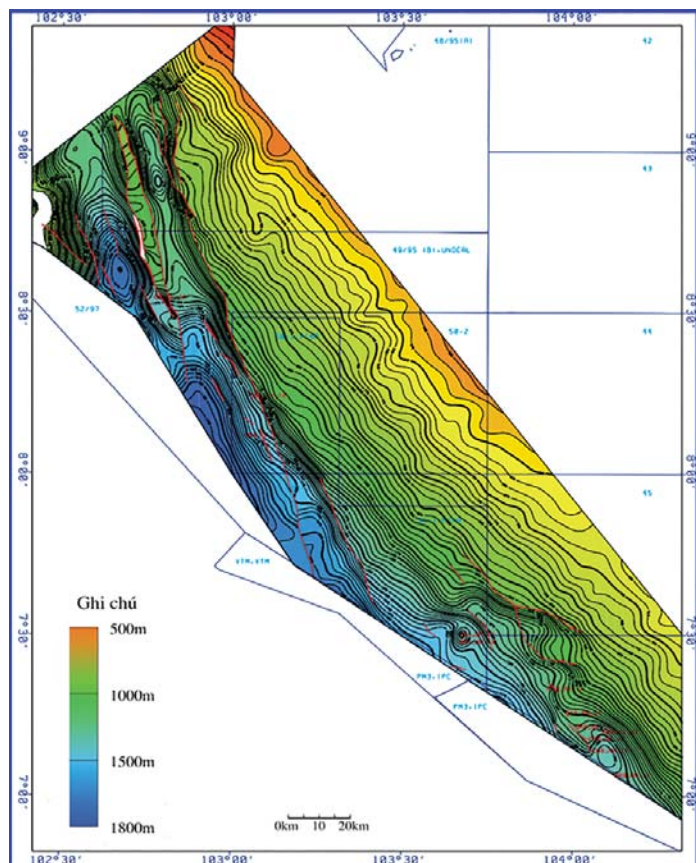
2.2. Tiềm năng hữu cơ

Kết quả phân tích Rock-Eval (RE) tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu cho thấy số mẫu trong tập trầm tích

Bảng 1. Độ sâu đạt các ngưỡng trưởng thành tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu

TT	Giếng khoan	Trưởng thành (tương đương 0,55%Ro)	Cửa sổ tạo dầu (tương đương 0,72%Ro)
		(m)	(m)
1	46-TL-1X	2.400	~ 2.900
2	46-NH-1X	2.350	~ 3.000
3	46-CN-1X	2.300	~ 2.800?
4	46-KM-1X	2.300	~ 3.000
5	50-TV-1X	3.000	
6	51-UM-1X	~ 2.800	
7	B-KL-3X	2.850	~ 3.700?
8	B-TXT-3X	3.250	
9	48/95-TDD-1X	3.000	
10	52/97-AQ-4X	2.800	
11	52/97-VD-1X	3.000?	
12	52/97-TH-2X	2.600	
13	52/97-CV-3X	2.400	3.000

Ghi chú: ~: Độ sâu xấp xỉ; ?: Độ sâu chưa chắc chắn

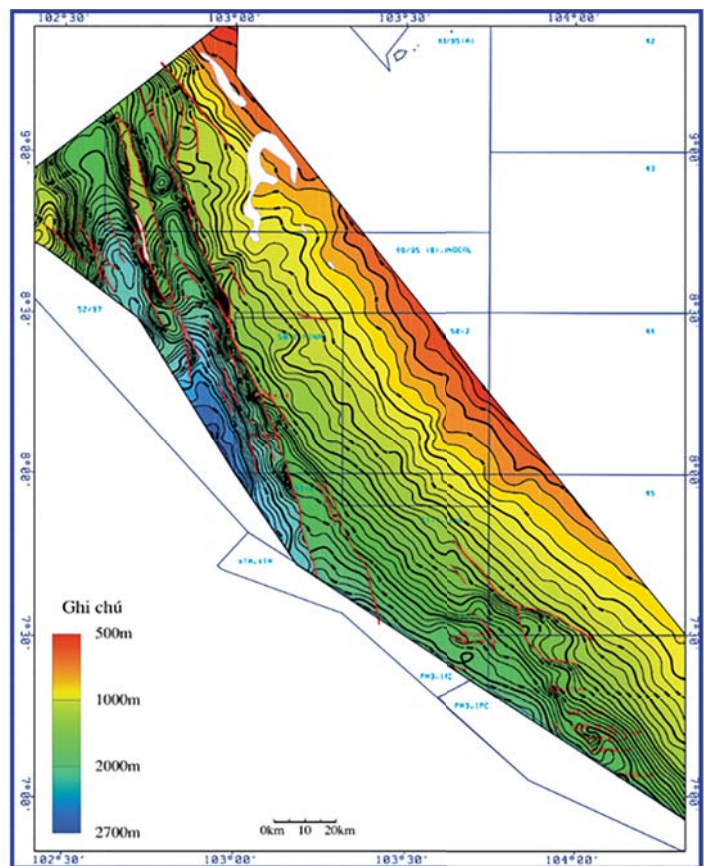


Hình 3. Bản đồ đẳng sâu mặt phản xạ T4 (tương đương nóc Miocene dưới) [3]

Miocene dưới và Oligocene hầu hết có tổng hàm lượng carbon hữu cơ (TOC) lớn hơn 0,5% [6]. Trong lát cắt trầm tích Miocene dưới và Oligocene ở các giếng khoan, mẫu than và sét than có giá trị các chỉ tiêu Rock-Eval rất cao làm cho giá trị trung bình của chúng theo tầng cũng tăng theo. Để đánh giá sát thực hơn, giá trị trung bình các chỉ tiêu RE được tính riêng cho mẫu sét kết, bột kết và mẫu than, sét than (Bảng 2). Những bình luận về độ giàu vật chất hữu cơ dưới đây dành cho mẫu sét kết, bột kết. Mẫu than và sét than luôn có hàm lượng vật chất hữu cơ cao sẽ được đề cập tới trong phần đánh giá chất lượng vật chất hữu cơ.

2.2.1. Trầm tích Oligocene (hệ tầng Kim Long)

Trầm tích hệ tầng Kim Long có chiều dày thay đổi từ 0 - 3.400m, phủ bất chỉnh hợp lên móng trước Cenozoic, bao gồm chủ yếu là sét kết xen kẽ với những lớp mỏng bột kết, cát kết và đôi chỗ gặp những lớp mỏng than màu đen, cứng. Trong trầm tích Oligocene gặp rất ít lớp than mỏng xen kẹp cát kết và sét kết ở khu vực Lô 46, 51 nhưng ở khu vực Lô B và 52/97 thì rất hiếm gặp than. Trầm tích của hệ tầng Kim Long được thành tạo trong môi trường



Hình 4. Bản đồ đẳng sâu nóc T5.1 (trong Miocene dưới) [3]

Bảng 2. Giá trị trung bình các chỉ tiêu RE tại các giếng khoan

Giếng khoan	Miocene dưới												
	TOC (%)			S ₁ (mg/g đá)			S ₂ (mg/g đá)			HI (mgHC/gTOC)			
	Trung bình	Sét	Than và sét than	Trung bình	Sét	Than và sét than	Trung bình	Sét	Than và sét than	Trung bình	Sét	Than và sét than	
48/95-TDD-1X	4,17	4,33	37,14	2,45	0,69	5,53	36,76	6,30	90,10	165	127	232	
B-TXT-3X	16,09	3,67	38,02	1,47	0,43	3,36	28,59	7,20	66,95	181	205	196	
B-KL-3X	6,09	2,06	23,52	2,68	0,36	5,73	27,90	3,43	60,02	213	185	251	
52/97-AQ-7X	3,09	2,85	16,86	0,50	0,42	3,47	7,37	5,95	54,14	164	168	323	
52/97AQ-3X	6,38	1,07	9,25	1,06	0,37	1,51	14,90	3,23	22,58	200	165	224	
52/97-CV-1X	0,97	2,69	V	0,41	0,41	V	6,53	6,53	V	209	209	V	
52/97-TH-2X	8,36	3,68	19,87	1,01	0,34	2,23	21,33	6,98	47,29	214	195	247	
52/97-VD-1X	30,25	3,75	45,3	3,24	0,34	4,89	68,95	8,52	103,28	236	236	236	
46-CN-1X	15,80	2,06	57,45	5,93	0,60	22,52	43,28	4,21	164,82	218	195	288	
46-KM-1X	4,00	0,94	72,28	1,20	0,27	16,19	13,7	3,10	183,27	326	330	253	
46-NH-1X	22,64	0,92	45,35	9,53	0,58	17,66	74,34	2,38	139,76	270	229	307	
46-PT-1X	13,67	1,28	36,26	6,53	0,61	15,59	44,55	3,31	107,61	235	202	285	
46-TL-1X	8,89	0,95	48,58	3,49	0,42	12,07	30,71	4,58	103,87	350	400	212	
50-TV-1X	3,44	0,97	50,75	1,27	0,30	12,36	16,11	3,65	157,28	289	292	264	
51-UM-1X	13,97	0,84	44,17	5,64	0,43	11,64	68,47	3,39	143,30	308	292	327	
Giếng khoan	Oligocene												
	B-TXT-3X	0,63	1,59	V	0,25	0,25	V	3,75	3,75	V	249	249	V
	52/97-TH-2X	3,02	3,06	12,33	0,57	0,36	1,49	11,70	6,26	32,7	218	211	248
	52/97-VD-1X	0,91	1,93	V	0,29	0,29	V	4,32	4,32	V	210	210	V
	50-TV-1X	1,12	1,12	V	0,52	0,52	V	4,25	4,25	V	346	346	V
	51-UM-1X	2,74	0,74	12,77	1,41	0,40	3,09	12,82	1,60	31,51	209	188	244
46-NH-1X	18,82	0,86	40,77	6,67	0,50	14,21	52,10	1,86	113,50	252	227	282	

Ghi chú: V: Không có mẫu

đồng bằng châu thổ đến hồ đầm lầy. Phần trên của lát cắt có ảnh hưởng của môi trường nước mặn [6].

So với mẫu tuổi Miocene dưới, hàm lượng vật chất hữu cơ trong sét kết Oligocene cao hơn, TOC thay đổi từ 0,73 - 3,06%, S_2 : 1,6 - 6,26mg/g và HI: 187 - 346mgHC/gTOC (Bảng 2). Tổng hàm lượng carbon hữu cơ tập trung cao ở khu vực Lô 46 và 51. Tại giếng khoan 46-NH-1X, các mẫu sét kết có khả năng sinh hydrocarbon ở mức trung bình đến tốt.

Ở khu vực phía Bắc và trung tâm Lô B, trầm tích Oligocene gồm chủ yếu là các lớp sét kết xen kẽ bột kết và cát kết, ở phần dưới tập Oligocene trên có một vài lớp than mỏng. Riêng khu vực giếng khoan KQ-1X không gặp trầm tích Oligocene. Hầu hết các mẫu có giá trị HI dao động trong khoảng 200 - 300mgHC/gTOC.

2.2.2. Trầm tích Miocene dưới (hệ tầng Ngọc Hiển)

Hệ tầng Ngọc Hiển phủ bất chỉnh hợp lên trầm tích có tuổi Oligocene, hệ tầng Kim Long đôi chỗ phủ trực tiếp trên móng trước Cenozoic. Hệ tầng bao gồm sét kết xen bột kết và cát kết, phần trên có những lớp than. So với trầm tích của hệ tầng Kim Long, các vỉa than trong hệ tầng Ngọc Hiển tăng lên nhiều cả về số lượng vỉa và bề dày. Phần trên tập trầm tích tuổi Miocene dưới vẫn gặp than và sét than khá phổ biến, sau đó chuyển dần sang sét kết. Hệ tầng này được thành tạo trong môi trường đồng bằng ven biển với ảnh hưởng của cửa sông xen các trầm tích biển nông ven bờ. Mức độ ảnh hưởng của yếu tố biển có xu hướng tăng lên rõ rệt ở phần trên của lát cắt.

Mẫu được phân tích địa hóa tập trung khá nhiều trong tầng Miocene dưới. Nhìn chung, hàm lượng vật chất hữu cơ giảm dần theo hướng Tây Bắc - Đông Nam của vùng nghiên cứu. Hàm lượng vật chất hữu cơ trong đá tập trung cao ở khu vực Lô 46, 51. Tại giếng khoan 46-CN-1X, mẫu sét kết có giá trị TOC trung bình là 1,48%, tiềm năng sinh hydrocarbon (S_2) là 3,08mg/g, chỉ số hydrogen (HI) thay đổi từ 195 - 400mgHC/gTOC [8] cho thấy vật chất hữu cơ ở đây có tiềm năng sinh hydrocarbon rất tốt.

Khu vực Lô 48/95 hàm lượng vật chất hữu cơ trong mẫu đạt cao nhất với các giá trị TOC = 4,33%, S_1 = 0,69mg/g, S_2 = 6,3mg/g đều đạt mức rất tốt. Khu vực Lô 52/97 hàm lượng vật chất hữu cơ tại hầu hết các giếng khoan khá cao: TOC = 2,69 - 3,75%Wt; S_1 = 0,34-0,41mg/g, S_2 = 5,95 - 8,52mg/g đạt mức rất tốt.

Khu vực Lô B, ở phần trên mặt cắt gặp một số lớp sét than mỏng xen kẽ với sét kết màu xám, ở phần dưới mặt cắt hoàn toàn không còn các tập than và sét than.

Kết quả phân tích Rock-Eval cho thấy các mẫu sét kết tuổi Miocene dưới tương đối giàu vật chất hữu cơ. Ở khu vực cấu tạo Kim Long TOC: 1,70 - 2,98%, S_2 : 8,48 - 30,16mg/g; ở cấu tạo Ác Quỷ TOC: 1,07 - 2,85%, S_1 : 0,37 - 0,42mg/g, S_2 : 3,23 - 5,95mg/g và Trà Xanh Tây TOC: 3,67%, S_1 : 0,43mg/g, S_2 : 7,2mg/g. Riêng khu vực cấu tạo Kim Quy các mẫu sét kết rất nghèo vật chất hữu cơ, với giá trị TOC: 0,25% và S_2 : 1,16mg/g [7]. Tuy nhiên, tất cả các mẫu trên đều có giá trị HI dao động trong khoảng 200 - 300mgHC/gTOC biểu thị khả năng sinh khí và dầu.

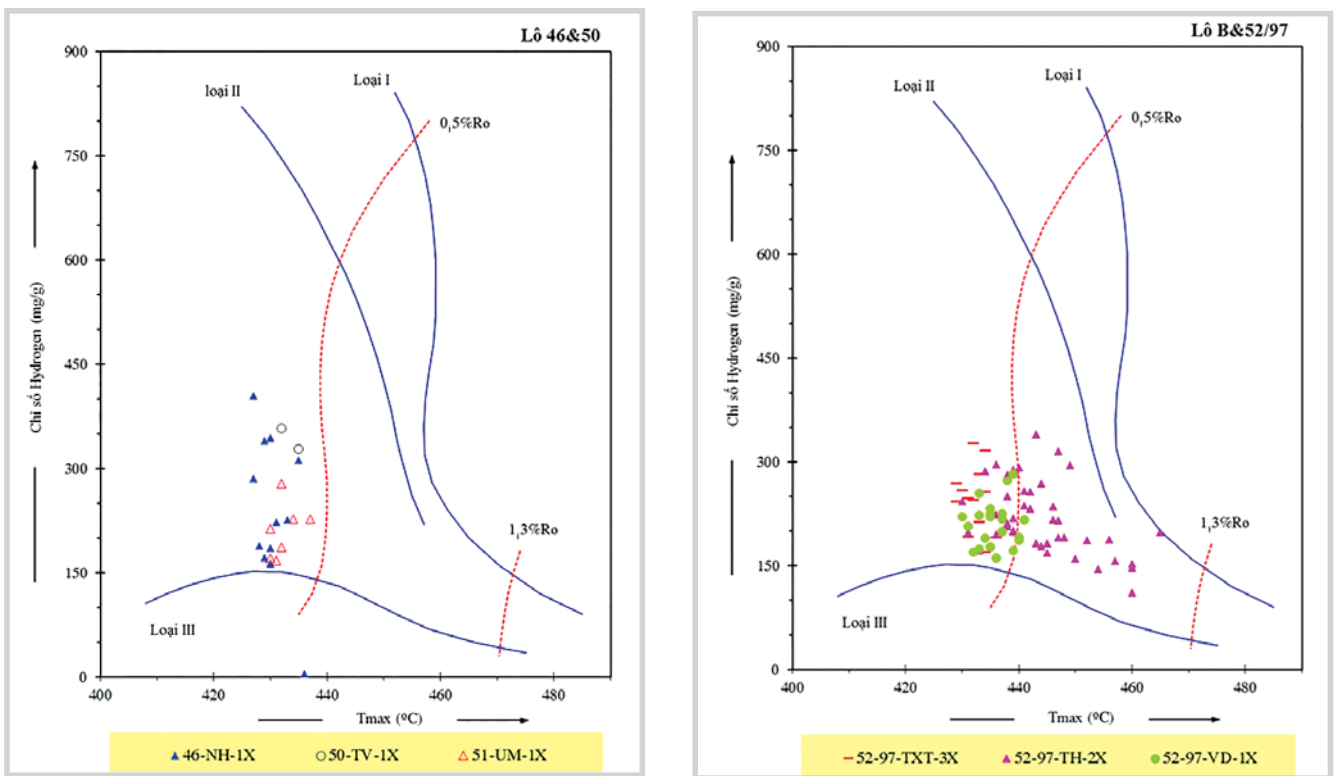
Như vậy hai tập trầm tích Miocene và Oligocene có hàm lượng vật chất hữu cơ đạt tiêu chuẩn đá mẹ về tiềm năng hữu cơ thuộc loại trung bình đến tốt và rất tốt. Hàm lượng vật chất hữu cơ giảm dần về phía Tây Bắc vùng nghiên cứu. Những tập sét than và than xen kẽ với sét kết và bột kết có tiềm năng sinh hydrocarbon cực tốt nhưng khả năng sinh dầu hay khí còn phụ thuộc chất lượng và mức độ biến đổi của vật chất hữu cơ.

2.3. Chất lượng vật chất hữu cơ (loại kerogen)

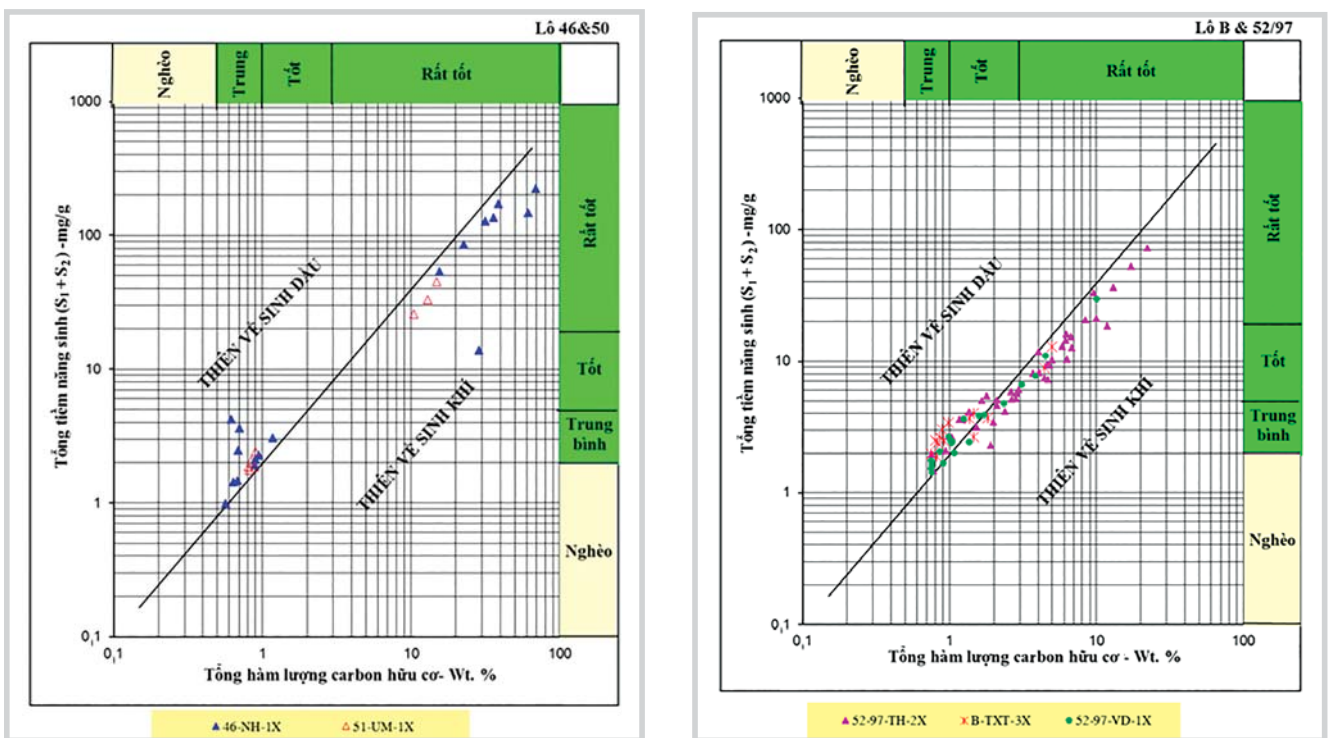
2.3.1. Trầm tích Oligocene

Trong vùng nghiên cứu có nhiều giếng khoan tới tầng Oligocene trong đó ở một số giếng khoan gặp vài lớp than mỏng xen kẽ sét kết và cát kết như giếng khoan 52/97-TH-2X gặp 8 mẫu than trong số 70 mẫu, tại giếng khoan 46-CN-1X là 9 trên 20 mẫu và giếng khoan 51-UM-1X là 3 trên 21 mẫu... Nhìn chung mật độ than trong trầm tích tuổi Oligocene ở khu vực Đông Nam có phần cao hơn ở khu vực phía Tây Bắc vùng nghiên cứu.

Theo biểu đồ quan hệ giữa chỉ số HI và Tmax (Hình 5), vật chất hữu cơ trong trầm tích tuổi Oligocene ở các giếng khoan phân bố chủ yếu trong vùng kerogen loại II và hỗn hợp giữa loại II và III. Mẫu phân bố theo hai nhóm riêng biệt, nhóm mẫu than và sét than có hàm lượng TOC cao (TOC > 20%) nhưng chỉ có khả năng sinh khí là chính (Hình 6), chứng tỏ vật chất hữu cơ có trong mẫu chủ yếu là kerogen loại III; nhóm có tổng hàm lượng carbon hữu cơ thay đổi từ 1 - 5% phân bố hoàn toàn ở vùng sinh dầu, kết quả nghiên cứu dấu hiệu sinh vật cho thấy vật chất hữu cơ chủ yếu chứa algal đầm hồ và các thành phần giàu lipite tách từ thực vật lục địa (liptinite, cutinite, resinite) [8]. Riêng khu vực Lô 52/97 và Lô B, một số mẫu sét kết lại phân bố ở vùng sinh khí chứng tỏ tỷ lệ vật chất hữu cơ loại III trong chúng cao hơn. Trong vật chất hữu cơ của đá mẹ ở vùng nghiên cứu chưa tìm thấy dấu hiệu nguồn biển vì vậy kerogen loại II thể hiện trên Hình 5 có thể coi là hỗn hợp vật chất hữu cơ của loại I và III [9].



Hình 5. Biểu đồ quan hệ giữa chỉ số HI và Tmax trong trầm tích Oligocene

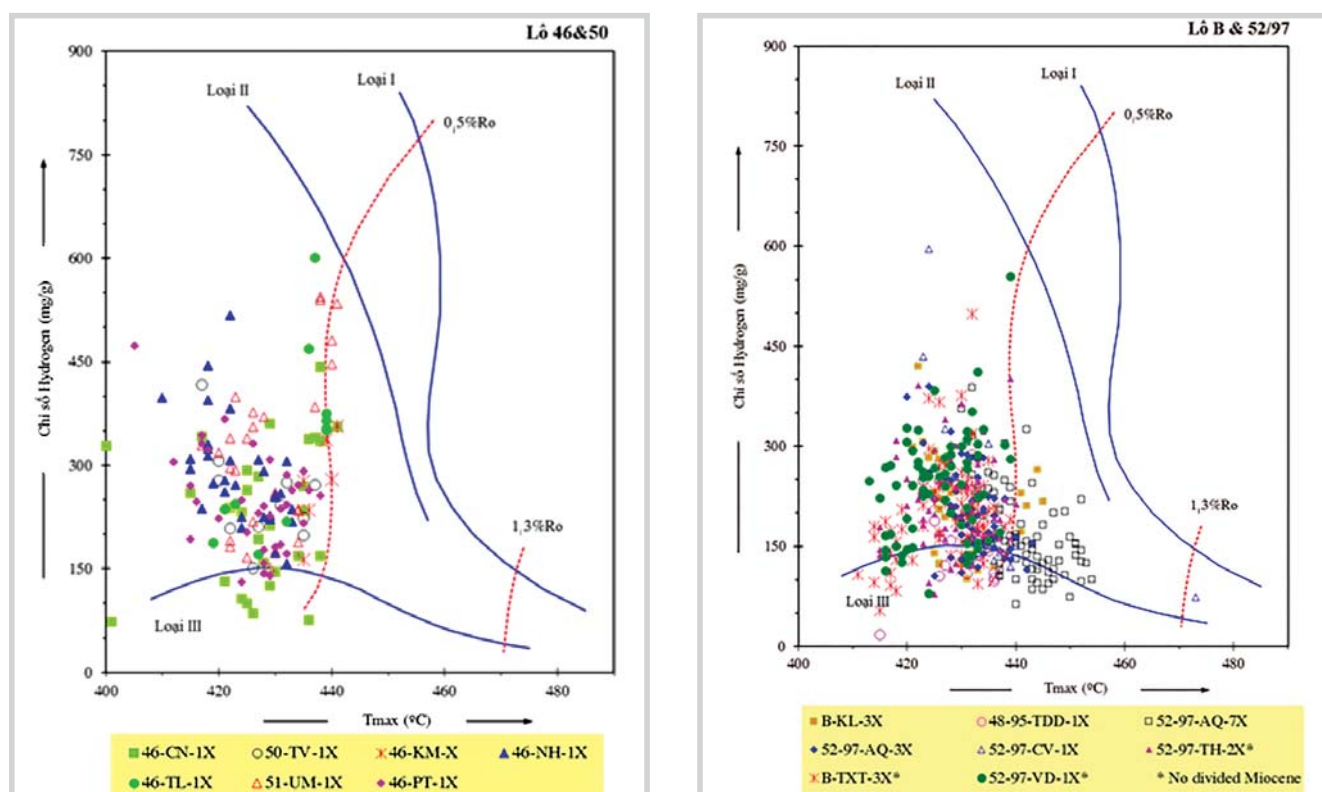


Hình 6. Biểu đồ quan hệ $S_1 + S_2$ và TOC trong trầm tích Oligocene

2.3.2. Trầm tích Miocene dưới

Trên biểu đồ xác định loại vật chất hữu cơ có trong trầm tích Miocene dưới (Hình 7) hầu hết mẫu rơi vào vùng biểu thị kerogen loại III và hỗn hợp giữa loại II và III. Một số mẫu ở các Lô 51 và 46 phân bố ở vùng hỗn hợp vật

chất hữu cơ loại II và III. Khu vực Lô 52/97 và Lô B hầu hết mẫu tập trung ở vùng vật chất hữu cơ loại III. Xen kẽ với những tập sét kết, bột kết là những tập than và sét than hàm lượng vật chất hữu cơ rất cao (TOC = 23 - 77%), toàn bộ mẫu sét than và than mặc dù các chỉ tiêu Rock-Eval rất



Hình 7. Biểu đồ quan hệ giữa chỉ số HI và Tmax trong trầm tích Miocene dưới

cao nhưng chỉ có khả năng sinh khí là chính. Khu vực các Lô 46, 50 và 51 phần lớn mẫu sét kết phân bố trong trường sinh dầu trong khi đó ở Lô 52/97 và Lô B hầu hết mẫu rơi vào vùng sinh khí, rất ít mẫu phân bố ở trường sinh dầu (Hình 8). Phần lớn mẫu than và sét than phân bố trong vùng kerogen loại II và hỗn hợp II - III có khả năng sinh dầu và hỗn hợp giữa dầu và khí (Hình 7) nhưng trên biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon các mẫu này lại thuộc vùng sinh khí là chủ yếu (Hình 8).

Kết quả phân tích GC, GCMS chất chiết từ đá sét ở độ sâu 1.210 - 1.934mRT tại giếng khoan 46-PT-1X, cho thấy tỷ số Pr/Ph cao, dải phân bố n-alkane của hydrocarbon no trong chất chiết tuổi Miocene dưới thể hiện tính trội lẻ, giàu C29 sterane, C27 sterane rất thấp chứng tỏ vật chất hữu cơ được tách ra từ thực vật lục địa. Ở sâu hơn vật chất hữu cơ có sự thay đổi về bản chất, mẫu 2.240 - 2.250mRT và 2.325 - 2.330mRT giá trị pristane/phytane < 2, tính trội của những hợp chất có số nguyên tử carbon lẻ có chiều hướng giảm, lượng isoprenoid thấp hơn và có mặt nhiều C27 sterane hơn, sự có mặt cấu tử gammacerane và tỷ số hopane/sterane cao (tới 18,81), Oleanane không cao chứng tỏ trong chúng có chứa nhiều algal đầm hồ (non-marine algal) hơn.

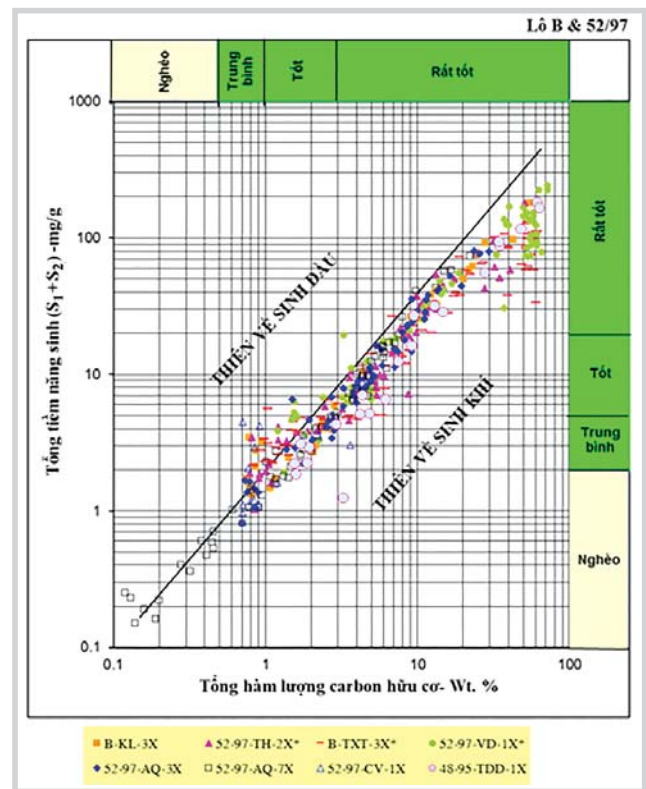
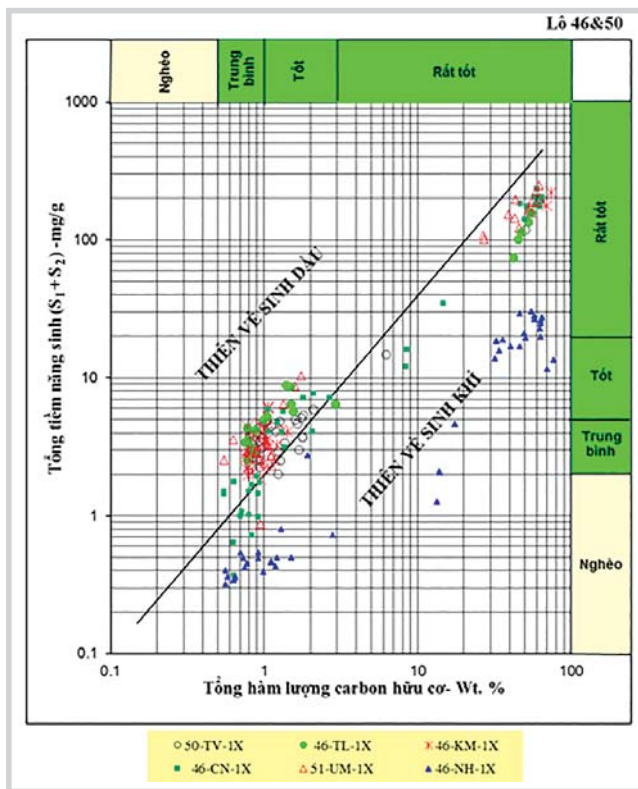
Khu vực Lô 46 và 50, 51 gặp khá nhiều mẫu than và sét than [10 - 19] như giếng khoan 46-NH-1X có 22 trên tổng

số 45 mẫu được phân tích; giếng khoan 51-UM-1X có 20 trên tổng số 66 mẫu. Giá trị trung bình các chỉ tiêu Rock-Eval tại từng giếng khoan thay đổi khá rộng: TOC từ 0,94 đến 2,06%; S₁: 0,27 - 0,61mg/g; S₂: 2,38 - 4,58mg/g, đạt loại từ trung bình đến tốt. Tại giếng khoan 46-CN-1X, mẫu sét kết có giá trị trung bình của TOC là 2,06%, S₁ là 0,6mg/g, tiềm năng sinh hydrocarbon (S₂) là 4,21mg/g, thuộc loại có tiềm năng hữu cơ tốt.

Tóm lại, tất cả các mẫu than và sét than trong trầm tích tuổi Miocene dưới và Oligocene đều phân bố trong vùng có khả năng sinh khí. Điều đó có nghĩa vật chất hữu cơ trong chúng chủ yếu là loại III. Trầm tích hạt mịn tuổi Oligocene chứa chủ yếu vật chất hữu cơ algal đầm hồ và hỗn hợp giữa đầm hồ và lục địa, tỷ lệ mẫu phân bố trong vùng có khả năng sinh dầu trội hơn so với trầm tích Miocene dưới. Vật chất hữu cơ trong sét bột kết Miocene dưới chủ yếu có nguồn gốc từ thực vật lục địa và số ít hỗn hợp lục địa và đầm hồ, có khả năng sinh khí là chính. Đặc biệt, ở phía Tây Bắc bể vật chất hữu cơ có khả năng sinh khí trội hơn, trong khi ở khu vực Đông Nam bể vật chất hữu cơ có khả năng sinh dầu trội hơn.

3. Kết luận

Kết quả đánh giá đá mẹ tại giếng khoan trong vùng nghiên cứu cho thấy:



Hình 8. Biểu đồ quan hệ $S_1 + S_2$ và TOC trong trầm tích Miocene dưới

• Trầm tích Miocene dưới và Oligocene đạt tiêu chuẩn đá mẹ về tiềm năng hữu cơ. Đá mẹ Miocene dưới chứa vật chất hữu cơ loại III, có sự tham gia của vật chất hữu cơ loại I, khả năng sinh khí là chính. Đá mẹ Oligocene có nguồn gốc vật chất hữu cơ từ algal đầm hồ và hỗn hợp giữa vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa, kerogen trong chúng là loại I và hỗn hợp loại I và loại III, có khả năng sinh dầu và khí;

• Nhìn chung, vật chất hữu cơ trong đá mẹ ở khu vực Đông Nam vùng nghiên cứu có khả năng sinh dầu tốt hơn ở khu vực Tây Bắc;

• Chỉ có đá mẹ Oligocene và phần dưới của Miocene dưới đủ điều kiện sinh và cung cấp hydrocarbon cho các bẫy trong vùng nghiên cứu.

Tài liệu tham khảo

1. Đỗ Bạt và nnk. *Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ Tam thêm lục địa Việt Nam*. Báo cáo tổng kết đề tài cấp ngành. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 2001.
2. Nguyễn Huy Quý và nnk. *Cấu trúc và tiềm năng dầu khí vùng nước sâu thêm lục địa Việt Nam*. Đề tài cấp Nhà nước mã số KC09-06. Thư viện Quốc gia, Hà Nội. 2004.
3. Phùng Sĩ Tài và nnk. *Địa chất và tiềm năng dầu khí trầm tích Đệ Tam thêm lục địa Tây Nam Việt Nam*. Báo cáo

tổng kết đề tài cấp ngành. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 2003.

4. Nguyễn Thu Huyền và nnk. *Bể trầm tích Malay - Thổ Chu và tài nguyên dầu khí*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới". Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005: trang 611 - 630.

5. Barry Katz. *Petroleum source rocks*. Elsevier.1994.

6. Nguyễn Thị Dâu. *Mô hình địa hóa đá mẹ bể trầm tích Mã Lai - Thổ Chu, thêm lục địa Tây Nam Việt Nam*. Luận án Tiến sỹ, Thư viện Quốc gia, Hà Nội. 2009.

7. Phạm Thị Toán. *Đá sinh và tiềm năng hydrocarbon ở lô B thuộc bể Malay - Thổ Chu*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới". Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005: trang 644 - 655.

8. H.I.Petersen et al. *Application of integrated vitrinite reflectance and FMM analyses for thermal maturity assessment of the northeastern Malay Basin, offshore Vietnam: Implications for petroleum prospectivity evaluation*. Journal of Marine and Petroleum Geology. 2009; 26: p. 319 -332.

9. Jennifer A.Miles. *Illustrated glossary of petroleum geochemistry*. Oxford science publications. 1989.

10. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-NH-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1995.
11. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-CN-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1995.
12. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-KM-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1993.
13. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-TL-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1996.
14. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-PT-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1996.
15. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-NC-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1995.
16. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-DD-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1994.
17. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 50-TV-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1993.
18. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 50-CM-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1997.
19. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 51-MH-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1994.

Characteristics of Cenozoic source rock in south-western continental shelf of Vietnam

Phan Van Thang¹, Nguyen Thi Oanh Vu¹
Hoang Nhat Hung¹, Nguyen Thi Dau²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam Association of Petroleum Geology

Email: thangpv@vpi.pvn.vn

Summary

At present, many production sharing contracts with oil and gas contractors have been signed by Petrovietnam for Blocks 46/07, 48/95, 50, 51, B and 52/97 in the south - western continental shelf of Vietnam. Series of exploration and production wells have been drilled by the contractors in most of these blocks where they discovered many oil and gas accumulations of different sizes in the studied area.

The authors used the geochemical data from thousands of rock samples gathered from the wells in Blocks 46/07, 48/95, 50, 51, B and 52/97 to define source rocks in the studied area. The results are as follows: the Oligocene and Lower Miocene sediments are categorised as source rocks in terms of organic matter potential; the Lower Miocene source rock containing kerogen type III and minor amounts of kerogen type I can be regarded as gas-prone; the Oligocene source rock containing kerogen type I (lacustrine algal) and mixture of type I and III can generate both oil and gas; oil potential of source rocks in the south eastern part of the studied area is higher than that in the north western part; and only source rocks of Oligocene and the lower part of Lower Miocene could supply hydrocarbon to the traps in the studied area.

Key words: South-western continental shelf of Vietnam, source rock, oil and gas, kerogen type III, mixture of type I and III.

DẤU HIỆU VÀ DỰ BÁO VÙNG CÓ TRIỂN VỌNG KHÍ HYDRATE Ở BIỂN ĐÔNG VIỆT NAM

TS. Trịnh Xuân Cường, KS. Nguyễn Mạnh Hùng
 KS. Nguyễn Hoàng Sơn, TS. Tạ Quang Minh
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: cuongtx@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

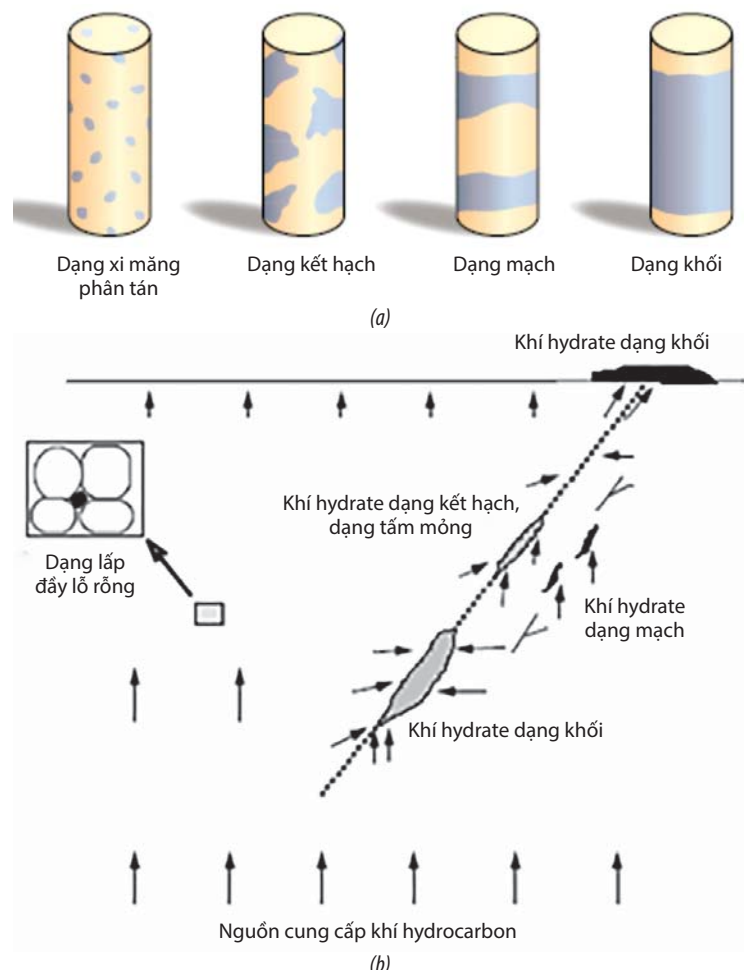
Các tài liệu thu được trên nhiều vùng Biển Đông và lân cận (khu vực Shenshu, Tây Bắc Hoàng Sa, các Lô 129 - 132, vùng nước sâu ngoài khơi Brunei) đã chứng minh về sự tồn tại của khí hydrate. Tài liệu địa chấn chỉ ra những dấu hiệu khí hydrate rất rõ ở nhiều khu vực như Tây Hoàng Sa, trung tâm bể Phú Khánh, Đông Bắc bể Nam Côn Sơn và vùng trung tâm trũng Vũng Mây. Các dấu hiệu khí hydrate có được cho thấy những vùng phủ trên các bể Phú Khánh, Nam Côn Sơn và Vũng Mây có thể có tiềm năng cao hơn. Trong vùng nghiên cứu, khí hydrate methane có thể đã tồn tại trong trầm tích ở độ sâu nước biển khoảng 550m (tương ứng 7,8°C). Bề dày của đới ổn định khí hydrate cho trường hợp methane tăng dần từ phần sườn thềm/đới cao hơn (0 - 120m) về phía trung tâm Biển Đông (lên tới 200m hoặc dày hơn). Dựa trên tài liệu địa chấn, từ... đã xác định 11 vùng có tiềm năng khí hydrate khác nhau trong vùng đặc quyền kinh tế (EEZ) của Việt Nam (vùng 200 hải lý). Khu vực tách giãn Biển Đông là vùng có ít triển vọng nhất, các vùng khác có triển vọng từ trung bình đến cao. Trong đó 4 vùng có triển vọng cao nhất xếp thứ tự như sau: Đông Bắc Nam Côn Sơn, trung tâm Vũng Mây, trung tâm bể Phú Khánh, Tây Hoàng Sa.

Từ khóa: Khí hydrate, dấu hiệu khí hydrate, Biển Đông, tiềm năng khí hydrate, GHSZ, BSR.

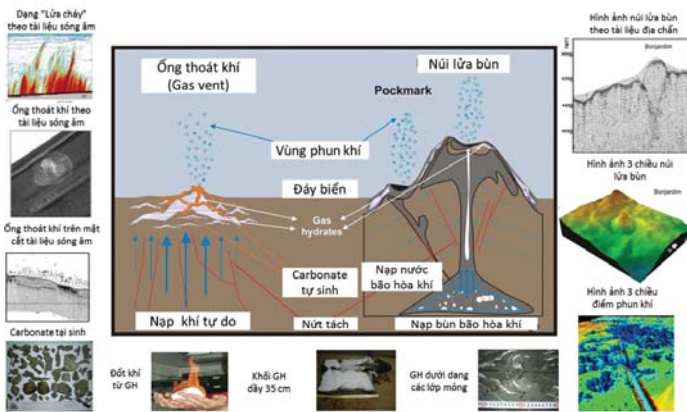
1. Giới thiệu

Việc nghiên cứu tìm kiếm thăm dò khí hydrate là thách thức lớn vì ngoài tìm kiếm nguồn năng lượng mới thay thế nhiên liệu hóa thạch đảm bảo an toàn năng lượng trong tương lai, còn góp phần khẳng định chủ quyền và quyền tài phán quốc gia ở khu vực Biển Đông. Để triển khai công tác nghiên cứu, các tài liệu trên thế giới và khu vực Biển Đông đã được thu thập nhằm đánh giá tổng quan về hệ phương pháp nghiên cứu và kết quả tìm kiếm, thăm dò; từ đó xác lập các dấu hiệu, tiền đề (hải dương học, địa chất, địa hóa, địa vật lý...) liên quan đến khí hydrate.

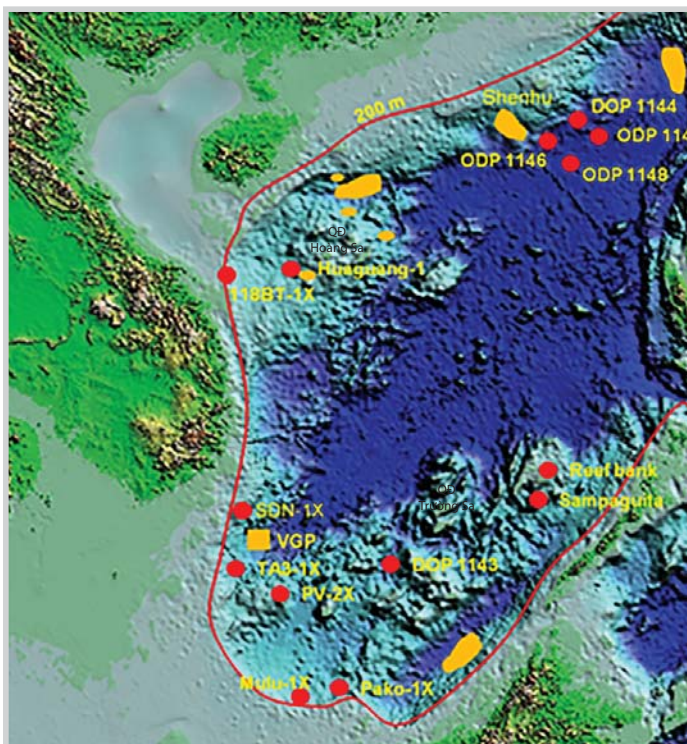
Các tích tụ khí hydrate hình thành gần bề mặt đáy biển (Hình 1) trong vùng khí hydrate ổn định (GHSZ) với những biểu hiện sau: Khí hydrate nằm ngay gần bề mặt đáy biển và một số trường hợp ngay trên mặt đáy biển; mặc dù kích thước tích tụ tương đối nhỏ (vài km²) nhưng có hàm lượng khí hydrate rất đáng kể; các tích tụ với hàm lượng khí hydrate cao nhất (có thể lên tới 100%) có dạng khối nằm trong trầm tích nằm dưới đáy biển; thường có sự thoát khí ở các khu vực tích tụ khí hydrate và bằng chứng cho thấy nguồn khí ở gần đáy của tích tụ khí hydrate luôn được đổi mới (Hình 2). Các vùng có tiềm năng chứa khí



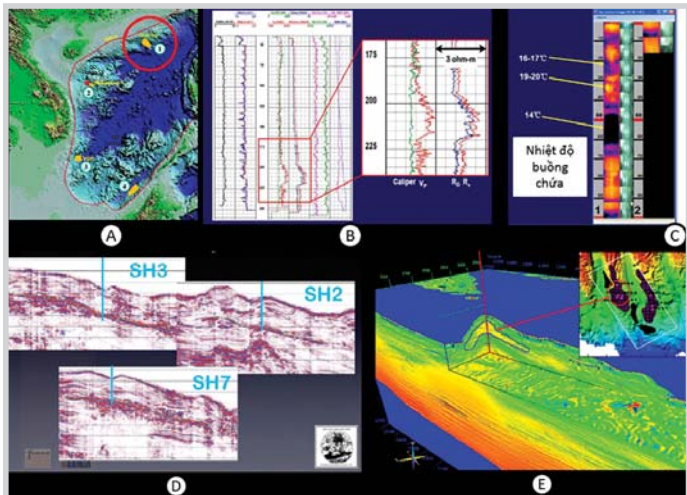
Hình 1. Các dạng kết tụ của khí hydrate (a) và vị trí khí hydrate có thể xuất hiện trong tự nhiên với các hình dạng và kích thước khác nhau (b) [1, 2]



Hình 2. Ảnh minh họa các cấu trúc ống thoát lưu thể tổ hợp với các thể khí hydrate (thoát khí, nước bão hòa khí, núi lửa bùn) [3]



Hình 3. Độ sâu nước biển và vị trí các điểm phân bố khí hydrate đã phát hiện trên Biển Đông [4]

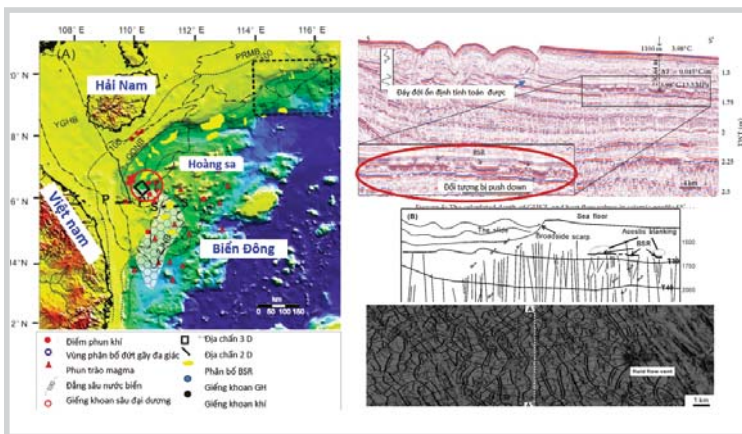


Hình 4. Các bằng chứng về sự xuất hiện của khí hydrate tại khu vực Shenshu (Trung Quốc), phía Đông Bắc Biển Đông [5]

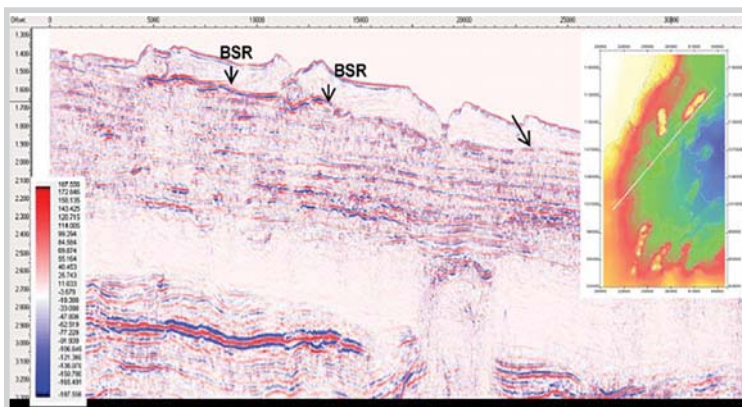
hydrate có thể nhận dạng theo các dấu hiệu địa vật lý và địa hóa như: (i) các đặc điểm riêng biệt trên dấu hiệu trên địa chấn là phản xạ mờ phỏng đáy biển BSR (bottom simulation reflection - đánh dấu ranh giới giữa hydrate và vùng khí tự do) tương ứng với đáy của GHSZ (gas hydrate stable zone), hay các dấu hiệu dị thường có liên quan khí khác như các đặc trưng vận tốc và biên độ (Velocity - Amplitude features) và dị thường biên độ, tạo ra các khoảng trắng (seismic blanking zones), điểm sáng/mờ (bright/dim spots), cột khí (gas chimney); (ii) phân bố ion chloride âm trong nước thành hệ trong lỗ rỗng và hàm lượng khí cao dị thường trong đất đá trầm tích; (iii) các quan sát khí hydrate bằng mắt thường trong quá trình lấy mẫu và khoan biển sâu. Ngoài ra còn phải dựa vào hàng loạt các phương pháp nghiên cứu bổ trợ khác để có lý giải phù hợp. Khi có giếng khoan, tài liệu địa vật lý giếng khoan đóng vai trò quan trọng trong việc phát hiện các đới chứa khí hydrate. Các đường cong siêu âm (DT) và các đường cong điện trở (LLD, LLS) đặc biệt là các phương pháp đo hình ảnh nhiệt, hình ảnh giếng khoan... cho phép phát hiện đới dị thường khí hydrate trong giếng khoan, tính toán độ rỗng, hàm lượng khí hydrate và khí tự do nằm dưới lớp khí hydrate trong giếng khoan. Hiện tại, ở Việt Nam chưa có giếng khoan riêng cho tìm kiếm thăm dò khí hydrate nên chưa có điều kiện kiểm nghiệm các bằng chứng này.

2. Dấu hiệu xuất hiện khí hydrate

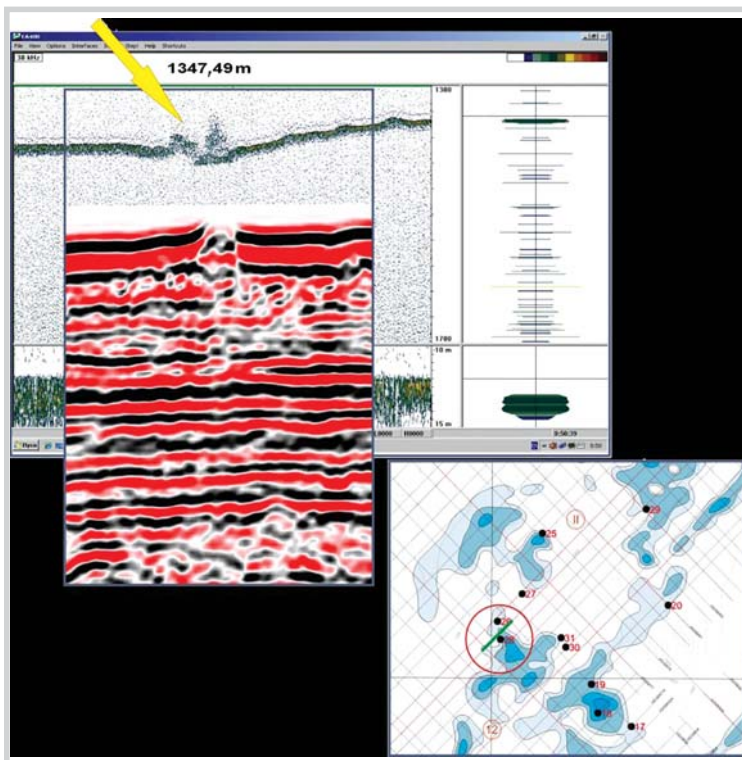
Các dấu hiệu xuất hiện khí hydrate trên Biển Đông đã được công bố trong nhiều bài báo nghiên cứu khảo sát của Fugro và Geotek (Mỹ) cho Cục Khảo sát Địa chất biển Guangzhou (GMGS), Cục Khảo sát Địa chất Trung Quốc (CGS) và Bộ Đất đai và Tài nguyên của Trung Quốc. Ở Việt Nam các nghiên cứu địa chất - địa vật lý - địa hóa phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí cũng cung cấp rất nhiều thông tin quan trọng cho nghiên cứu khí hydrate. Các thông tin từ khu vực 129 - 132 (VGP) và 157 - 159 (ExxonMobil) rất quý giá đối với công tác tìm kiếm thăm dò khí hydrate. Qua các tài liệu hiện có và các thông tin thu thập được có thể thấy các dấu hiệu khí hydrate xuất hiện trên nhiều tuyến địa chấn và nhiều khu vực đã phát hiện khí hydrate qua hàng loạt giếng khoan (Hình 3). Khu vực ngoài khơi Nam Côn Sơn, các tài liệu địa chấn đã thể hiện rất phổ biến các đặc điểm như đảo ngược pha địa chấn, điểm sáng, gas blanking và cột khí. Các đặc trưng này xuất hiện



Hình 5. Các bằng chứng về sự xuất hiện của khí hydrate tại khu vực Tây Hoàng Sa, với các đứt gãy đa góc phía Tây Hoàng Sa và các mặt BSR trên mặt cắt địa chấn [6]



Hình 6. Biểu hiện mặt BSR và ống thoát khí Lô 129, 130, 131 và 132 [4]



Hình 7. Mối liên hệ giữa các ống thoát khí quan sát trên tài liệu địa chấn với sóng thủy âm và dữ liệu địa hóa ở vùng ổn định khí hydrate Lô 129 - 132 [4]

và có quan hệ gắn gũi với các vùng có đứt gãy ở những lát cắt sâu hơn, ở đó khí có thể bị rò rỉ trực tiếp từ các tích tụ lớn phía dưới. Có ít nhất 3 khu vực ở phía Bắc Biển Đông có các tích tụ khí hydrate. Ở phía Nam Biển Đông, một phát hiện khí hydrate cũng đã được công bố với các bằng chứng rất rõ ràng trên tài liệu địa chấn. Dưới đây là một số đặc điểm của các phát hiện đã được chỉ ra và các thông tin liên quan.

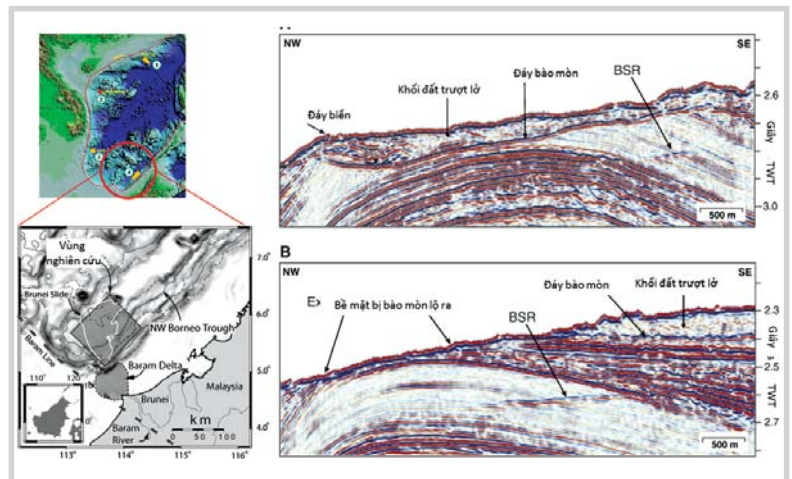
Khu vực nước sâu Shenshu thuộc phía Nam bể Châu Giang, Trung Quốc, Đông Bắc Biển Đông (Hình 4) có độ sâu trung bình 1.235m so với mặt nước biển. Khảo sát khí hydrate đầu tiên của GMGS được triển khai tại đây với 8 vị trí đã được khoan tới độ sâu 1.500m, thử vỉa và lấy mẫu thực hiện trong khoảng 250m dưới bề mặt đáy biển. Một chương trình tổng hợp đo logging, lấy mẫu lõi, mẫu lưu thể và phân tích trên tàu đã được triển khai. Có 8 giếng khoan khảo sát và 5 giếng được lấy mẫu cho các nghiên cứu tuy nhiên chỉ có 3 vị trí lấy được hydrate. Các số liệu phân tích cho thấy hàng loạt điểm thoát khí và tồn tại các lớp vỏ carbonate tự sinh liên quan (tạo ra do oxy hóa methane). Khí hydrate có mặt với bề dày từ 10 đến hơn 25m nằm ngay trên đáy của GHSZ tại 3 vị trí. Khí hydrate tìm được trong trầm tích dưới dạng phân tán trong sét giàu mảnh vụn foram hạt mịn. Nhiệt độ đáy biển tại khu vực này khoảng 3,3°C. Kết quả cho thấy bề dày tầng hydrate có sự thay đổi giữa các giếng và đạt được từ 10 - 43m. Hàm lượng khí hydrate lớn nhất qua phân tích cho thấy dao động trong khoảng 25 - 48% thể tích lỗ rỗng. Phát hiện này là minh chứng đầu tiên về sự tồn tại khí hydrate trong trầm tích Biển Đông.

Dựa trên tài liệu địa chấn 2D/3D và tài liệu siêu âm, hệ thống đứt gãy đa giác và các điểm phun đáy (pockmarks) đã được xây dựng cho khu vực Tây Bắc Hoàng Sa. Các mặt cắt 3D thể hiện rất rõ đặc trưng dạng mạch tạo thành các điểm giao cắt 3 nhánh các đứt gãy đa giác (Hình 5). Dòng lưu thể có thể dịch chuyển dọc theo các mạng lưới đứt gãy như là hệ thống ống dẫn. Các phản xạ hỗn loạn, các mặt trượt đáy biển thường xuất hiện ở các vùng có đứt gãy đa giác. Trong phần phía Tây của Bể Nam Hải Nam dòng dung dịch có thể dịch chuyển lên bề mặt đáy biển và các điểm phun đáy được hình thành

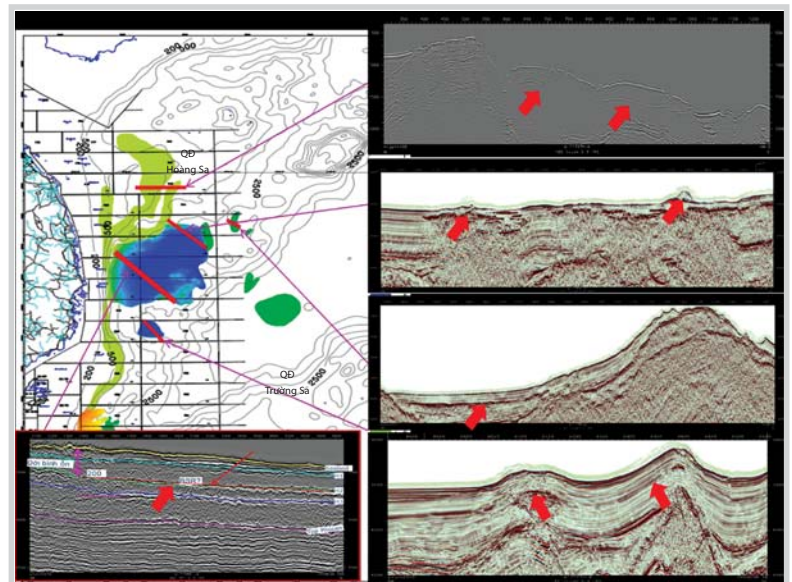
phía trên các đứt gãy đa giác. Các tài liệu cho thấy các BSR đa số nằm phía trên của hệ thống đứt gãy đa giác. Có thể dễ dàng nhận dạng BSR và vùng trắng ở phần trên lát cắt. Các đứt gãy ở đây kéo dài từ 150 - 1.000m và có biên độ dịch chuyển từ 10 - 40m khoảng cách các đứt gãy thay đổi từ 40 - 800m. Vì vậy có thể coi các đứt gãy đa giác là đường dẫn cho các lưu thể với khí methane đi kèm và từ đó hình thành khí hydrate ở phần nước sâu một số khu vực Bắc Biển Đông. Ở khu vực này nước biển sâu khoảng 1.100m, áp suất của nước biển khoảng 13,53MPa với giá trị gradient địa nhiệt 45°C/100m. Bề dày tầng chứa khí hydrate có thể đạt 230m.

Trong quá trình triển khai công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trong các Lô 129 - 132, nhà thầu Vietgazprom đã thu thập được rất nhiều thông tin về biểu hiện khí hydrate trong khu vực. Các số liệu đo địa vật lý, lấy mẫu và phân tích các chỉ tiêu về thạch học, trầm tích và địa hóa phần trên lát cắt (bao gồm địa hình đáy biển, nghiên cứu cột nước bằng thủy âm và các phương pháp địa vật lý khác như đo dòng nhiệt tại chỗ và lấy mẫu bằng ống phóng trọng lực). Trong quá trình triển khai đã thu thập được nhiều mẫu lưu thể nước và khí để phân tích hóa học và đồng vị phóng xạ. Ở trên diện tích lô nghiên cứu các tài liệu địa chấn thông thường chất lượng rất tốt. Qua các xử lý đã cho thấy hàng loạt dấu hiệu trực tiếp của khí hydrate rất đặc trưng đó là các mặt BSR khá rõ trên nhiều tuyến cũng như các dấu hiệu điểm sáng, các vùng nhiễu loạn dạng ống khí... (Hình 6). Các tài liệu thủy âm cũng cho thấy mối liên hệ rất chặt chẽ với tài liệu địa chấn. Tại các vị trí có ống thoát khí (gas vent) hay dọc theo các đứt gãy kéo lên bề mặt có thể thấy các dấu hiệu khí phun quan sát rất rõ trên tài liệu thủy âm (Hình 7). Ở trên diện tích các lô biểu hiện địa hóa đã được mô tả rất chi tiết và chỉ rõ các đặc điểm của khí hydrate trong khu vực các lô này.

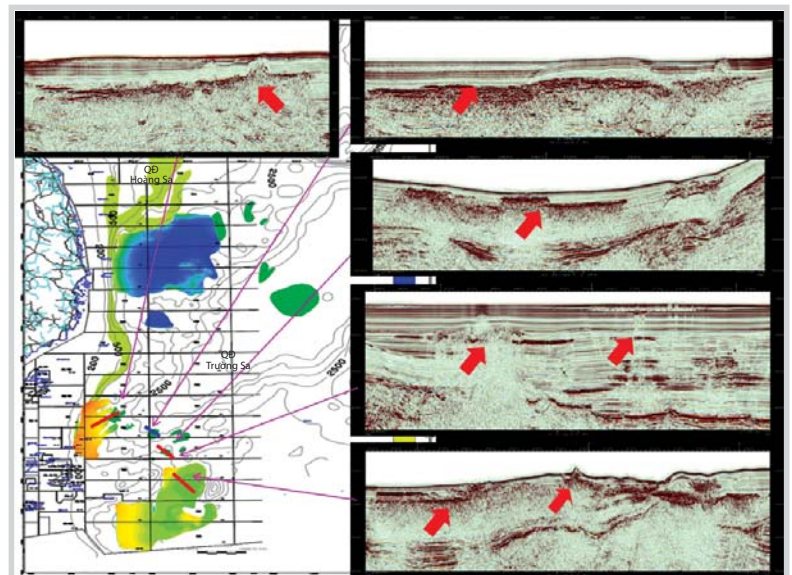
Trong những năm gần đây Brunei cũng triển khai các nghiên cứu, điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò dầu khí ở khu vực biển sâu. Nhiều khu vực tài liệu địa chấn 2D và 3D có chất lượng rất tốt và đã phát hiện ra các dấu



Hình 8. Dấu hiệu khí hydrate với BSR rất rõ trên tài liệu địa chấn ở vùng biển Brunei [7]



Hình 9. Biểu hiện khí hydrate với BSR và vùng trắng rất rõ trên tài liệu địa chấn ở vùng biển Phú Khánh [4]



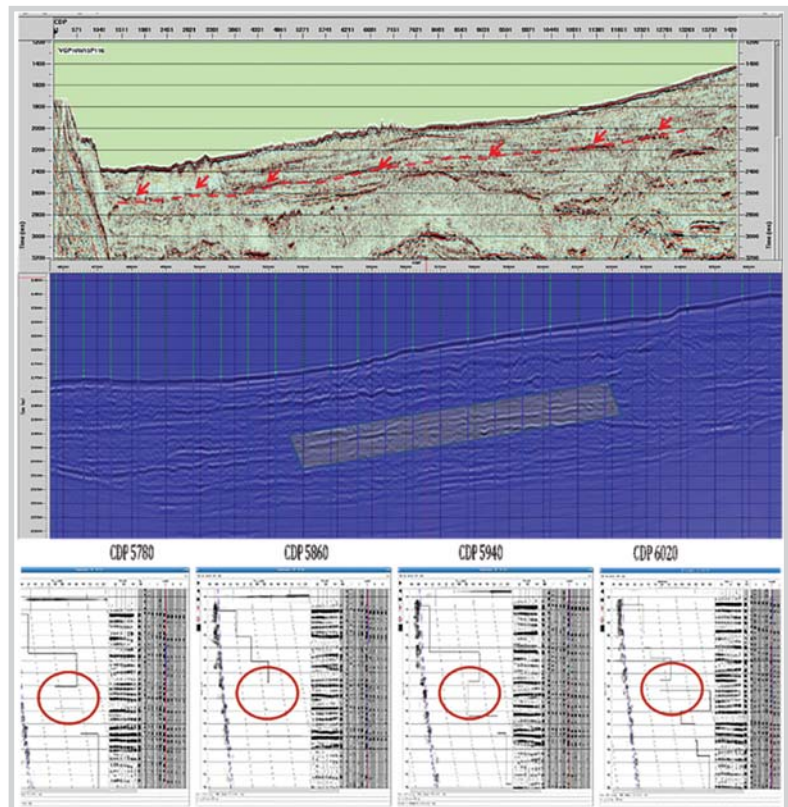
Hình 10. Biểu hiện khí hydrate với BSR cắt ngang các tầng trầm tích, vùng thoát khí và vùng trắng rất rõ trên tài liệu địa chấn vùng bể Tư Chính - Vũng Mây và Đông Bắc Nam Côn Sơn [4]

hiệu rõ ràng về sự tồn tại của khí hydrate ở nhiều vùng của Brunei. Các tài liệu địa chấn chỉ ra các vị trí có ống thoát khí và các phản xạ tương ứng với mặt BSR (Hình 8) ở trên diện tích nghiên cứu. Độ sâu của mặt BSR vào khoảng 0,2 - 0,25s tương ứng với độ sâu 100 - 270m. Nhiều nghiên cứu xác định diện phân bố và cơ chế hình thành đã được triển khai, tuy nhiên các hoạt động lấy mẫu vật và đo đạc thực địa bổ sung vẫn chưa được triển khai.

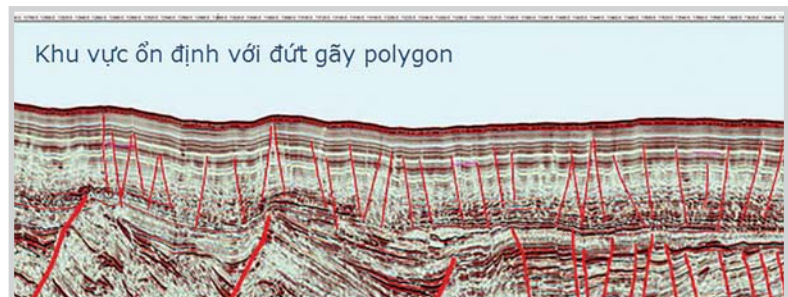
Sử dụng tài liệu địa chấn thông thường có sẵn khu vực Biển Đông để xác định các dấu hiệu trực tiếp của khí hydrate do tới thời điểm hiện tại chúng ta không thu nỏ các tài liệu địa chấn đa kênh phân giải cao cho tìm kiếm khí hydrate. Qua các tài liệu có được, không chỉ các tài liệu địa chấn ở khu vực Lô 129 - 132 của Việt Nam có các biểu hiện trực tiếp của khí hydrate, mà trong số hơn 25.000km tuyến địa chấn 2D đã phân tích, minh giải cho thấy rất nhiều dấu hiệu trực tiếp như mặt BSR, vùng trắng, vùng thoát khí, vùng núi lửa bùn... (Hình 9 - 11) trên hầu hết các vùng biển Việt Nam.

Trên nhiều mặt cắt có thể thấy mặt BSR cắt qua các ranh giới địa tầng với biên độ phản xạ rất mạnh (Hình 9) hay là các cột khí phát triển xuyên cắt qua các vùng trắng, thậm chí tạo thành những họng bùn trên bề mặt biển (Hình 10). Các khu vực có BSR gắn liền với các đới đứt gãy đa giác cũng khá phổ biến. Có thể bắt gặp dạng cấu trúc này ở các khu vực Đông Bắc Phú Khánh, Đông Bắc Nam Côn Sơn và vùng trung tâm Vũng Mây (Hình 12).

Các dấu hiệu khí hydrate trên vùng biển Việt Nam đã khá rõ, tuy nhiên các biểu hiện này cần phải phù hợp với điều kiện hình thành và bảo tồn. Hai yếu tố nhiệt độ và áp suất rất quan trọng trong việc khống chế sự hình thành khí hydrate ở vùng nước và lớp đất đá trầm tích dưới đáy biển tạo ra vùng ổn định khí hydrate (Hình 13). Điều kiện để hình thành và bảo tồn khí ở vùng biển của Việt Nam cũng cần đầy đủ các yếu tố như các vùng khác trên thế giới, các yếu tố về vật chất liên quan đến thành phần khí tạo



Hình 11. Biểu hiện khí hydrate với BSR trên mặt cắt địa chấn xử lý lại [4]



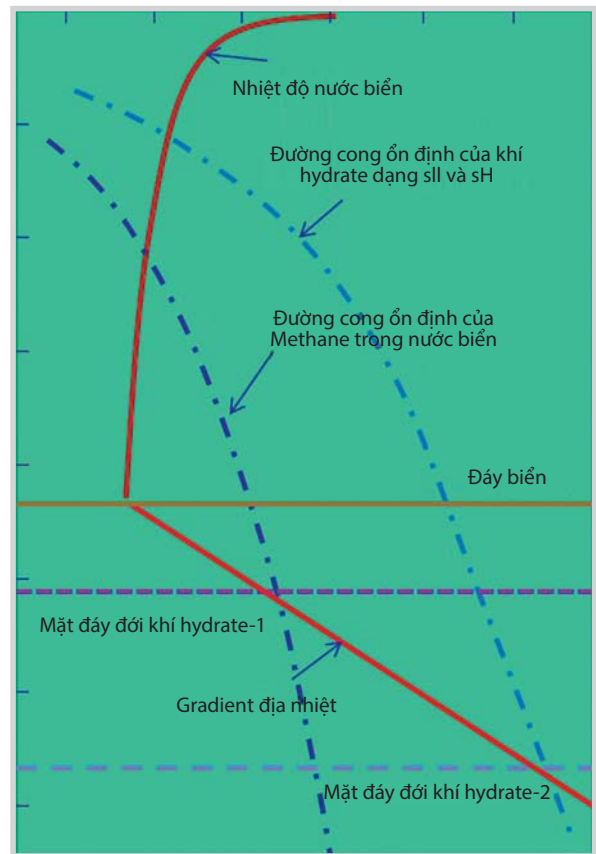
Hình 12. Biểu hiện khí hydrate với BSR trên mặt cắt địa chấn có các hệ thống đứt gãy polygon

hydrate (khí và nước), thời gian hình thành (thời gian nước trong lỗ rỗng bão hòa khí hydrocarbon, thời gian phát triển mở rộng khí hydrate), không gian (dạng và cấu trúc đá trầm tích) và điều kiện ổn định hình thành khí hydrate (thành phần khí, trầm tích, thành phần nước trong lỗ rỗng và thành phần khoáng vật)... cũng cần xem xét cụ thể.

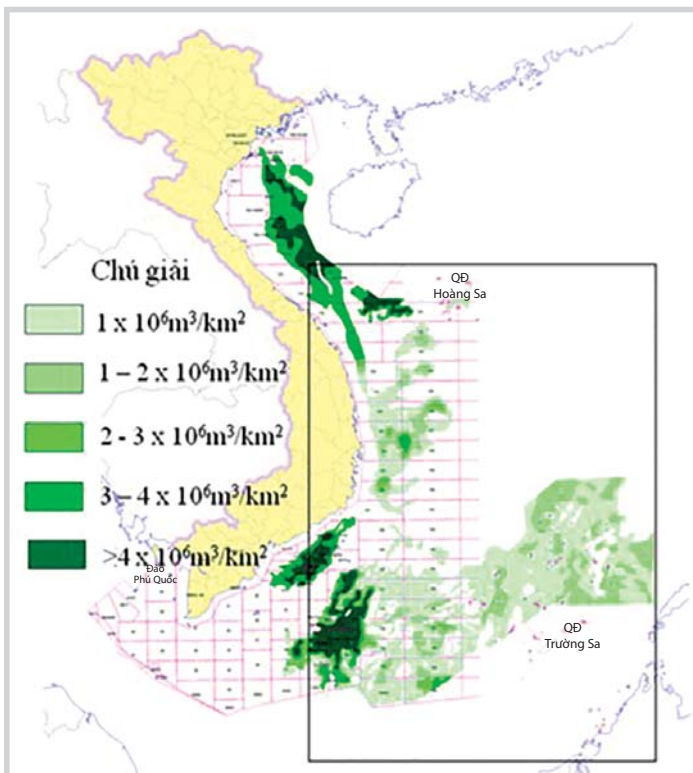
Thời gian hình thành khí hydrate trong phòng thí nghiệm có thể từ vài phút, vài giờ có khi vài ngày. Trong thực tế thời gian hình thành tính theo thang thời gian địa chất và có thể kéo dài hàng chục năm, thậm chí vài triệu năm và yếu tố này trong nhiều trường hợp không thể bỏ qua do các quá trình địa chất, nhất là sự thăng giáng của nước biển trong từng giai đoạn khác nhau. Thời gian và hoạt động địa chất có thể làm thay đổi các yếu tố ổn định và phá vỡ cấu trúc khí hydrate đã hình thành, do vậy khi nghiên cứu khí hydrate cần chú ý đến các trầm tích hình thành trước đây và đặc biệt là quá trình hình thành trầm tích Pliocene - Đệ Tứ, kết quả của 2 quá trình hoạt động có quy luật riêng

biệt nhưng có quan hệ với nhau rất chặt chẽ đó là chuyển động kiến tạo và sự thay đổi mực nước biển trong thời kỳ này.

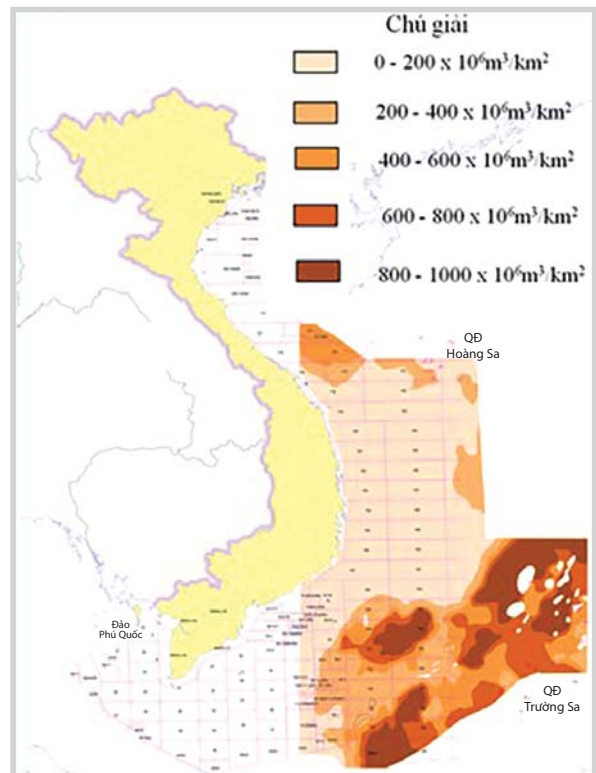
Qua các bản đồ tổng lượng hydrocarbon di thoát (quy dầu) từ các tầng đá mẹ bể trầm tích cho thấy khu vực có tổng lượng sinh thành lớn đa số nằm trong vùng có độ sâu nước biển dưới 500m nước và không đủ điều kiện hình thành khí hydrate. Khu vực lớn hơn 500m nước ở vùng Hoàng Sa, Phú Khánh, Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây tổng lượng hydrocarbon di thoát hầu hết nhỏ hơn $2 \times 10^6 \text{m}^3/\text{km}^2$ (Hình 14). Mặt khác, các đứt gãy sâu hầu như kết thúc ở Miocene trung trong hầu hết các khu vực (Hình 9 - 10) và tồn tại tầng chắn Miocene thượng mang tính khu vực và phần dưới Pliocene cũng có khả năng chắn tốt nên khối lượng khí có thể dịch chuyển tới gần bề mặt đáy biển là không đáng kể, ngoại trừ một số khu vực có các đứt gãy phát triển lên phần trên của lát cắt. Các dấu hiệu của khí sinh vật được xác định bởi thành phần khí cũng như thành phần đồng vị phóng xạ, nhưng không có nghĩa là hydrate được hình thành chỉ do khí sinh ra tại chỗ. Qua các phân tích cho thấy hầu hết khí hydrate đều hình thành từ khí dịch chuyển từ các trầm tích nằm dưới sâu và bao gồm cả khí sinh vật và trường thành nhiệt [2]. Tuy nhiên, hầu hết khí hydrate thu được đều có thành phần khí CH_4 chiếm ưu thế, các thành phần hydrocarbon nặng hơn từ C_2+ tới C_7 cũng tồn tại và được nhận dạng trong môi trường tự nhiên, thành phần hydrocarbon có C_2+ chủ yếu có thành phần trường thành nhiệt và sự tồn tại của



Hình 13. Nhiệt độ, áp suất, gradient nhiệt độ và thành phần khí hydrocarbon khác nhau sẽ hình thành nhiều dạng khí hydrate có phân bố theo phương thẳng đứng rất khác nhau [4]



(a)



(b)

Hình 14. Tổng lượng dầu khí di thoát từ tầng đá mẹ do trường thành nhiệt (a) và sinh học (b) [4]

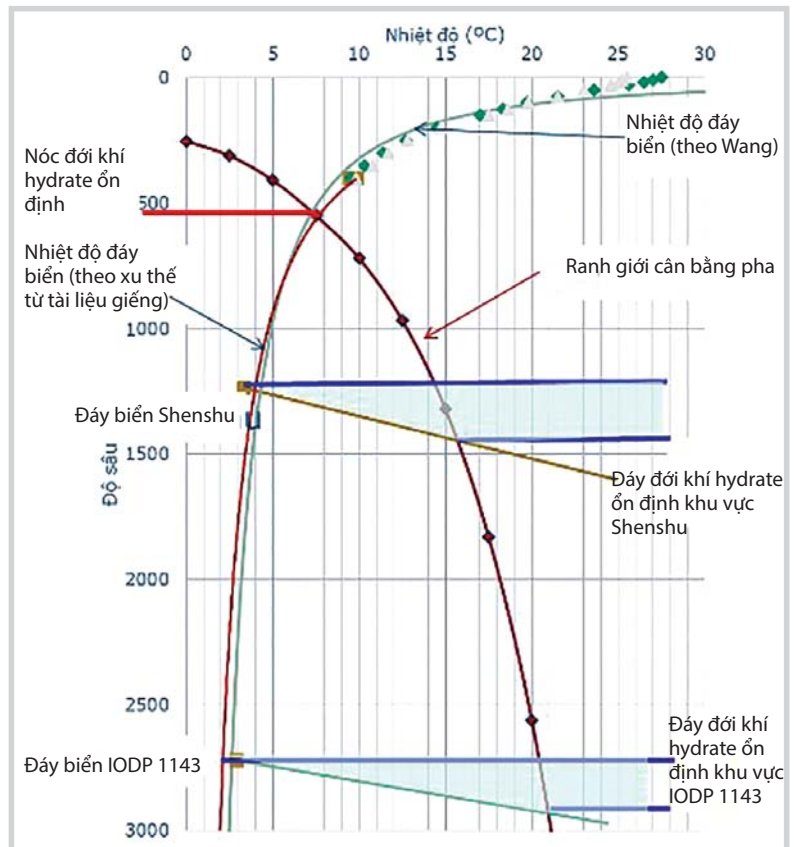
thành phần này tạo ra nhiều cơ hội tìm thấy khí hydrate trong trầm tích nằm ở độ sâu lớn hơn (Hình 13).

Việc xác định được nhiệt độ đáy biển như quan hệ trong Hình 15, đường cong cân bằng pha và gradient địa nhiệt sẽ xác định được vùng ổn định khí hydrate như Hình 16. Nhìn chung, đặc trưng nhiệt độ đáy Biển Đông thay đổi như sau:

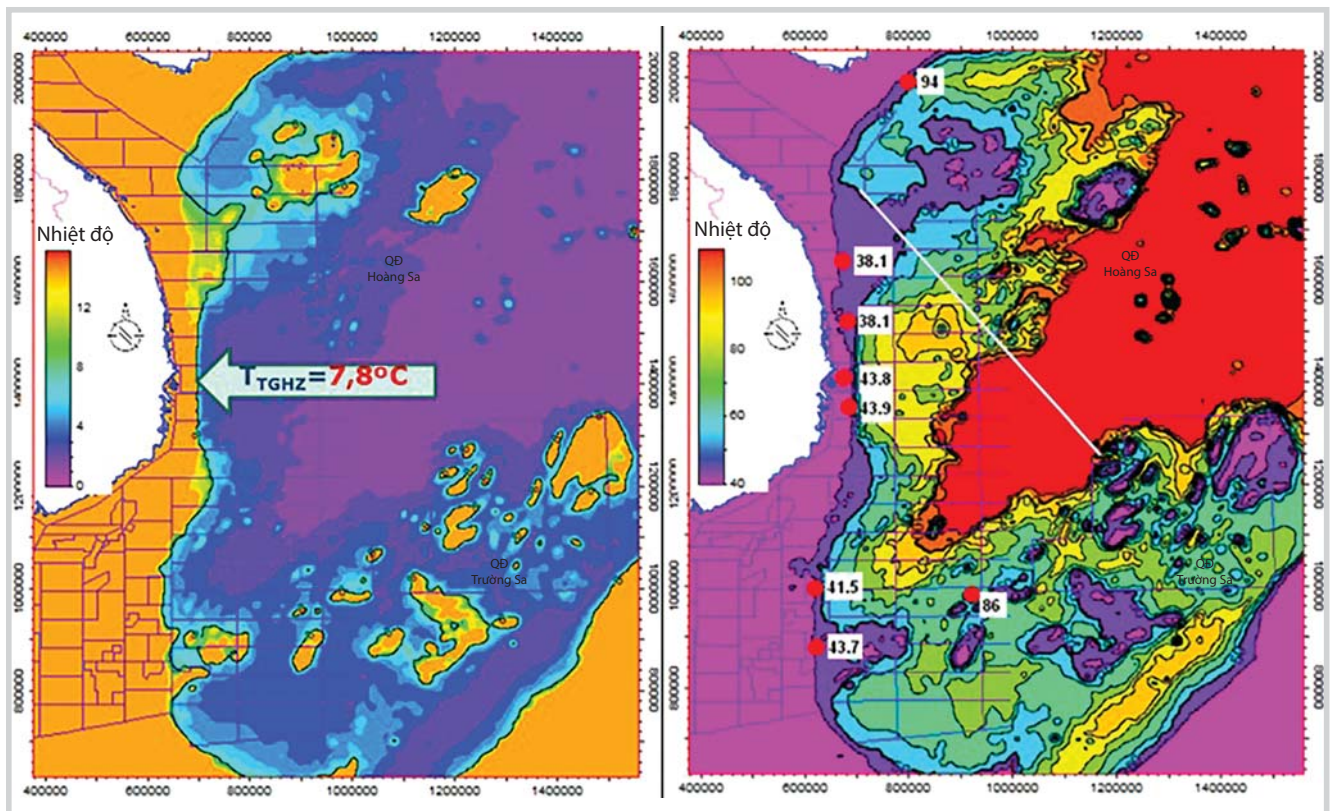
- Khu vực thềm 6 - 14°C;
- Khu vực sườn thềm 3 - 6°C;
- Khu vực trung tâm bể 2 - 3°C;

Nhiệt độ giảm gần như tuyến tính theo chiều sâu của nước biển, trên 2.800m nhiệt độ có xu thế ổn định khoảng 2,0 - 2,2°C.

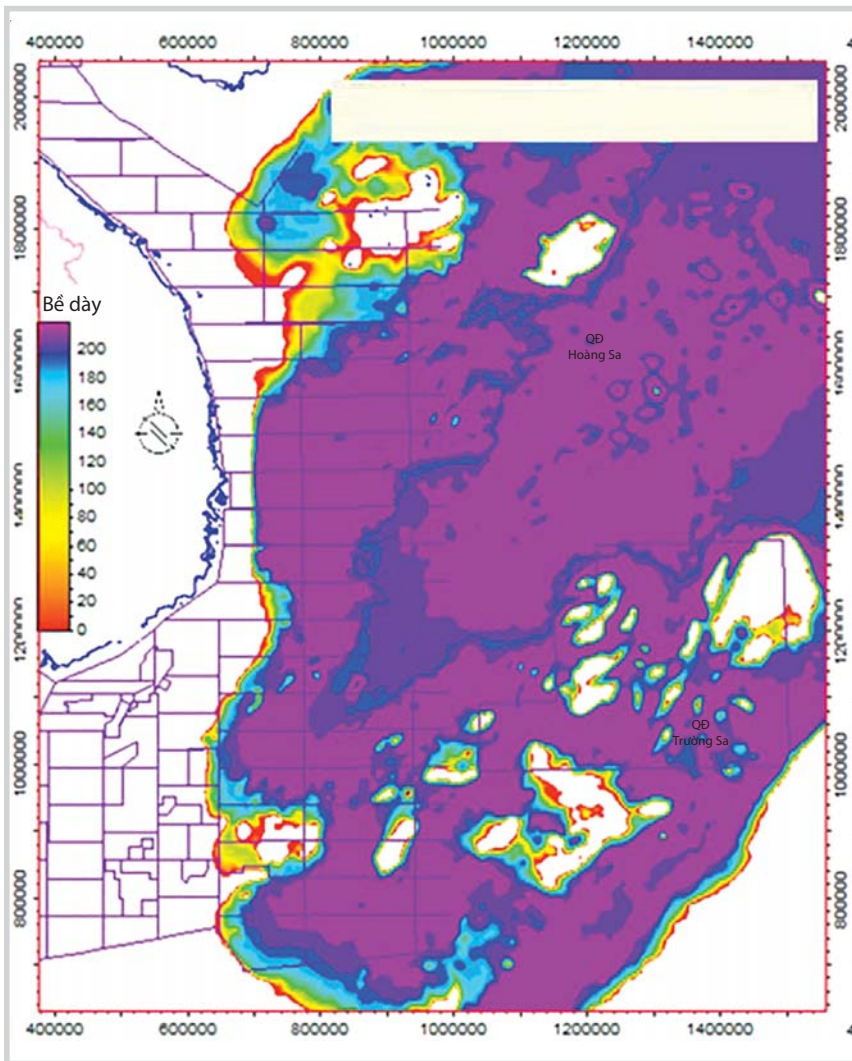
Với các đặc trưng nhiệt áp và độ khoáng hóa nước biển khu vực nghiên cứu, nóc đới khí hydrate ổn định (top gas hydrate zone - TGHZ) trong khu vực nghiên cứu thay đổi trong khoảng trên dưới 550m so với mặt nước biển tương ứng với nhiệt độ tại TGHZ vào khoảng 7,8°C (Hình 15 và 16). Từ dự báo



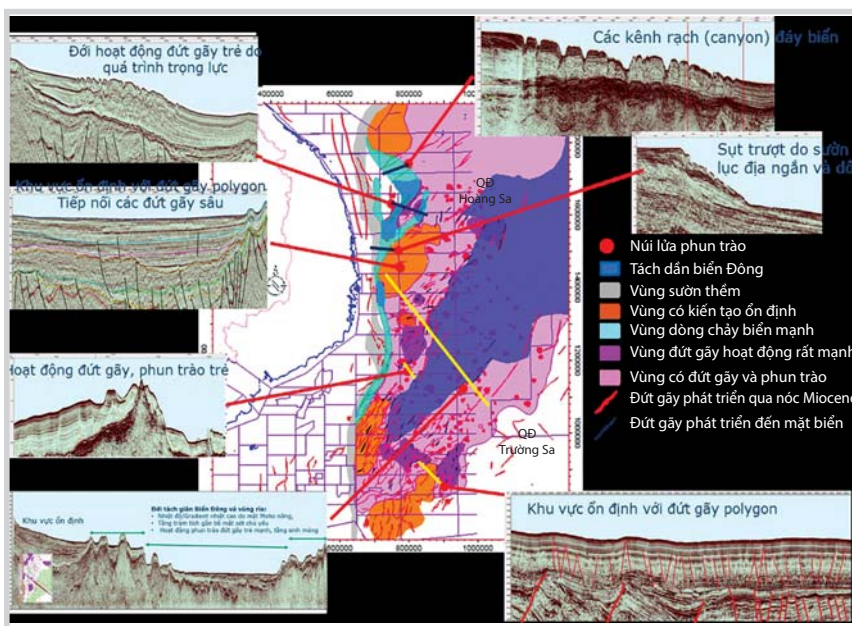
Hình 15. Biểu đồ nhiệt độ - áp suất của methane hydrate và cách xác định vùng ổn định khí hydrate cho hai điểm Shenshu và IODP 1143 [4]



(a) (b)
Hình 16. Bản đồ nhiệt độ đáy biển (a) và bản đồ dự báo gradient địa nhiệt (b) khu vực Biển Đông [8]



Hình 17. Bản đồ dự báo bề dày tầng chứa khí hydrate [4]

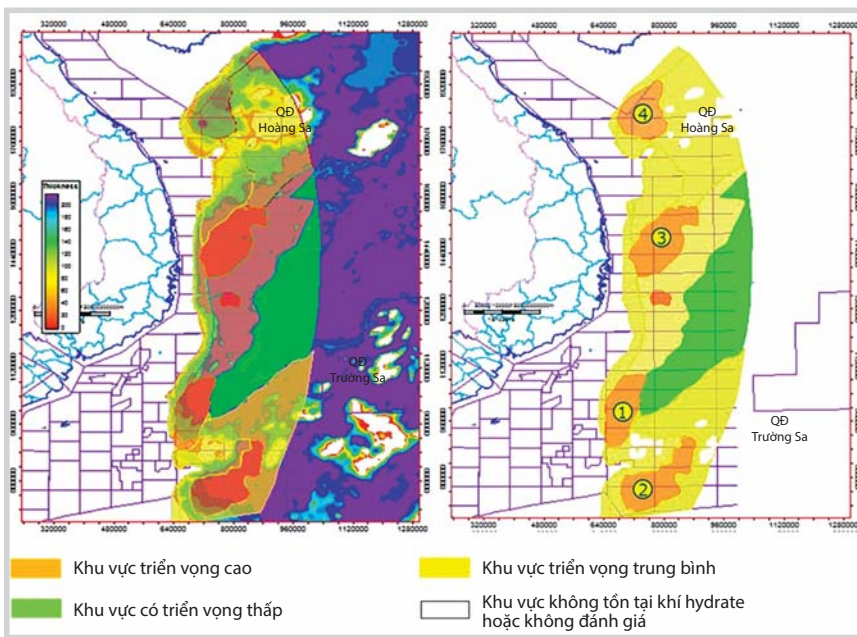


Hình 18. Dự báo các yếu tố rủi ro ảnh hưởng tới hình thành và bảo tồn khí hydrate trong lát cắt Pliocene - Đệ Tứ khu vực nghiên cứu [4]

nhệt độ đáy biển (Hình 15), gradient địa nhiệt trên vùng Biển Đông (Hình 16) và biểu đồ quan hệ nhiệt độ - áp suất của methane hydrate (Hình 13), bản đồ dự báo bề dày khí hydrate đã được xây dựng (Hình 16). Kết quả cho thấy có biến đổi bề dày tầng khí hydrate rất lớn ở các khu vực thềm nông và các vùng nhô cao của Biển Đông (Hình 17). Ở khu vực trung tâm và tách giãn Biển Đông bề dày khí hydrate cũng lớn nhưng có xu thế suy giảm hơn vùng lân cận do gradient nhiệt phần đáy biển cao hơn. Nhìn chung, mức độ biến đổi các chỉ tiêu về bề dày hiệu dụng, mức độ bão hòa, bề dày hiệu dụng của khí hydrate... rất khác biệt giữa các khu vực phụ thuộc không chỉ vào điều kiện nhiệt độ, áp suất, cân bằng pha... mà còn phụ thuộc rất nhiều vào mức độ hoạt động địa chất trẻ khác nhau. Do vậy để đánh giá định lượng tiềm năng khí hydrate trên Biển Đông các yếu tố ảnh hưởng đã được phân tích tổng hợp (Hình 18) để đánh giá mức độ tác động đến quá trình hình thành cũng như bảo tồn khí hydrate.

3. Dự báo vùng có triển vọng khí hydrate

Với các yếu tố đảm bảo việc hình thành cũng như các bằng chứng về khí hydrate sơ bộ có thể thấy các vùng tồn tại khí methane hydrate trên thềm lục địa biển Việt Nam chủ yếu nằm dưới độ sâu 550m nước tương ứng với nhiệt độ đáy biển nhỏ hơn 7,5 - 7,8°C, trong trường hợp có thành phần C₂+ lớn hơn có thể bắt gặp khí hydrate ở độ sâu nông hơn cũng như bề dày tầng ổn định sẽ lớn hơn (Hình 13). Bề dày đới chứa khí methane hydrate trong các lớp trầm tích nhìn chung có xu thế vát mỏng dần về phần rìa Tây và các khu vực nhô cao của các đảo thuộc khu vực Tư Chính - Vũng Mây, Trường Sa và Hoàng Sa. Có thể phân chia các vùng (Hình 19) như sau:



Hình 19. Bản đồ phân vùng triển vọng khí hydrate ở Biển Đông [4]

- Khu vực có triển vọng khí hydrate cao: các khu vực gần như trùng với các trũng Đệ Tam, do ngoài nguồn hydrocarbon sinh vật từ các tầng nông Pliocene - Đệ Tứ thì có thể có một lượng lớn hydrocarbon trưởng thành do nhiệt từ dưới sâu dịch chuyển lên phía trên. Trên cơ sở phân tích các điều kiện nguồn hydrocarbon, chế độ nhiệt độ, các biểu hiện trực tiếp và mức độ thu thập tài liệu có thể phân các khu vực theo thứ tự ưu tiên được đánh số như Hình 19. Khu vực Đông Bắc Nam Côn Sơn (1) đã có các tài liệu khẳng định sự tồn tại, tuy nhiên quy mô và mức độ phân bố cũng như các chỉ tiêu để đánh giá tiềm năng vẫn là ẩn số cần làm rõ. Khu vực Trung tâm trũng Vũng Mây (2) có các đặc điểm và dấu hiệu rõ về khí hydrate khá tương tự vùng Đông Bắc Nam Côn Sơn và phía Nam Brunei. Khu vực trung tâm bể Phú Khánh nhìn chung có các điều kiện thuận lợi. Tuy nhiên, các trầm tích dưới sâu có xu thế nâng cao về hướng Tây nên sự dịch chuyển dầu khí từ dưới sâu theo chiều thẳng đứng có thể bị hạn chế, do vậy sự đóng góp của nguồn sinh này vào sự hình thành khí hydrate ở phần trung tâm có thể bị ảnh hưởng. Các vùng rìa của khu vực này và vùng có các đứt gãy sâu xuyên cắt lên tầng Pliocene - Đệ Tứ có thể có nguồn cung cấp tốt hơn. Khu vực Tây Hoàng Sa có các biểu hiện tốt và đã có các phát hiện ở các vùng lân cận phía Trung Quốc. Tuy nhiên, đây là vùng hết sức nhạy cảm và thiếu tài liệu nên rất khó đánh giá chi tiết;

- Khu vực có triển vọng khí hydrate trung bình là khu vực có các điều kiện hình thành khí hydrate. Tuy nhiên, có thể có một số điều kiện không thuận lợi như nguồn sinh bị hạn chế, có các hoạt động kiến tạo trẻ, trầm tích mịn chiếm ưu thế, nhiều khu vực bị nâng cao... Xét về phân bố tầng sinh, khu vực phía Nam có thể có tiềm năng cao hơn do trầm tích Pliocene - Đệ Tứ dày hơn và sự xuất hiện các trầm tích mảnh vụn đá vôi có khả năng chứa cao. Do vậy, khí hydrate có thể phân bố cục bộ với bể dày khí hydrate biến đổi theo khu vực. Ngoài ra, các tài liệu ở những khu vực này còn hạn chế nên việc đánh giá có thể chưa toàn diện, cần bổ sung các tài liệu để chính xác hóa;

- Khu vực có triển vọng khí hydrate kém là các khu vực gần trùng với đới tách giãn Biển Đông, các hoạt động kiến tạo rất mạnh và liên tục. Khu vực này

trầm tích khá mỏng, hầu như không có các trầm tích Oligocene và vật chất hữu cơ đa số chưa trưởng thành, tầng Pliocene - Đệ Tứ cũng rất mỏng do xa nguồn cung cấp vật liệu, cũng không ngoại trừ lượng các trầm tích tro núi lửa lớn nên ít cung cấp khí hydrocarbon cho các vùng có điều kiện hình thành khí hydrate. Ngoài ra, các hoạt động động đất núi lửa khá thường xuyên nên có thể xuất hiện các khí không có hydrocarbon như CO₂, H₂S, N... Do vậy việc tìm kiếm thăm dò khí hydrate trong khu vực này còn ẩn chứa nhiều rủi ro.

4. Kết luận

Với các dấu hiệu trực tiếp cũng như so sánh với khu vực đã phát hiện khí hydrate trên thế giới và vùng biển lân cận có thể khẳng định Việt Nam có tiềm năng về khí hydrate. Trên cơ sở phân tích các điều kiện hình thành và bảo tồn khí hydrate vùng biển Việt Nam cũng như dấu hiệu trên các khu vực lân cận biển Đông có thể thấy các vùng tồn tại khí hydrate chủ yếu nằm dưới độ sâu 550m nước tương ứng với nhiệt độ đáy biển 7,5 - 7,8°C. Dựa trên tài liệu địa chấn, từ... đã xác định được 11 vùng có tiềm năng khí hydrate khác nhau trong vùng đặc quyền kinh tế (EEZ) của Việt Nam (vùng 200 hải lý). Khu vực có triển vọng khí hydrate cao gần như trùng với các trũng Đệ Tam, nơi ngoài nguồn hydrocarbon sinh vật từ các tầng nông Pliocene - Đệ Tứ có thể có một lượng lớn hydrocarbon bổ sung từ dưới sâu dịch chuyển lên phía trên, trong đó 4 vùng có triển vọng cao nhất xếp thứ tự như sau: (1) Đông Bắc Nam Côn Sơn, (2) Trung tâm Vũng Mây, (3) Trung tâm bể Phú Khánh, (4) Tây Hoàng Sa. Khu vực có triển vọng khí hydrate trung bình với đầy đủ các điều kiện hình thành khí hydrate, tuy nhiên khu vực này có thể có các rủi ro như nguồn sinh hạn

chế, có các hoạt động kiến tạo trẻ, trầm tích mịn chiếm ưu thế, có nhiều khu vực bị nâng cao... xét về phân bố tầng sinh, khu vực phía nước sâu phía Đông Nam có thể có tiềm năng cao hơn do trầm tích Pliocene - Đệ Tứ khá dày và có các trầm tích mảnh vụn đá vôi có khả năng chứa cao. Các khu vực trùng với đới tách giãn Biển Đông có triển vọng khí hydrate kém do có các hoạt động kiến tạo rất mạnh và liên tục, các lớp trầm tích khá mỏng chứa ít vật chất hữu cơ cũng như các hoạt động núi lửa thường xuyên có thể tạo các khí không phải là hydrocarbon dẫn tới tìm kiếm thăm dò khí hydrate trong khu vực này rất rủi ro. Công tác tìm kiếm thăm dò khí hydrate thời gian vừa qua còn nhiều vấn đề chưa sáng tỏ nhưng do mật độ thăm dò khí hydrate ở mức rất sơ bộ, vẫn còn những cơ hội để tiếp tục nghiên cứu định hướng triển khai công tác tìm kiếm loại tài nguyên này.

Tài liệu tham khảo

1. T.S.Collett. *Gas hydrate resources of the United States*. In Gauter, L. (Ed.), National assessment of US oil and gas resource on CD-ROM D.USGS Digital data Series 30. 1995.
2. T.S.Collett. *Energy resource potential of natural gas hydrates*. AAPG bulletin. 2002; 86(11): p. 1971 - 1992.
3. H.C.Jong, J.R.Byong, R.L.Sung. *Korea Gas Hydrate R&D Program*. 2006.
4. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về khí hydrate để xác định các dấu hiệu, tiền đề về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.
5. S.Wu, G.Zhang, Y.Huang, J.Liang, H.K.Wong. *Gas hydrate occurrence on the continental slope of the northern South China Sea*. Marine and Petroleum Geology. 2005; 22(3): p. 403 - 412.
6. Duanxin Chen, Shiguo Wu, Xiujuan Wang, Fuliang Lv. *Seismic expression of polygonal faults and its impact on fluid flow migration for gas hydrates formation in deep water of the South China Sea*. Hindawi Publishing Corporation. Journal of Geological Research. Article ID 384785. 2011.
7. M.J.R.Gee, H.S.Uy, J.Warren, C.K.Morley, J.J.Lambiase. *The Brunei slide: A giant submarine landslide on the North West Borneo Margin revealed by 3D seismic data*. Marine Geology. 2007; 246 (1): p. 9 - 23.
8. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Một số đánh giá về các yếu tố ảnh hưởng đến sự hình thành và bảo tồn khí hydrate ở Biển Đông Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí. 2016; 4: p. 24 - 34.
9. Trần Châu Giang. *Cập nhật thông tin, tìm hiểu hoạt động tìm kiếm thăm dò khai thác hydrat khí trên thế giới và dự báo tiềm năng hydrat khí ở Việt Nam*. Địa chất. 2008; 299.

Gas hydrate evidences and prospective areas in the East Sea of Vietnam

Trinh Xuan Cuong, Nguyen Manh Hung
 Nguyen Hoang Son, Ta Quang Minh
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: cuongtx@vpi.pvn.vn

Summary

Gas hydrate existence has been proven by direct and indirect data gathered in the East Sea and adjacent areas (Shenshu, North West of Hoang Sa, Blocks 129 - 132, and deep sea offshore of Brunei). Seismic data indicates clear gas hydrate evidences in many places such as the West of Hoang Sa, the Centre of Phu Khanh basin, the North East of Nam Con Son basin and the Centre of Vung May area. Available evidences show that the areas overlaying the defined Tertiary basins such as Phu Khanh, Nam Con Son and Vung May may have higher gas hydrate potential. In the studied areas, at the water depth of 550m (about 7.8°C), the methane gas hydrate may exist in the subsurface sediments. The thickness of the gas hydrate stability zone (GHSZ) in the methane gas case increases from shelf slope/higher areas (0 - 120m) toward the centre of the East Sea (up to 200m or thicker). Based on seismic and magnetic data and others, 11 areas have been defined with different gas hydrate potential in the exclusive economic zone (EEZ) of Vietnam (within 200 miles). The East Sea spreading area has the least potential, whilst other areas rank from average to high. The ranking of potential in descending order can be as follows: (1) North East of Nam Con Son basin, (2) Centre of Vung May basin, (3) Centre of Phu Khanh basin, and (4) East of Hoang Sa.

Key words: Gas hydrate, gas hydrate evidence, East Sea, gas hydrate potential, GHSZ, BSR.

NGHIÊN CỨU ĐẢM BẢO DÒNG CHẢY TRONG ĐƯỜNG ỐNG VẬN CHUYỂN DẦU KHÍ ĐA PHA KẾT NỐI MỎ NHỎ/CẬN BIÊN TỚI CÁC CÔNG TRÌNH BIỂN HIỆN HỮU BỂ CỬU LONG

TS. Nguyễn Hải An, TS. Ngô Hữu Hải, KS. Phạm Đăng Quân
 Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)
 Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Kinh nghiệm phát triển các mỏ có trữ lượng vừa và nhỏ cho thấy phương án kết nối về các trung tâm xử lý hiện hữu sẽ cho hiệu quả kinh tế cao hơn so với các phương án kết nối các mỏ với nhau (để có thể dùng chung hệ thống thiết bị gọn nhẹ/chi phí thấp) hoặc phát triển độc lập.

Nghiên cứu đảm bảo dòng chảy là một trong những nội dung quan trọng trong quá trình xây dựng và đề xuất quy hoạch tổng thể các mỏ bể Cửu Long để đánh giá hiệu quả kinh tế cùng với đảm bảo tiến độ của dự án. Nhiệm vụ của nghiên cứu này là xác định khả năng vận chuyển dòng chất lỏng tối đa, lựa chọn phương án phát triển an toàn và hiệu quả cho các mỏ cận biên thuộc bể Cửu Long.

Bài báo giới thiệu kết quả thiết kế, đánh giá các thông số và chế độ dòng chảy của hệ thống đường ống thu gom vận chuyển đa pha dầu-khí-nước trên cơ sở hệ phương trình toán học cơ bản. Mô hình mô phỏng dòng chảy đa pha đã được sử dụng trong đánh giá và lựa chọn các phương án kết nối các mỏ có lưu lượng nhỏ, các pha biến đổi nhanh theo thời gian khai thác, đồng thời điều chỉnh hợp lý các thông số khai thác theo điều kiện công nghệ và thiết bị hiện hữu tại bể Cửu Long.

Từ khóa: Đảm bảo dòng chảy, đường ống thu gom, vận chuyển, đa pha, phát triển mỏ, kết nối, mỏ nhỏ, cận biên, hệ thống xử lý.

1. Giới thiệu

Công tác thu gom và vận chuyển dầu khí giữa các công trình ngoài khơi rất phức tạp do đường ống có cả đoạn thẳng đứng và đoạn ngang với độ dài lớn; hỗn hợp chất lưu bao gồm dầu, khí và nước. Trong đường ống luôn có sự thay đổi pha từ khí - lỏng của hydrocarbon khi thay đổi điều kiện nhiệt độ và áp suất cũng như tỷ lệ của từng pha trong hỗn hợp theo thời gian khai thác của mỏ.

Nghiên cứu đảm bảo dòng chảy ngày càng đóng vai trò quan trọng trong công nghiệp khai thác dầu khí với các khả năng kiểm thử an toàn, quản lý hiệu quả quá trình vận hành và giảm thiểu chi phí cũng như thời gian lắp đặt, đặc biệt trong các phương án phát triển kết nối các mỏ nhỏ, cận biên với các công trình thiết bị dầu khí hiện hữu.

Khi nghiên cứu chi tiết chế độ dòng chảy trong đường ống vận chuyển đòi hỏi xây dựng đúng mô hình dòng chảy đa pha để biểu diễn cấu trúc dòng chất lưu trong từng đoạn ống ở các điều kiện môi trường khác nhau.

Trong các năm 2013 và 2014, Ban Phát triển Khai thác, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí đã thực hiện đề tài nghiên cứu khoa học “Nghiên cứu tổng thể các mỏ bể Cửu Long” với nhiệm vụ đánh giá tiềm năng dầu khí của các cấu tạo trong bể Cửu Long, đề xuất kế hoạch thăm

dò và thăm lượng các cấu tạo này [1]. Trên cơ sở đó báo cáo đưa ra đề xuất về phương án quy hoạch tổng thể, các phương án phát triển mỏ, đánh giá hiệu quả kinh tế các phương án, đưa ra những định hướng trong việc phát triển các tiềm năng này để góp phần tối ưu hóa chi phí đầu tư (CAPEX), chi phí vận hành (OPEX) nhằm gia tăng hiệu quả khai thác nguồn tài nguyên dầu khí.

Kết quả nghiên cứu của đề tài và kinh nghiệm phát triển các mỏ có trữ lượng vừa và nhỏ tại Việt Nam trong những năm vừa qua cho thấy phương án kết nối về các trung tâm xử lý hiện hữu sẽ cho hiệu quả kinh tế cao hơn so với phương án phát triển độc lập. Các nghiên cứu tập trung vào đánh giá về công suất dư, sản lượng khai thác và khả năng cải hoán thiết bị hiện có để phục vụ cho công tác kết nối các mỏ mới.

2. Vấn đề nghiên cứu

2.1. Quy hoạch phát triển kết nối các mỏ nhỏ/cận biên tới công trình hiện hữu

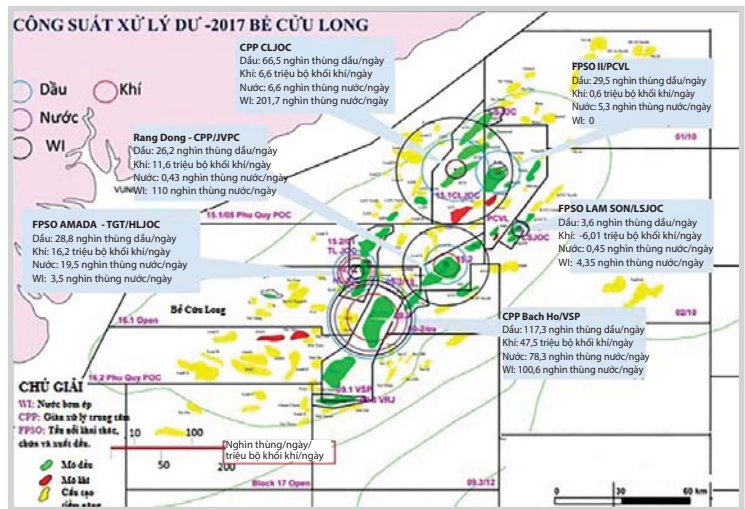
Giải pháp phát triển kết nối các mỏ nhỏ vào hệ thống thiết bị hiện hữu đã được triển khai áp dụng với mức độ an toàn và hiệu quả cao tại bể Cửu Long [2] như giàn đầu giếng Cá Ngừ Vàng kết nối về giàn công nghệ trung tâm số 3 (CPP-3) mỏ Bạch Hổ năm 2008; các giàn nhẹ RC-04 và

RC-DM thuộc mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi kết nối về giàn RC-1 thuộc hệ thống thiết bị mỏ Rồng năm 2009 và các giàn đầu giếng mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng kết nối về giàn H4-TGT thuộc hệ thống thiết bị khai thác mỏ Tê Giác Trắng năm 2013. Các kết quả này là minh chứng rõ nét cho phương án phát triển kết nối phù hợp áp dụng cho các mỏ và cấu tạo tiềm năng dầu khí thuộc loại nhỏ, cận biên nhằm mang lại hiệu quả kinh tế, tiết giảm được tổng chi phí đầu tư 453 triệu USD và 792 triệu USD tương ứng cho các dự án Cá Ngừ Vàng và Hải Sư Đen/Hải Sư Trắng so với phát triển độc lập [2]. Thành quả đạt được về giảm áp lực thu xếp vốn rất tốt, đặc biệt trong bối cảnh giá dầu đang ở mức thấp.

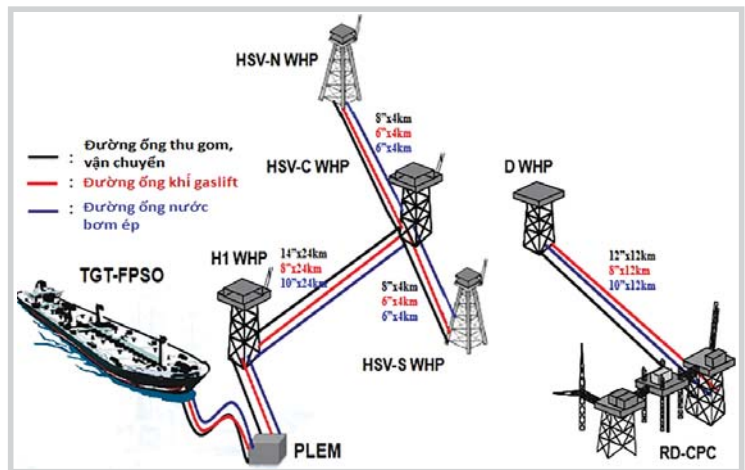
Kinh nghiệm phát triển các mỏ có trữ lượng vừa và nhỏ cho thấy phương án kết nối về các trung tâm xử lý hiện hữu sẽ cho hiệu quả kinh tế cao hơn so với phương án phát triển độc lập. Đánh giá đề xuất phát triển khai thác các cấu tạo/phát hiện tiềm năng theo hướng ưu tiên tối đa công suất dư thừa của hệ thống thiết bị sẵn có; kết nối các mỏ với nhau để có thể dùng chung hệ thống thiết bị gọn nhẹ/chi phí thấp nhằm tận thu tối đa tài nguyên dầu khí trong bể Cửu Long. Đặc biệt, phương pháp quy hoạch tuyến tính đã liên kết chặt chẽ với lý thuyết tối ưu hóa khi phân tích đánh giá thứ tự ưu tiên cũng như lộ trình thăm dò hoặc đưa các cấu tạo/phát hiện/mỏ vào phát triển trên cơ sở hệ thống thiết bị và công nghệ sẵn có.

Theo đánh giá tổng thể [2], hiện có 6 trung tâm xử lý chính ở bể Cửu Long hoàn toàn phù hợp và sẵn sàng với phương án kết nối các mỏ nhỏ/cận biên bao gồm: CLJOC (FPSO-TBVN và Sư Tử Vàng CPP), JVPC (Rạng Đông CPC), LSJOC (FPSO PTSC-Lam Sơn), Bạch Hồ CPP, cụm Rồng và HLJOC (FPSO-Bumi Armada).

Trên cơ sở kết quả đánh giá lượng dầu có khả năng thu hồi của các phát hiện và mỏ dầu khí tại bể Cửu Long, nhóm tác giả đã xác định được 33 phương án phát triển kết nối các công trình biển từ 12 lô dầu khí tới 6 trung tâm xử lý hiện hữu với tổng công suất có thể tiếp nhận xử lý thêm hàng ngày: dầu: 270 nghìn thùng; khí: 75 triệu ft³; xử lý nước khai thác: 110 nghìn thùng (Hình 1). Khoảng cách kết nối trung bình 15km, xa nhất 24km từ giàn HSV-C tới giàn H1-TGT (Hình 2).



Hình 1. Các trung tâm xử lý hiện hữu tại bể Cửu Long và công suất dư [1, 2]



Hình 2. Phương án kết nối các mỏ nhỏ tới công trình hiện hữu TGT-FPSO và RD-CPP [1]

2.2. Nghiên cứu thiết kế đường ống thu gom vận chuyển đa pha tại bể Cửu Long

Các thông số công nghệ sử dụng cho tính toán thiết kế được thu thập từ các mỏ đang khai thác lân cận có sửa đổi cho phù hợp với điều kiện chung của hệ thống đường ống. Các đường ống thu gom và vận chuyển đa pha được nghiên cứu đánh giá dựa trên các thông số bao gồm ngưỡng áp suất tại đầu vào đường ống 350psi, 600psi; chiều dài kết nối tới trung tâm xử lý 7km, 15km, 25km và 50km; lưu lượng vận chuyển chất lỏng (dầu và nước) trung bình từ các giàn đầu giếng: 7.000 thùng, 15.000 thùng và 30.000 thùng. Tính chất lưu biến của dầu và nước khai thác (Bảng 1) được thu thập và mô hình hóa theo phương trình trạng thái (EOS) từ các đối tượng sản phẩm theo điều kiện khai thác của các giàn đầu giếng.

Do dầu thô thuộc loại nhiều paraffin và có nhiệt độ đông đặc của paraffin (khoảng 60°C) cao hơn nhiều so với nhiệt độ môi trường đáy biển (22°C) [3] nên việc bọc cách nhiệt đã được đặt ra ngay trong giai đoạn thiết kế. Tuy nhiên, đặc tính của lớp bọc cách nhiệt được tính toán lựa chọn chủ yếu cho giai đoạn khai thác

Bảng 1. Tính chất lưu biến của khí, dầu và nước [3, 4]

Thông số	Sản phẩm - I	Sản phẩm - II	Sản phẩm - III
Khí đồng hành			
Tỷ suất khí/dầu (bộ khối/thùng)	1.100	1.000	420
Tỷ trọng khí	0,74	0,73	0,77
Độ nhớt khí (Cst)	0,031	0,03	0,04
Dầu tách khí			
Tỷ trọng API	35 - 42 0,821	36 - 48.1 0,831	28 - 32 0,865
Điểm chảy (°C)	36 (32 - 39)	12 - 36	3 - 36
Hàm lượng sulfur (% trọng lượng)	0,053 - 0,109	0,029 - 0,105	0,12 - 0,14
Hàm lượng sáp (% trọng lượng)	17,09 - 26,74	6,06 - 18,94	6,01 - 18,94
Điểm bắt đầu kết tinh paraffin (°C)	58 - 68	55-60	50 - 57
Độ nhớt tại 50°C (Cst)	5,14 - 13,66	3,5 - 7,08	16,6 - 19,8
Hàm lượng asphaltene (% trọng lượng)	1,26 - 4,79	0,33 - 0,59	0,79 - 5,3
Nước khai thác			
Tỷ trọng	1,103	1,038	1,024
Độ nhớt	1,56	1,49	3,35
Độ muối (mg/l NaCl)	53,4	56,2	36,6
Tổng hàm lượng khoáng hóa (mg/l)	139.720	57.660	37.040
pH	6,8	6,4	7,15

chính của từng mỏ. Với các giai đoạn khai thác sau, trong trường hợp nhiệt độ của dòng chất lưu hạ thấp hơn điểm xuất hiện paraffin, giải pháp bơm chất ức chế sẽ được triển khai theo thực tế sản xuất với từng đường ống. Từ kinh nghiệm thực tế đã triển khai tại khu vực bể Cửu Long vật liệu polyurethane được lựa chọn cho tính toán bọc ống cách nhiệt cho đường ống [2 - 4].

3. Cơ sở toán học chế độ dòng chảy khi vận chuyển đa pha

3.1. Phương trình tổng quát

Hệ phương trình Euler (Euler equations) [5] thiết lập năm 1755 được sử dụng khi tính toán thủy động lực cũng như xác định các chế độ dòng chảy trong đường ống của chất lưu nói chung, được xây dựng trên cơ sở nguyên lý bảo toàn khối lượng, bảo toàn động lượng và bảo toàn năng lượng:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \times (\partial \vec{v}) = S_m \tag{1}$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} (\rho \vec{v}) + \nabla \times (\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \rho \vec{g} + \vec{F} \tag{2}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho E) + \nabla \times (\vec{v} (\rho E + p)) = -\nabla \times (\sum_j h_j J_j) + S_h \tag{3}$$

Biến đổi hệ phương trình cho đường ống với trục hoành (x) và tọa độ cực (r) đối với (1) và (2) có: (dùng cho đơn pha)

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (\rho v_x) + \frac{\partial}{\partial r} (\rho v_r) + \frac{\rho v_r}{r} = S_m \tag{1a}$$

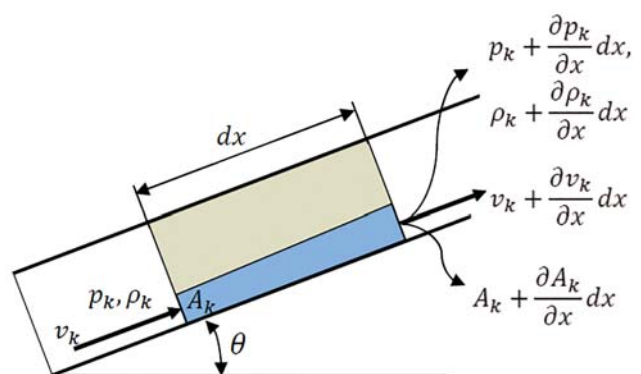
$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho v_x) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial x} (r \rho v_x v_x) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho v_r v_x) = -\frac{\partial p}{\partial x} + F_x \tag{2a}$$

và

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho v_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial x} (r \rho v_x v_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho v_r v_r) = -\frac{\partial p}{\partial r} + F_r \tag{2b}$$

3.2. Phương trình dòng chảy đa pha trong đoạn ống hữu hạn

Dòng chảy đa pha trong đoạn ống có chiều dài dx nghiêng so với phương ngang góc θ, được biểu diễn đơn giản trong Hình 3 với chất lưu giả sử bao gồm nước và hơi đang chuyển động với vận tốc của từng pha khác nhau. Dọc theo chiều dài ống, pha lỏng (nước) có thể chiếm chỗ với diện tích mặt cắt A_k thay đổi dA_k. Ngoài ra, pha lỏng còn có thể hóa hơi hoặc ngưng lại, nên thể tích cũng như ranh giới giữa các pha thay đổi theo chiều dài ống.



Hình 3. Dòng chảy đa pha trong ống có chiều dài dx

Thực tế hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí, trong đường ống thường tồn tại hỗn hợp 3 pha (dầu, nước và khí với các tỷ lệ thay đổi mạnh) có thể phân bố ở nhiều dạng khác nhau như: bọt, giọt, nút...

Các pha chuyển động tuân theo 3 phương trình: bảo toàn khối lượng, bảo toàn động năng và bảo toàn năng lượng riêng với mỗi pha.

$$\frac{\partial(\alpha_k \rho_k)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_k \rho_k v_k)}{\partial x} = \frac{m_{ki}}{Adx} + \frac{m_{kw}}{Adx} = \Gamma_{ki} + \Gamma_{kw} \quad (4)$$

$$\frac{\partial(\alpha_k \rho_k v_k)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_k \rho_k v_k^2)}{\partial x} - v \left[\frac{\partial(\alpha_k \rho_k)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_k \rho_k v_k)}{\partial x} \right] = \frac{1}{Adx} \sum F_k \quad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\alpha_k \rho_k \left(u_k + \frac{v_k^2}{2} + gz_k \right) \right] = - \frac{\partial}{\partial x} \left[\alpha_k \rho_k \left(h_k + \frac{v_k^2}{2} + gz_k \right) \right] + q_{ki} + q_{kw} + w_{ki} + w_{kw} + \Gamma_{ki} h_{ki} + \Gamma_{kw} h_{kw} \quad (6)$$

Trong đó:

q_{ki}, q_{kw} : Nhiệt truyền của đơn vị thể tích từ các pha khác và từ thành ống vào pha k đang xét;

w_{ki}, w_{kw} : Chuyển đổi công của đơn vị thể tích từ các pha khác và từ bên ngoài vào pha k đang xét;

Γ_{ki}, Γ_{kw} : Chuyển khối của đơn vị thể tích từ các pha khác và từ nguồn khác vào pha k;

h_{ki} và h_{kw} : Thế enthalpy của phân tử;

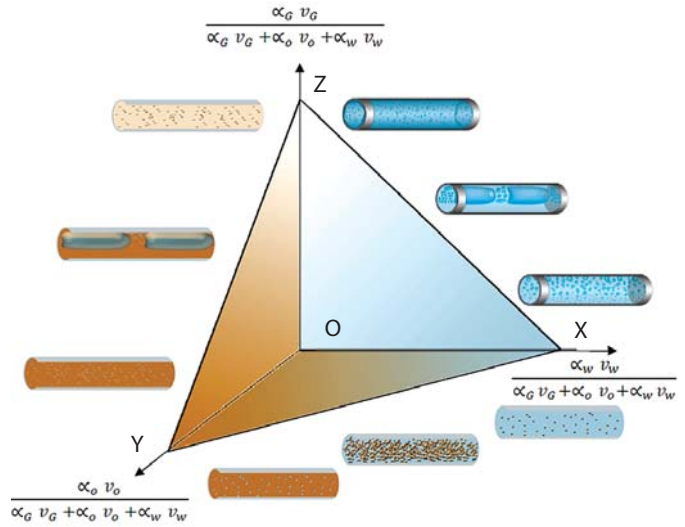
Γ (kg/s.m³): Chuyển khối trên một đơn vị thể tích theo thời gian vào pha k.

$$\Gamma_{ki} = \left\{ \left(\frac{\partial \alpha_{mk}}{\partial p} \right)_T \left[\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_x + \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_t v_k \right] + \left(\frac{\partial \alpha_{mk}}{\partial T} \right)_p \left[\left(\frac{\partial T}{\partial t} \right)_x + \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)_t v_k \right] \right\} \sum_{i=1}^N \alpha_i \rho_i \quad (7)$$

Các đạo hàm từng phần trong phương trình (7) biểu diễn tính chất của chất lưu theo áp suất và nhiệt độ. Các tính chất này có thể tra bảng hoặc sử dụng phương trình trạng thái (EOS).

3.3. Phương trình dòng chảy 3 pha: các chế độ dòng chảy hỗn hợp dầu-khí-nước

Năm 2013, Ove Bratland [5] tổng kết và đưa ra sơ



Hình 4. Biểu đồ dòng chảy của hỗn hợp dầu-khí-nước trong đoạn ống nằm ngang [5]

đồ chế độ dòng chảy của hỗn hợp dầu-khí-nước trong đoạn ống nằm ngang (Hình 4).

Biểu đồ bao gồm 3 trục đại diện cho mỗi pha trong hỗn hợp. Trục thẳng đứng biểu diễn tỷ phần tốc độ bề mặt của pha khí: giá trị được định nghĩa $v_g = 1$ khi chỉ có pha khí chảy trong ống và $v_g = 0$ khi hoàn toàn không có pha khí trong ống - nghĩa là chỉ có chất lỏng dầu/nước hoặc hỗn hợp dầu-nước (mặt phẳng XOY). Tương tự như vậy, khi không có nước trong hỗn hợp, điểm làm việc sẽ nằm trong mặt phẳng khí-dầu; hoặc khi không có dầu thì điểm làm việc sẽ trong mặt phẳng khí-nước. Trong trường hợp tổng quát với hỗn hợp dầu-khí-nước, điểm làm việc sẽ nằm trong diện tích tam giác tương ứng với 3 pha - XYZ.

Giả thiết đoạn ống dẫn trong điều kiện đẳng nhiệt, hệ phương trình bao gồm:

- Bảo toàn khối lượng đối với từng pha:

$$\frac{\partial(\alpha_g \rho_g)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_g \rho_g v_g)}{\partial x} = 0 \quad (8)$$

$$\frac{\partial(\alpha_o \rho_o)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_o \rho_o v_o)}{\partial x} = 0 \quad (9)$$

$$\frac{\partial(\alpha_w \rho_w)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_w \rho_w v_w)}{\partial x} = 0 \quad (10)$$

- Bảo toàn động lực đối với từng pha:

$$\frac{\partial(\alpha_g \rho_g v_g)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_g \rho_g v_g^2)}{\partial x} = -\alpha_g \frac{\partial p_g}{\partial x} + (R_{gi} + R_{gw}) - \alpha_g \rho_g g \sin \theta \quad (11)$$

$$\frac{\partial(\alpha_o \rho_o v_o)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_o \rho_o v_o^2)}{\partial x} = -\alpha_o \frac{\partial p_o}{\partial x} + (R_{oi} + R_{ow}) - \alpha_o \rho_o g \sin \theta \quad (12)$$

$$\frac{\partial(\alpha_w \rho_w v_w)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha_w \rho_w v_w^2)}{\partial x} \quad (13)$$

$$= -\alpha_w \frac{\partial p_w}{\partial x} + (R_{wi} + R_{ww}) - \alpha_w \rho_w g \sin \theta$$

- Các phương trình biểu diễn tỷ trọng theo áp suất và nhiệt độ:

$$\rho_G = \rho_G(p, T) \quad (14)$$

$$\rho_O = \rho_O(p, T) \quad (15)$$

$$\rho_W = \rho_W(p, T) \quad (16)$$

- Ngoài ra, phương trình tỷ phần các pha trong đoạn ống:

$$\alpha_G + \alpha_O + \alpha_W = 1 \quad (17)$$

Giải hệ 10 phương trình (từ phương trình (8) đến phương trình (17)) để có được giá trị 10 biến số cần tìm đối với đoạn ống dx. Trong thực tế khi tính toán cả đường ống trong điều kiện bất đẳng nhiệt, giá trị áp suất là hàm ẩn nên cần phải có phương trình suy giảm áp suất cũng như tính toán trao đổi nhiệt với môi trường dọc theo đường ống để có thể áp dụng vào phương trình (14), (15) và (16).

4. Kết quả thiết kế

4.1. Phần mềm sử dụng

Sử dụng phần mềm OLGA để xây dựng và đánh giá các mô hình dòng chảy đa pha trong hệ thống đường ống thu gom kết hợp với vận chuyển ngầm dưới đáy biển ở bể Cửu Long trên cơ sở hệ phương trình toán học (8) - (17) [6]. Đây là công cụ đáp ứng được mọi yêu cầu về mô phỏng dòng chảy có sự biến đổi pha cũng như sự thay đổi cấu trúc dòng chảy theo thời gian (chế độ chuyển tiếp). Đối với giải pháp số hóa, các đường ống cần phải được phân chia thành đoạn ngắn và giải bằng các phương pháp hữu hạn theo từng bước thời gian. Mặc dù được giả thiết tổng các thành phần chất lưu là không thay đổi trong một đoạn ống, phần mềm có khả năng tính toán và xác định

đặc tính của các pha khí và lỏng (dầu/nước) liên tục theo thời gian và các điều kiện môi trường. Quá trình biến đổi pha lỏng - khí được mô phỏng nhờ triển khai chuỗi Taylor đối với cân bằng khối lượng của pha khí khi điều kiện áp suất và nhiệt độ thay đổi. Ngoài ra, các mô hình được mô phỏng đầy đủ các thông số đường ống như: địa hình; các đoạn ống đứng, ngang; các lớp cách nhiệt; truyền/trao đổi nhiệt; đóng mở các van cũng như thay đổi lưu lượng chất lưu vận chuyển.

4.2. Sơ bộ về kết quả lựa chọn kích thước đường ống

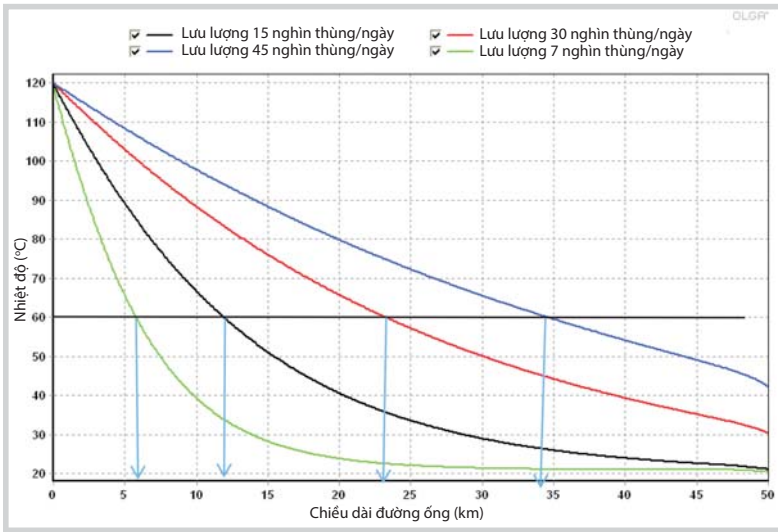
Các đường ống thu gom - vận chuyển được thiết kế kế tuân thủ theo tiêu chuẩn API 5L: specification for line pipe [5] nhằm đảm bảo làm việc an toàn, ổn định trong suốt thời gian khai thác các mỏ và dựa trên cơ sở dự báo về lưu lượng chất lưu, biểu đồ hàm lượng nước trong dòng sản phẩm theo thời gian, khoảng cách kết nối giữa các công trình biển và áp suất yêu cầu của hệ thống xử lý. Kết quả tính toán và đánh giá đường kính cho các đường ống thu gom - vận chuyển đa pha cho các dự án kết nối mỏ (Bảng 2).

4.3. Kết quả phân tích nhiệt độ trong đường ống

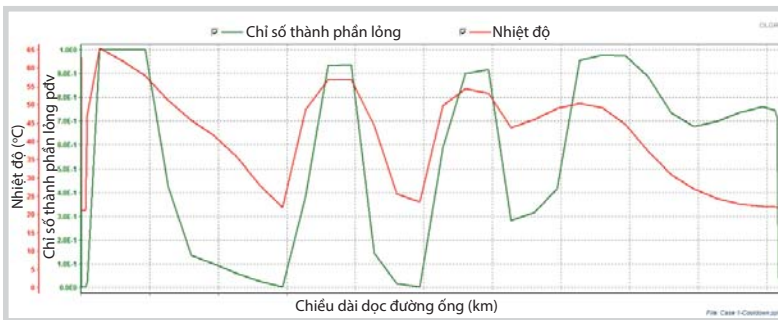
Nhiệt độ môi trường đáy biển khu vực bể Cửu Long khoảng 22°C ở độ sâu mực nước 50 - 55m. Với nhiệt độ dòng sản phẩm trước khi đưa vào đường ống khoảng 80 - 120°C, các đường ống đều phải thiết kế có bọc vật liệu cách nhiệt để có thể bảo ôn trên giá trị nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin (trung bình 60°C). Biểu đồ nhiệt độ dọc theo chiều dài ống đã được xây dựng và đánh giá với các điều kiện lớp cách nhiệt khác nhau (U = 1,7; U = 1,1 và U = 0,7 Btu/hr-ft² °F) và lưu lượng vận chuyển chất lưu thay đổi từ 7.000 - 30.000 thùng/ngày. Hầu hết các mỏ và cấu tạo chưa phát triển tại bể Cửu Long đều thuộc loại nhỏ hoặc cận biên với sản lượng dầu không cao, nước và khí xuất hiện sớm và tăng nhanh. Kinh nghiệm cho thấy lớp bọc cách nhiệt có giá trị U = 1,7 Btu/hr-ft² °F thường được chọn để thiết kế đường ống cho giai đoạn khai thác ban

Bảng 2. Kết quả tính toán đường kính ống thu gom vận chuyển

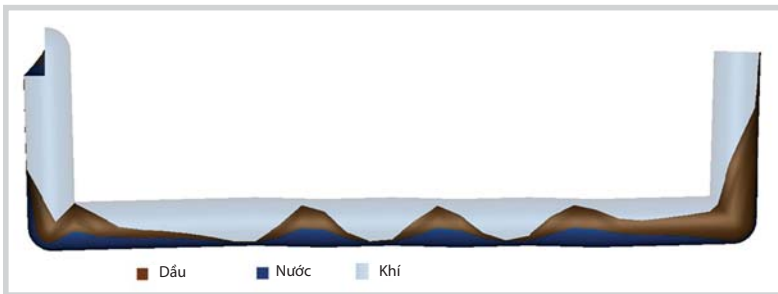
Ngưỡng áp suất đầu vào (psi)	Tổng lưu lượng chất lưu (thùng/ngày)	Đường kính định danh - OD (inch)			
		7 km	15km	25km	50km
350	7.000	10	10	12	14
	15.000	12	14	14	16
	30.000	16	18	18	20
	45.000	18	20	22	24
600	7.000	8	8	10	12
	15.000	10	12	12	14
	30.000	12	14	16	16
	45.000	14	16	18	22



Hình 5. Phân bố nhiệt độ dọc đường ống với các cấp lưu lượng vận chuyển



Hình 6. Chỉ số thành phần lỏng trong ống và phân bố nhiệt độ



Hình 7. Cấu trúc dòng chảy trong đường ống (dầu, khí và nước)

dầu, sau đó sẽ sử dụng bơm chất giảm nhiệt độ đông đặc trong trường hợp nhiệt độ thấp hoặc để phòng việc phải dừng bơm có thể làm tăng áp suất khởi động lại.

4.4. Kết quả phân tích thời gian dừng và áp suất khởi động lại

Mục đích của việc phân tích không chỉ xác định thời gian cho phép đường ống dừng bao nhiêu lâu mà còn xác định áp suất khi khởi động lại. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả lựa chọn đường ống 15km để phân tích điển hình. Phương pháp phân tích sử dụng phần mềm mô phỏng OLGA xác định thời gian dừng và chiều dài chất lỏng chiếm trong ống khi dừng đường ống (tỷ lệ hold up). Kết quả phân tích cho thấy tồn tại các nút khí và lỏng với thể tích khác nhau phân bố dọc theo đoạn ngang của đường ống.

5. Kết luận

Giải pháp phát triển kết nối các mỏ nhỏ vào hệ thống thiết bị sẵn có ở lân cận đã được triển khai áp dụng và được khẳng định mức độ an toàn, đạt hiệu quả cao. Trong tương lai, đây sẽ là hướng phát triển chính, mang tính chủ đạo đối với các mỏ nhỏ, cận biên ở bể Cửu Long, nơi có các cụm thiết bị công nghệ đủ khả năng kết nối và xử lý sản phẩm dầu và khí. Nghiên cứu dòng chảy cho các phương án là một trong những nội dung quan trọng trong quá trình thực hiện nghiên cứu kết nối mỏ, với mục đích xác định khả năng vận chuyển dòng chất lỏng đa pha (dầu-khí-nước) để lựa chọn phương án phát triển an toàn, hiệu quả cho các mỏ cận biên.

Hệ thống đường ống thu gom vận chuyển phục vụ kết nối các mỏ nhỏ/cận biên phù hợp điều kiện bể Cửu Long đã được phân tích đánh giá một cách đồng bộ với những đánh giá như sau:

- Đường kính của hệ thống đường ống được tối ưu trên cơ sở lưu lượng vận chuyển và tổn hao áp suất từ các giàn đầu giếng tới trung tâm xử lý;
- Chiều dài tối đa không vượt quá 25km (nếu vận chuyển dưới 30.000 thùng dầu/ngày) và không vượt quá 30km (nếu vận chuyển với lưu lượng trên 30.000 thùng dầu/ngày) để đảm bảo nhiệt độ trong đường ống luôn trên nhiệt độ tạo sáp 5°C;
- Trong quá trình vận hành đường ống cần phải có bơm hóa phẩm chuyên dụng để giảm giá trị áp suất khởi động đường ống và áp suất khi khởi động lại hệ thống sau khi ngừng khai thác (hoặc cần phải có các giải pháp khác phù hợp với từng điều kiện của mỗi dự án);
- Hiện tượng dòng chảy nút lỏng (liquid slugging) đã được phân tích và tính toán thể tích các nút để tiến tới kiểm soát được các nút này bằng thông số đầu vào khi cải hoán bình tách tại nơi tiếp nhận sản phẩm xử lý.

KÝ HIỆU VÀ CHỮ VIẾT TẮT:**Chỉ số:**

- G: Pha khí
- O: Pha dầu
- W: Pha nước
- t: Thời điểm t
- x: Điểm dọc đường ống

Ký hiệu:

- T: Nhiệt độ tuyệt đối (K)
- P, p: Áp suất (Pa)
- U: Hệ số truyền nhiệt (W/m^2K)
- R: Hệ số ma sát giữa các pha (N/m^3)
- v: Vận tốc dòng chảy (m/s)
- α : Tỷ phần theo thể tích (p.đ.v)
- ρ : Trọng lượng riêng (kg/m^3)
- g: Gia tốc trọng trường (g/s^2)

Tài liệu tham khảo

1. Vũ Minh Đức và nnk. *Nghiên cứu quy hoạch tổng thể các mỏ dầu khí bể Cửu Long*. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí. 2014.
2. Ngô Hữu Hải và nnk. *Phát triển khai thác tối ưu các mỏ và các cấu tạo/phát hiện dầu khí tại bể Cửu Long*. Công trình khoa học công nghệ. Petrovietnam. 2015.
3. Từ Thành Nghĩa và nnk. *Những khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 5: trang 20 - 25.
4. Phùng Đình Thực và nnk. *Kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với mỏ Bạch Hổ, kinh nghiệm kết nối mỏ nhỏ với cơ sở hạ tầng của các mỏ dầu hiện hữu*. Tạp chí Dầu khí. 2016; 2: trang 28 - 32.
5. Ove Bratland. *Pipe Flow 2: Multi-phase flow assurance*. 2013.
6. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí và 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.

Flow assurance study for tie-in multiphase pipeline from marginal fields to existing facilities in Cuu Long basin

Nguyen Hai An, Ngo Huu Hai, Pham Dang Quan

Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

Experiences in developing oil fields with moderate and small reserves show that the development option of tie-in to existing processing facilities brings higher economic efficiency compared to joint development option (to share minimal/low investment cost processing facilities) or standalone development.

Flow assurance study is one of the important items performed during the establishment and proposal of Marginal Field Development Strategy for Cuu Long basin, with the purpose of evaluating economic efficiency and assuring the project execution schedule. The scope of the study is to determine the maximum liquid transport capacity of flowlines and select a safe and effective development option for the marginal fields located in Cuu Long basin.

The article presents the results of designing and evaluating flow parameters and flow regimes of multiphase (oil-gas-water) gathering-exporting pipeline system based on basic mathematical equations. The simulation model of multiphase flow has been utilised in the evaluation and selection of tie-in options for small reserve fields, and production parameters were adjusted to align with actual production conditions and technologies of existing facilities in Cuu Long basin.

Key words: Flow assurance, flowlines, transportation, multiphase, field development, tie-in, small fields, marginal fields, processing facility.

SINH ĐỊA TẦNG TRẦM TÍCH CARBONATE HỆ TẦNG TRI TÔN, NAM BỂ SÔNG HỒNG

ThS. Nguyễn Xuân Phong¹, PGS.TS. Nguyễn Ngọc²
TS. Cù Minh Hoàng¹, PGS. TS. Lê Hải An³, TS. Hoàng Ngọc Đang¹

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Bảo Tàng Thiên nhiên Việt Nam, Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam

³Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Email: phongnx@pvep.com.vn

Tóm tắt

Hệ tầng trầm tích carbonate Tri Tôn (Nam bể Sông Hồng) được cấu tạo chủ yếu từ di tích khung xương của các nhóm hóa thạch khác nhau như tảo đỏ (Rhodophyta), san hô (Coralla), huệ biển (Crinoidea), động vật dạng rêu (Bryozoa), trùng lỗ kích thước lớn sống đáy (Larger Foraminifera - LF). Trong đó, nhóm trùng lỗ kích thước lớn có ý nghĩa quan trọng cả về tạo đá và tuổi địa tầng. Ngoài ra, sự có mặt tương đối phong phú đại biểu của các giống trùng lỗ kích thước lớn là bằng chứng để xác định môi trường lắng đọng trầm tích biển nông, ấm áp, nước sạch trong suốt, tương đối yên tĩnh nên ánh sáng có thể xuyên qua tới đáy, năng lượng thấp thuận tiện cho sự phát triển của các sinh vật tạo rạn. Bài viết này giới thiệu việc sử dụng nhóm trùng lỗ kích thước lớn để xác định tuổi địa tầng và môi trường lắng đọng của trầm tích carbonate Tri Tôn, Nam bể Sông Hồng.

Từ khóa: Trùng lỗ kích thước lớn, sinh địa tầng, carbonate Tri Tôn, Nam bể Sông Hồng.

1. Tài liệu thực tế và phương pháp nghiên cứu

1.1. Tài liệu thực tế

37 mẫu lát mỏng đá vôi của các giếng khoan GK-1, GK-2, GK-3 và kết quả phân tích cổ sinh của một số giếng khoan khác trong khu vực nghiên cứu.

1.2. Phương pháp nghiên cứu

Để giải quyết các vấn đề về sinh địa tầng các thành tạo trầm tích đá vôi nghiên cứu, bài viết sử dụng phương pháp phân tích vi cổ sinh (vi cổ sinh địa tầng - Microbiostratigraphy hay gọi tắt là sinh địa tầng - Biostratigraphy) nhóm hóa thạch LF. Về kích thước, trùng lỗ (Foraminifera) gồm hai nhóm: nhóm trùng lỗ có kích thước lớn (Larger Foraminifera) có kích thước đường kính vỏ từ 2mm đến vài cm và nhóm trùng lỗ có kích thước nhỏ (Smaller Foraminifera) có kích thước đường kính vỏ từ vài chục µm đến 2mm; về phương thức sống, trùng lỗ gồm hai nhóm sinh thái chính là sống đáy (Benthic Foraminifera) và sống phù du trôi nổi (Planktonic Foraminifera). Trong đó trùng lỗ kích thước lớn thuộc nhóm sống đáy; về phương diện định tuổi, nhóm sống đáy có ý nghĩa lớn hơn vì được xem là tại chỗ. Phương pháp nghiên cứu nhóm hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn, sống đáy chủ yếu sử dụng các dạng hóa thạch đặc trưng, chỉ đạo địa tầng (Index fossils hay Stratigraphic markers) [1 - 14].

Để giải quyết các vấn đề môi trường trầm tích, nhóm tác giả sử dụng phương pháp sinh thái - cổ sinh thái (Ecology hay Paleoecology) của hóa thạch [15]. Phương

pháp này chủ yếu sử dụng các dạng hóa thạch chỉ thị môi trường (environmental indicators), cụ thể, là các sinh vật đặc trưng cho các môi trường biển nông hay biển sâu, các sinh vật biển nông ven bờ, gần bờ hay biển nông xa bờ (biển khơi), sinh vật nước mặn hay sinh vật nước lợ...

2. Đặc điểm địa chất trầm tích carbonate Miocene giữa, hệ tầng Tri Tôn

2.1. Đặc điểm kiến tạo

Đặc điểm quan trọng trong lịch sử phát triển kiến tạo giai đoạn Cenozoic ở Đông Nam Á nói chung và Việt Nam nói riêng là sự hình thành và phát triển của các bể chứa dầu khí. Mặc dù được hình thành trên những đơn vị kiến tạo khác nhau, với nguồn gốc và đặc điểm địa động lực khác nhau nhưng chu kỳ phát triển lớn của chúng có tính tương đồng rõ rệt. Vào thời kỳ Miocene sớm (25 - 17 triệu năm trước), sự sụt rift chấm dứt trong các bể trước và sau cung Sumatra, Đông Java, Nam Borneo trên miền cấu trúc Sibumasu. Riêng ở một số bể nội lục, cận các đới khâu trên miền cấu trúc Đông Dương và Việt Trung, sự sụt rift vẫn tiếp tục nhưng cường độ yếu đi, tạo thời kỳ phát triển rift muộn trong các bể này [16]. Chuyển động kiến tạo Miocene sớm đặc trưng bởi hoạt động giãn đáy và tiếp tục mở rộng Biển Đông do giảm nhiệt, kèm theo sự dâng cao mực nước biển đã gây nên hiện tượng biển tiến trên tất cả các trũng Paleogene hình thành ven Biển Đông. Điều kiện biển phát triển trên phần lớn các bể trước và sau cung và ở các bể rìa Đông vi mảng Đông Dương tạo

phức hệ trầm tích carbonate và san hô ám tiêu phát triển rất đặc trưng trong đó có carbonate của thành hệ Tri Tôn, Nam bể Sông Hồng.

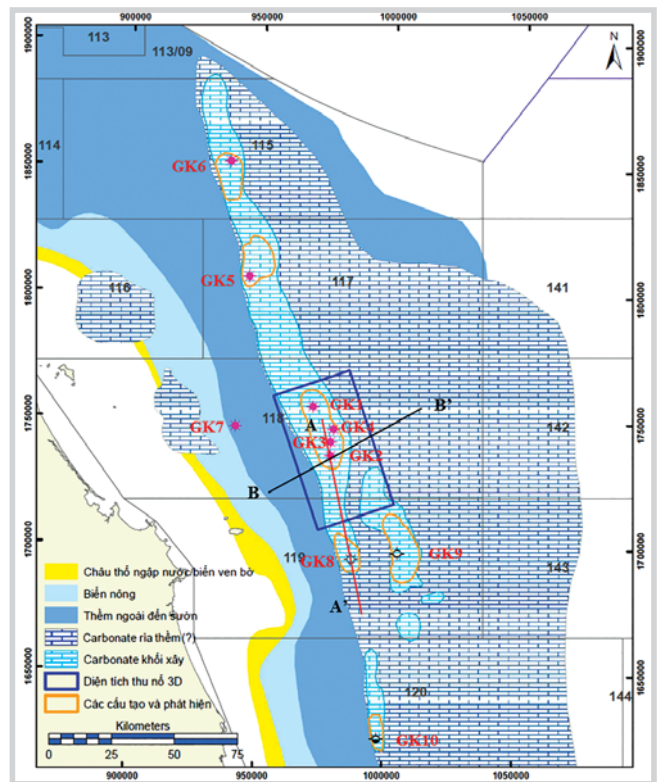
Đới nâng Tri Tôn là đới nhô cao được hình thành kế thừa trên địa hình móng nâng cổ trước Cenozoic ở phía Nam bể Sông Hồng, phủ trực tiếp trên móng là trầm tích vụn Oligocene, đá vôi nền (Platform carbonate) và khối xây carbonate - ám tiêu san hô (carbonate build up/reefal carbonate).

2.2. Đặc điểm địa tầng - trầm tích

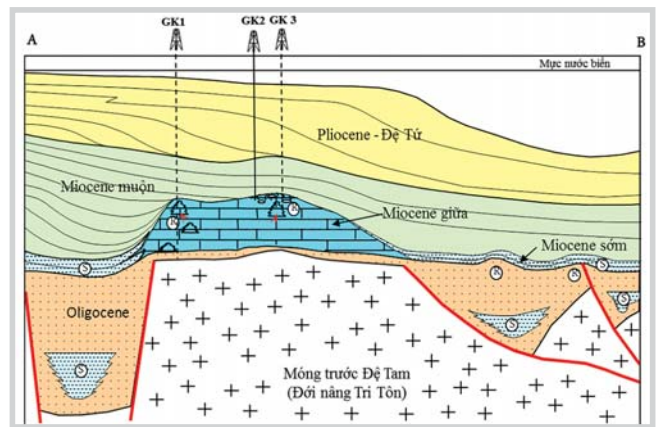
Kết quả công tác thăm dò thăm lượng cho thấy trầm tích carbonate phát triển rộng khắp trên đới nâng Tri Tôn có chiều dày từ 300 - 1.000m, chiều dài khoảng hơn 500km, phát triển rộng nhất và cao nhất ở các Lô 121-120, kéo dài qua các Lô 117-118-119 thì thu nhỏ dần và chìm dần về phía Lô 113 (Hình 1 và 2).

Tầng đá vôi phân bố trên địa lũy Tri Tôn ban đầu được xếp vào Miocene sớm - giữa dựa vào hóa đá, bao gồm các tập đá vôi bên trên và dolomite bên dưới. Các nghiên cứu gần đây đã phân chia phần dolomite có tuổi Miocene sớm được xếp vào hệ tầng Sông Hương. Phần đá vôi bên trên nằm chính hợp trên các trầm tích hệ tầng Sông Hương có tuổi Miocene giữa được đặt tên là hệ tầng Tri Tôn, theo tên của đới nâng Tri Tôn (Hình 3). Đá vôi có màu trắng, xám sáng, vàng sẫm, nâu, xám tối. Đá có độ cứng trung bình, đôi chỗ rắn chắc. Cấu trúc thường dạng khối, ít phân lớp, kiến trúc vi kết tinh đến ẩn tinh, một số nơi tái kết tinh. Đây là các thành tạo đá vôi sinh vật và vụn sinh vật với thành phần chủ yếu là khung xương của vỏ sinh vật các giống loài khác nhau như tảo, san hô, huệ biển, động vật dạng rêu, trùng lỗ sống đáy. Trên cơ sở kiến trúc hạt theo phân loại của Dunham (năm 1962) và tỷ lệ tương đối giữa các hợp phần tạo đá theo phân loại của Folker (năm 1974) và kết hợp với phân loại tương vi cổ sinh [17] các đá vôi này được chia thành các vi tương đá vôi trùng lỗ (Foram packstone), đá vôi san hô (Coral packstone), đá vôi tảo đồ (Rhodolith Grainstone).

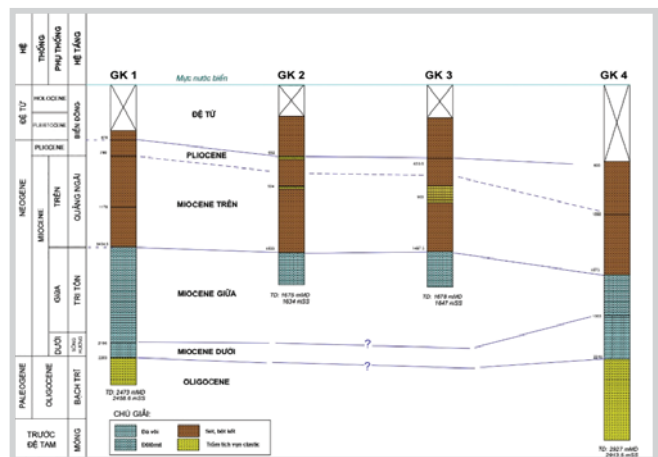
Nghiên cứu ghi nhận được đá đã trải qua các quá trình biến đổi thứ sinh khá mạnh mẽ như rửa lửa, hòa tan, nén ép, nứt nẻ, tái kết tinh, dolomite hóa. Đặc biệt có các pha xi măng khác nhau, xi măng lấp đầy và dolomite hóa cũng tăng theo chiều sâu. Quá trình biến đổi thứ sinh này đã tạo ra các loại độ rỗng khác nhau như độ rỗng giữa hạt, độ rỗng trong hạt, độ rỗng kết tinh, độ rỗng nứt nẻ. Nhưng nhìn chung độ rỗng giảm theo chiều sâu do xi măng gắn kết và các vật liệu thứ sinh lấp đầy lỗ rỗng.



Hình 1. Khu vực nghiên cứu và phân bố đá vôi Tri Tôn, Nam bể Sông Hồng



Hình 2. Mặt cắt địa chất ngang khu vực nghiên cứu



Hình 3. Phân chia và liên kết địa tầng qua các giếng khoan khu vực nghiên cứu

Mức độ bảo toàn của vỏ sinh vật cũng như cấu trúc bên trong của chúng cho phép xác định được đến các giống loài làm cơ sở xác định tuổi cũng như môi trường lắng đọng trầm tích (Bảng 2).

3. Sinh địa tầng trầm tích Miocene giữa hệ tầng Tri Tôn khu vực nghiên cứu

3.1. Đặc điểm cổ sinh

Tổng hợp tài liệu phân tích cổ sinh của các giếng khoan ở khu vực nghiên cứu cho thấy hóa thạch cổ sinh vật khá đa dạng về thành phần phân loại, chúng thuộc nhiều nhóm khác nhau như: ngành trùng lỗ (Foraminifera, gọi tắt là Foram, kể cả các nhóm có kích thước lớn và kích thước nhỏ), san hô (Coralla thuộc ngành sợi chích - Cnidaria), huệ biển (Crinoidea thuộc ngành da gai - Echinodermata), động vật dạng rêu (Bryozoa), tảo đỏ (ngành thực vật bậc thấp - Rhodophyta), tảo lục (ngành Chlorophyta)... Trong đó, phong phú hơn cả (về số lượng cá thể) là trùng lỗ sống đáy kích thước lớn. Đây là nhóm hóa thạch chính để giải quyết các vấn đề địa tầng trầm tích nói chung (xác định tuổi trầm tích, phân chia và liên hệ mặt cắt địa chất các giếng khoan).

3.2. Hóa thạch trùng lỗ sống đáy kích thước lớn là nhóm động vật nguyên sinh, cơ thể chúng chỉ có một tế bào gồm nguyên sinh chất và một hoặc một số nhân nằm trong vỏ cứng cấu tạo bằng chất vôi được phân chia thành nhiều phòng bởi các vách ngăn và thường được bảo tồn tốt trong các lớp đất đá (đặc biệt là đá vôi) nên có thể nghiên cứu được dễ dàng [18, 19]. Tuy kích thước vỏ của chúng chỉ từ 2mm đến vài cm, nhưng vì số lượng cá thể đông (và rất đông - mật độ lớn) do quá trình sinh sản và phát triển nhanh, có đời sống cộng sinh với các sinh vật khác (các loại tảo) nên có vai trò quan trọng trong việc thành tạo trầm tích carbonate [4]. Trong lịch sử phát triển địa chất, nhóm sinh vật này có tốc độ tiến hóa tương đối nhanh từ dạng này sang dạng khác tạo nên các hóa thạch có giá trị như các cột mốc thời gian ở các mức địa tầng khác nhau nên được coi như các hóa thạch đặc trưng, chỉ đạo địa tầng [4]. Vì thế chúng có ý nghĩa quan trọng trong việc xác định tuổi địa chất tương đối của các lớp đất đá, phân chia địa tầng các mặt cắt địa chất và liên kết chúng.

- Thành phần phân loại: Trong mặt cắt địa chất hệ tầng Tri Tôn ở các giếng khoan của khu vực nghiên cứu, trùng lỗ kích thước lớn tuy không đa dạng về thành phần giống loài, nhưng khá phong phú về số

lượng cá thể và được bảo tồn khá tốt. Phát triển ưu thế là đại biểu của các giống, phụ giống *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*), *Amphistegina*, *Heterostegina*, *Cyclocypeus*, *Katacyclopeus*, kém phát triển là các giống *Flosculinella*, *Sphaerogypsina*, *Miogypsina*, *Austrotrillina*, nhóm *Miliolids*... (thành phần giống loài được thể hiện trong Bảng 2, Hình 4 và 5).

Cùng đi với trùng lỗ kích thước lớn còn có một số dạng trùng lỗ kích thước nhỏ rất nghèo nàn và đơn điệu như *Globigerinoides trilobus*, *Globorotalia* sp. - đây là những dạng cơ hội trôi dạt từ ngoài khơi tới các vùng biển nông của các ám tiêu rong tảo vôi, san hô nên không có ý nghĩa về mặt giải mã môi trường trầm tích.

- Phân bố và ý nghĩa địa tầng của hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn: Trong các mặt cắt địa chất, hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn phân bố tuy không đồng đều về số lượng cá thể và thành phần phân loại ở các độ sâu khác nhau, nhưng tương đối liên tục nên có thể theo dõi được sự phát triển (biến đổi) của chúng theo thời gian giúp cho việc giải quyết các nhiệm vụ về phân chia, liên hệ địa tầng, xác định tuổi và môi trường trầm tích chứa chúng được thuận tiện.

Kết quả nghiên cứu cho thấy trong mặt cắt hệ tầng Tri Tôn có các nhóm hóa thạch chính như Bảng 1 và 2.

- Nhóm phân bố địa tầng rộng (mũi tên màu đen, Bảng 1) xuyên suốt từ trước Miocene đến Miocene trên và cao hơn nữa (1);

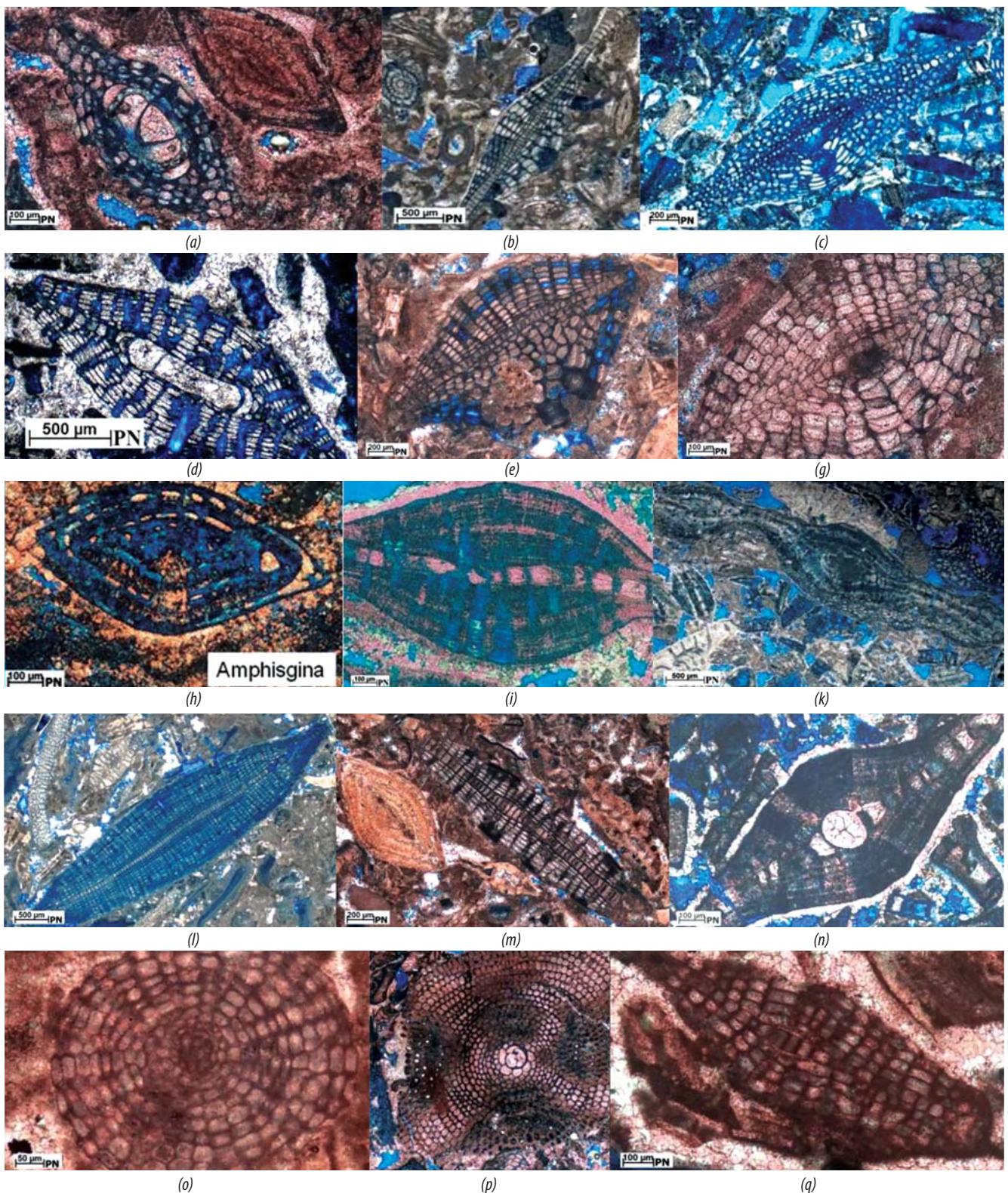
- Nhóm phân bố địa tầng hạn chế (mũi tên màu xanh lá cây, Bảng 1) từ trước Miocene nhưng kết thúc ở các mức địa tầng khác nhau trong Miocene (2);

- Nhóm xuất hiện từ các mức địa tầng khác nhau trong Miocene giữa (mũi tên màu xanh nước biển, Bảng 1) và tiếp tục tồn tại ở các mức địa tầng cao hơn (3);

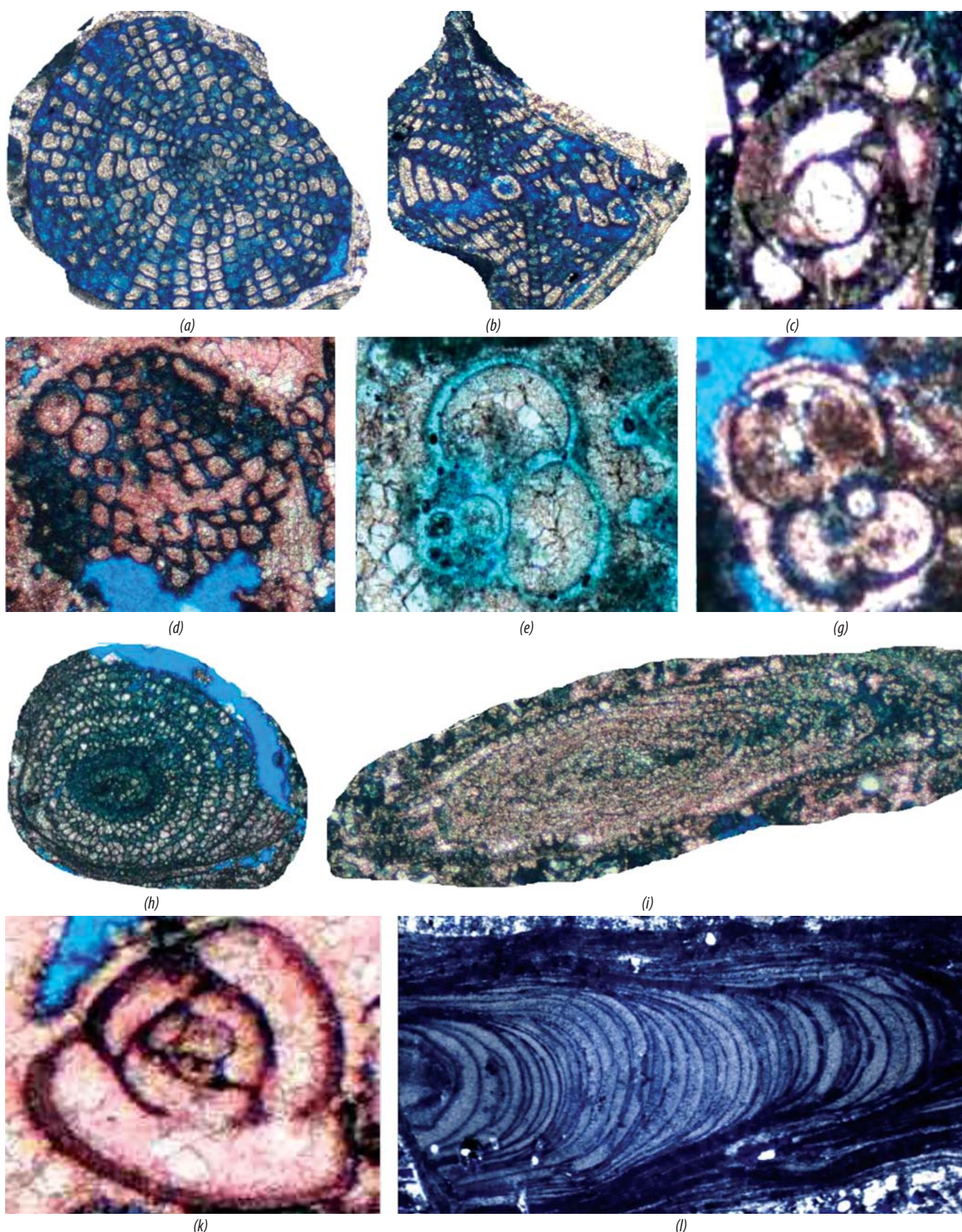
- Nhóm phân bố địa tầng hẹp (mũi tên màu đỏ, Bảng 1) xuất hiện và kết thúc ở các mức địa tầng khác nhau trong Miocene nói chung và trong Miocene giữa nói riêng (4).

Trong đó, nhóm (1) hầu như không có ý nghĩa địa tầng nhưng là những hóa thạch chỉ thị môi trường trầm tích biển nông, 3 nhóm sau là những nhóm quan trọng và có ý nghĩa khác nhau. Cụ thể:

- Nhóm hóa thạch (2), (3) và (4) là cơ sở để khẳng định tuổi Miocene giữa của trầm tích hệ tầng Tri Tôn. Sự vắng mặt của các giống *Miogypsina*, *Lepidocyclina* và phụ giống *Lepidocyclina* (*Lepidocyclina*) trong hệ tầng này cho phép định tuổi của nó không cổ hơn Miocene giữa (vì các giống trên tuyệt chủng trong Miocene sớm và tồn tại đến ranh giới Miocene dưới/Miocene giữa); hay sự tuyệt chủng



Hình 4. (a) *Amphistegina* sp. (trên), *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) sp. 1 (dưới) mẫu GK-3X, độ sâu 1504,54m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (b) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) sp. 2, GK-3X, độ sâu 1506,04m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (c) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) ex gr. *sumatrensis* (Brady), GK-3X, độ sâu 1557,71m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (d) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) ex gr. *sumatrensis* (Brady), GK-3X, độ sâu 1506,29m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (e) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) *japonica* Yabe, GK-3X, độ sâu 1504m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (g) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) *japonica* Yabe, GK-3X, độ sâu 1507,6m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (h) *Amphistegina* sp. GK-3X, độ sâu 1528,91m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (i) *Operculina* sp.2 GK-3X, độ sâu 1557,26m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (k) *Katacycloclypeus annulatus* (Martin), GK-3X, độ sâu 1536,05m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (l) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) cf. *volucris* Scheffen, GK-3X, độ sâu 1504m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (m) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) cf. *volucris* Scheffen (trên), *Amphistegina* sp. (dưới), GK-3X, độ sâu 1504,5m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (n) *Operculina* sp. GK-3X, độ sâu 1522,75m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (o) *Sphaerogypsina* sp. GK-3X, độ sâu 1506,29m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (p) *Cycloclypeus* sp. GK-3X, độ sâu 1521,77m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (q) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) sp. 1; GK-3X, độ sâu 1503,35m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa



Hình 5. (a) *Sphaerogypsina globulla* (Reuss), GK-3X, độ sâu 1561,54m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (b) *Lepidocyclina* (*Nephrolepidina*) cf. *rutteni* Van de Vlerk, GK-3X, độ sâu 1561,54m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (c) *Austrotrillina* cf. *howchini* (Schlumberger), GK-3X, độ sâu 1625,50m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (d) *Miogypsina* sp. GK-3X, độ sâu 1606,32m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (e) *Globorotalia* sp. GK-3X, độ sâu 1599,75m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (g) *Globigerinoides trilobus* (Reuss), GK-3X, độ sâu 1504,54m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (h) *Flosculinella* sp. tiết diện ngang, GK-3X, độ sâu 1626,50m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (i) *Flosculinella* sp., tiết diện xiên chéo, GK-3X, độ sâu 1626,50m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (k) *Triloculina* cf. *trigonula* (Lamarck) (Miliolid), GK-3X, độ sâu 1626,03m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa; (l) *Rhodoliths* (Red algae), GK-3X, độ sâu 1580,47m, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa

Bảng 1. Phân bố địa tầng của một số giống và phụ giống trùng lỗ kích thước lớn Miocene phổ biến ở Ấn Độ-Thái Bình Dương và đới biển cổ Tethys [1 - 14] (Tài liệu tổng hợp)

ĐỊA TẦNG	MIOCENE												
	Miocene dưới				Miocene giữa						Miocene trên		
	BẬC		Langhian		Serraval		Torton						
ĐỐI PLANKTONIC FORAM N ^o	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Thang chữ (Letter Stages)	Up. Te		L. Tf1	M. Tf1	Up. Tf1			Tf2	Tf3	Tg			
Larger Foram.	Phân bố địa tầng												
<i>Miogypsina</i>	←—————→												
<i>Miogypsinella</i>	←————→												
<i>Lepidosemicyclina</i>	—————												
<i>Lepidocyclina (Nephrolepidina)</i>	←—————→												
<i>Lepidocyclina (Lepidocyclina)</i>	←————→												
<i>Miogypsinoides</i>	←—————→												
<i>Katacycloclypeus</i>	—————												
<i>Flosculinella</i>	—————												
<i>Alveolinella</i>	—————→												
<i>Marginopora</i>	—————→												
<i>Austrotrillina</i>	←————→												
<i>Sphaerogypsina</i>	←————→												
<i>Amphistegina</i>	←————→												
<i>Operculina</i>	←————→												
<i>Cycloclypeus</i>	←————→												
<i>Gypsina</i>	←————→												
<i>Operculinella</i>	←————→												
<i>Borelis</i>	←————→												

Bảng 2. Phân bố địa tầng của trùng lỗ kích thước lớn ở hệ tầng Tri Tôn

Địa tầng	Trùng lỗ kích thước lớn		Trùng lỗ kích thước nhỏ	Ghi chú	
Hệ tầng					
Miocene trên	<i>Amphistegina</i> sp., <i>Operculina</i> sp.		<i>Orbulina universa</i> , <i>Globigerinoides</i> sp., <i>Gls. trilobus</i> , <i>Globorotalia</i> sp., <i>Sphaeroidinellopsis</i> sp., <i>Globoquadrina</i> sp...	Ưu thế plankton foram	
Miocene giữa	Tri Tôn	Phần trên	<i>Katacycloclypeus annulatus</i> , <i>Kat. Martini</i> , <i>Lepidocyclina (Nephrolepidina)</i> sp., <i>L. (N.) sumatrensis</i> , <i>L. (N.) japonica</i> , <i>L. (N.) cf. volucris</i> , <i>L. (N.) rutteni</i> , <i>Operculina</i> sp., <i>Sphaerogypsina</i> sp., <i>Sph. globulla</i> , <i>Cycloclypeus</i> sp., <i>Miogypsina</i> sp., <i>Heterostegina</i> sp., <i>Rupertina</i> sp., <i>Victoriellids</i> , <i>Sorites</i> sp., ...	<i>Globorotalia</i> sp., <i>Globigerinoides trilobus</i> ...	Các dạng plankton foram cơ hội; Rhodoliths (Red algae)
		Phần dưới	<i>Austrotrillina</i> gr. <i>howchini</i> , <i>Miogypsina</i> sp., <i>Lepidocyclina (Nephrolepidina)</i> sp., <i>Sphaerogypsina</i> sp., <i>Rupertina</i> sp., <i>Flosculinella cf. bontangensis</i> , <i>Planorbulinella</i> sp., <i>Soritids</i> ...	Miliolids (<i>Triloculina</i> , <i>Quinqueloculina</i> ...), <i>Rosalina</i> sp...	Rhodoliths (Red algae)
Miocene dưới	?		?		

đại biểu của các giống *Miogypsina*, *Miogypsinoides*, *Lepidocyclina (Nephrolepidina)* ở gần ranh giới trên của hệ tầng này là bằng chứng về tuổi của hệ tầng không cổ hơn Miocene giữa. Với nhận định như trên cùng với sự có mặt của *Katacycloclypeus* đã chỉ ra tuổi Miocene giữa của hệ tầng.

Đặc biệt hơn là sự biến mất hoàn toàn của giống *Austrotrillina* ở phần trên đã tạo cơ sở để phân chia hệ tầng này thành hai phần (phần dưới vào bậc Langhian vì có hóa thạch đặc trưng là *Austrotrillina*) và phần trên vào bậc Serravallian vì có hóa thạch đặc trưng là *Katacycloclypeus* và một số dạng khác (nhóm loài thứ 4).

Chính vì tính quan trọng trong phân chia của các hóa thạch nói trên, liên hệ địa tầng và xác định tuổi địa chất của các trầm tích chứa chúng mà hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn được gọi là index fossils, stratigraphic markers.

4. Môi trường thành tạo trầm tích

Để giải mã môi trường trầm tích, trong địa chất nói chung và địa chất dầu khí nói riêng thường sử dụng các hóa thạch chỉ thị môi trường. Đó là các sinh vật đặc trưng của các môi trường sinh thái khác nhau. Vì vậy, phương pháp sinh thái hay cổ sinh thái được sử dụng [15]. Trong số các trùng lỗ kích thước lớn có nhiều giống, loài đã tuyệt chủng ở các mức địa tầng khác nhau trong quá khứ địa chất nên khó khăn trong việc nghiên cứu đặc điểm cổ sinh thái của chúng. Tuy nhiên, hiện vẫn còn không ít đại biểu của các sinh vật này đang còn tồn tại ở các vùng biển và đại dương khác nhau trên thế giới nên có thể sử dụng chúng để so sánh, đối chiếu trong nghiên cứu sinh thái-cổ sinh thái hóa thạch. Nghiên cứu Foraminifera hiện đại ở các vùng biển Việt Nam cho thấy, vùng biển Tư Chính - Vũng Mây của Việt Nam là nơi có điều kiện môi trường sinh thái gần giống (hay tương tự) với thời kỳ Miocene giữa của hệ tầng Tri Tôn - giai đoạn phát triển mạnh mẽ của trùng lỗ kích thước lớn [20]. Ở đây hiện còn nhiều giống loài trùng lỗ kích thước lớn đang sống như Cycloclypeus, Amphistegina, Operculina, Sorites, Marginopora, Amphisorus, Alveolinella, Gypsina... Do đó có thể áp dụng lý thuyết "Hiện tại luận" ("Actualism" - lấy hiện tại suy quá khứ). Các dạng sinh vật nói trên là cư dân các vùng biển nông ấm áp, có độ muối cao của biển bình thường, nước có độ trong suốt cao nên ánh sáng có thể chiếu qua, thích hợp với sự phát triển của san hô tạo rạn (âm tiêu san hô), tảo vôi (tảo đỏ) và trùng lỗ kích thước lớn. Đó cũng chính là bức tranh về môi trường sinh thái (hay môi trường trầm tích) của thời kỳ thành tạo hệ tầng đá vôi Tri Tôn ở Nam bể Sông Hồng thời kỳ Miocene giữa.

5. Kết luận

Từ những điều trình bày ở trên có thể rút ra một số kết luận sau:

- Hệ tầng đá vôi Tri Tôn ở Nam bể Sông Hồng là đá vôi sinh vật và vụn sinh vật được cấu tạo chủ yếu từ di tích khung xương (vỏ) của một số nhóm sinh vật khác nhau, trong đó có trùng lỗ kích thước lớn và tảo đỏ.
- Đã xác định được thành phần phân loại của hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn cho phép khẳng định

tuổi Miocene giữa của hệ tầng Tri Tôn với hai giai đoạn phát triển khác nhau: giai đoạn sớm đặc trưng bằng sự phát triển của giống Austrotrillina và Flosculinella cf. bontangensis, giai đoạn muộn - giống Katacycloclypeus.

- Môi trường trầm tích là biển nông ấm áp của thời kỳ thành tạo hệ tầng Tri Tôn được xác lập chủ yếu trên cơ sở đặc điểm sinh thái của nhóm hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn.

Tài liệu tham khảo

1. C.G.Adams, D.J.Belford. *Foraminiferal biostratigraphy of the Oligocene/Miocene limestones of Christmas island (Indian Ocean)*. Paleontology. 1974; 17(3): p. 475 - 506.
2. A.Banerjee, K.Yemane, A.Johnson. *Foraminiferal biostratigraphy of Late Oligocene-Miocene reefal carbonates in southwestern Puerto Rico*. Published in Micropaleontology. 2000; 46(4): p. 327 - 342.
3. C.Betzler, G.C.H.Chapronier. *Paleogene and Neogene Larger Foraminifers from the Queensland plateau: Biostratigraphy and Environmental significance*. Proceedings of the Ocean Drilling Program. Scientific Results. 1993; 33: p. 51 - 66.
4. M.K.Boudagher-Fadel. *Evolution and geological significance of larger benthic foraminifera*. Developments in Paleontology and Stratigraphy. Elsevier. 2008.
5. M.K.Boudagher-Fadel, S.W.Lokier. *Significant Miocene larger foraminifera from South Central Java*. Revue de Paléobiologie, Genève. 2005; 24(1): p. 291 - 309.
6. G.C.H.Chaproniere. *Oligocene and Miocene larger Foraminiferida from Australia and New Zealand*. Bureau Mineral Resources, Geology and Geophysics. Bulletin. 1984.
7. W.S.Cole. *Larger Foraminifera from deep drill holes on Midway Atoll*. Geology Survey Professional Paper 680 - C. United States Government Printing Office, Washington. 1969.
8. W.S.Cole. *Tertiary Larger Foraminifera from Guam*. Geological Survey Professional Paper 403 - E. United States Government Printing Office, Washington. 1963.
9. M.Ibaraki. *Lepidocyclina from the Izu Peninsula and its Implications in the Northward drift of the area*. OJI International Seminar for IGCP-246 "Pacific Neogene Events" - Their Timing, Nature and Interrelationship. 1988.

10. K.Matsumaru. *Miogypsinid Foraminiferal biostratigraphy from the Oligocene to Miocene Sedimentary Rocks in the Tethys Region*. Earth Sciences. www.intechopen.com. 2011; 25: p. 619 - 648.
11. K.Matsumaru, A.Sarma. *Larger Foraminiferal biostratigraphy of the lower Tertiary of Jaintia Hills, Meghalaya, NE India*. Micropaleontology. 2010; 56(6): p. 539 - 565.
12. D.S.N.Raju. *Study of Indian Miogypsinidae*. Utrecht Micropaleontological Bulletins. 1974; 9: p. 1 - 145.
13. D.S.N.Raju. *Miogypsinidae from the Andaman basin, India*. Journal of Paleontological Society of India. 1991; 36: p. 15 - 30.
14. E.J.van Vessem. *Study of Lepidocyclinidae from Southeast Asia, particularly from Java and Borneo*. Utrecht Micropaleontological Bulletins. 1978; 19: 163p.
15. J.W.Murray. *Ecology and Applications of Benthic Foraminifera*. Cambridge University Press. 2006.
16. Ngo Thuong San, Le Van Truong, Cu Minh Hoang, Tran Van Tri. *Tectonics of Vietnam within the structural framework of Southeast Asia*. 2009.
17. P.Hallock & E.C.Glenn. *Larger Foraminifera: A tool for paleoenvironmental analysis of Cenozoic carbonate depositional facies*. SEPM Society for Sedimentary Geology. 1986; 1(1): p. 55 - 64.
18. Jr.A.R.Loeblich, H.Tappan. *Foraminiferal genera and their classification*. University of California. Los Angeles. 1988.
19. Nguyễn Ngọc, Nguyễn Hữu Cử, Đỗ Bạt. *Hóa thạch Trùng lỗ: Kainozoi thêm lục địa và các vùng lân cận ở Việt Nam (Chuyên khảo)*. Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ. 2006: 392 trang.
20. Nguyễn Ngọc, Nguyễn Xuân Phong. *Một số nét về hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn và ý nghĩa của việc nghiên cứu đối tượng này*. Tạp chí Dầu khí. 2016; 5: trang 22 - 28.

Biostratigraphy of Tri Ton carbonate formation, south of Song Hong basin

Nguyen Xuan Phong¹, Nguyen Ngoc², Cu Minh Hoàng¹
Le Hai An³, Hoang Ngoc Dang¹

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation

²Vietnam National Museum of Nature, Vietnam Academy of Science and Technology

³Hanoi University of Mining and Geology

Email: phongnx@pvep.com.vn

Summary

Tri Ton carbonate sedimentary formation (south of Song Hong basin) is primarily formed from skeletal remains of various fossil groups such as red algae (Rhodophyta), Coralla, Crinoidea, Bryozoa, and Larger Benthic Foraminifera. The group of Larger Foraminifera (LF) is of important significance both in terms of sedimentation and stratigraphic age. In addition, the relatively abundant presence of LF representatives is an evidence of Middle Miocene and shallow marine sediments deposited, warm water, with a high degree of transparency so the light can penetrate to the bottom, and convenient low energy for the development of reef-building organisms. This article introduces the use of the LF group to determine the stratigraphic age and environmental strata of Tri Ton sedimentary carbonate deposition, south of Song Hong basin.

Key words: Larger Foraminifera, biostratigraphy, Tri Ton carbonate formation, south of Song Hong basin.

ĐỀ XUẤT PHƯƠNG ÁN TÁI SỬ DỤNG XÚC TÁC THẢI CỦA NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT VÀ NHÀ MÁY ĐẠM PHÚ MỸ

ThS. Đào Thị Thanh Xuân, ThS. Hà Lưu Mạnh Quân
TS. Đặng Thanh Tùng, ThS. Vũ Mạnh Duy
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: xuandtt@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Hiện nay lượng xúc tác và chất thải từ các nhà máy lọc hóa dầu đã và đang xây dựng ở Việt Nam ngày càng tăng lên. Cụ thể, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đang sử dụng 8 loại xúc tác (catalyst) với tổng khối lượng hơn 500 tấn, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sử dụng 9 loại xúc tác và 6 loại chất hấp phụ (adsorbent) với khối lượng khoảng 6.000 tấn mỗi năm. Cho dù xúc tác có thể còn giá trị, các loại xúc tác này hiện nay chủ yếu vẫn đang được xử lý bằng phương án chôn lấp.

Trong bài báo, nhóm tác giả đánh giá tổng quan các phương án xử lý xúc tác thải trên thế giới và xúc tác trong phòng thí nghiệm, từ đó đề xuất phương án xử lý tối ưu cho từng loại xúc tác thải của Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất dựa trên các tiêu chí kỹ thuật và kinh tế.

Từ khóa: Xúc tác thải, tái sinh, tái sử dụng, chôn lấp, chất thải nguy hại.

Giới thiệu

Ở Việt Nam cũng như trên thế giới, các tiêu chuẩn về môi trường ngày một khắt khe hơn nên vấn đề xử lý xúc tác thải ngày càng trở nên quan trọng. Trong khi đó các nhà máy của Việt Nam đều mới sử dụng xúc tác lần đầu nên chưa có quy trình và biện pháp xử lý phù hợp cho từng loại xúc tác. Các công ty môi trường địa phương cung cấp dịch vụ thu gom, xử lý chất thải cho các nhà máy hầu hết chỉ sử dụng biện pháp thiêu đốt đóng rắn và chôn lấp cho tất cả các chất thải có khả năng nguy hại. Xúc tác sử dụng trong ngành lọc hóa dầu phần lớn là xúc tác dạng rắn chứa kim loại, oxide kim loại hoặc sulfur. Trong quá trình hoạt động xúc tác bị giảm hoạt tính theo thời gian do các yếu tố như: thành phần tạp chất từ nguyên liệu (kim loại, S, N), phản ứng hóa học (tạo cốc hay carbon trên bề mặt, làm giảm bề mặt tiếp xúc của xúc tác với nguyên liệu) và nhiệt độ cao làm thiêu kết các tâm kim loại hoạt tính [1]. Đối với một số loại xúc tác, khi độ giảm hoạt tính đến một mức độ nào đó xúc tác sẽ được tái sinh (loại C, S) để tái sử dụng. Nếu không thể tái sinh, xúc tác thải có thể được xử lý để thu hồi kim loại có giá trị [2]. Phương án tái chế thành vật liệu khác (như vật liệu xây dựng, vật liệu xúc tác, hấp thụ khác, hợp kim, bột mài, gốm sứ) cũng có thể được áp dụng khi xúc tác không thể thực hiện bằng các cách trên, hoặc các cách trên không đủ lợi ích về kinh tế hay không an toàn về môi trường. Về tổng quát, đối với từng loại xúc tác thải, do giá trị và đặc điểm khác nhau, có thể có các phương án xử lý khác nhau. Các phương án xử lý cần áp dụng bắt đầu từ phương án đơn giản, ít tốn kém nhất và ít có tác hại đến môi trường nhất. Phương án chôn lấp (landfill) chỉ nên thực hiện khi các phương án tận thu giá trị của xúc tác thải không khả thi [2].

Xúc tác thải có thể mang tính nguy hại do chứa các thành phần hóa học độc hại như hợp chất thơm đa vòng (PAH), hydrocarbon dễ bay hơi (VOC) và kim loại nặng (V, Ni, Mo, Co) có thể rò rỉ trong môi trường đất, nước [3]. Do đó, các nhà máy thường tự xếp xúc tác thải vào loại chất thải nguy hại và thuê công ty môi trường thu gom, xử lý chôn lấp mà không quan tâm đến việc tái chế hay tận thu giá trị còn lại. Đặc biệt, một số chất xúc tác do sử dụng cho nguyên liệu sạch nên ít nhiễm tạp chất hay thành phần độc hại. Khi đó việc thuê dịch vụ xử lý hay chôn lấp chất thải nguy hại trở nên không cần thiết và lãng phí. Để đánh giá thành phần, tính chất nguy hại và khả năng tận dụng xúc tác thải, nhóm tác giả đã phân tích quá trình công nghệ sử dụng xúc tác và phân tích một số mẫu xúc tác thải ra của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Phú Mỹ, từ đó đề xuất cách xử lý phù hợp, đồng thời đánh giá giá trị còn lại của xúc tác thải.

1. Đánh giá về kỹ thuật các phương án xử lý xúc tác thải

1.1. Phân loại chất thải nguy hại

Quy chuẩn Việt Nam QCVN 07:2009 hướng dẫn xác định tính nguy hại của chất thải dựa trên các ngưỡng về thành phần nguy hại hữu cơ, vô cơ và tính ăn mòn. Chất thải có chứa hợp chất độc hại với hàm lượng tuyệt đối và hàm lượng ngâm chiết vượt quá giới hạn quy định đều được coi là chất thải nguy hại và sẽ được bảo quản, xử lý thải bỏ theo quy định với chất thải nguy hại.

Kết quả cho thấy có 3 trong 6 xúc tác thải của Nhà máy Đạm Phú Mỹ vượt ngưỡng nguy hại gồm xúc tác hydro hóa, xúc tác hấp thụ lưu huỳnh, xúc tác chuyển hóa CO nhiệt độ cao, tương ứng chứa Co và Zn (hàm lượng tuyệt đối và ngâm chiết đều vượt ngưỡng). Trong 11 loại xúc tác

hấp phụ của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được nghiên cứu thì chỉ có xúc tác CCR và xúc tác FCC được coi là không nguy hại.

1.2. Phương án tái sinh

Tái sinh là hình thức đốt tạp chất trên xúc tác (C, S) nhưng không giúp loại bỏ kim loại tạp nhiễm trên xúc tác. Phương án này thường áp dụng cho xúc tác sử dụng trong các quá trình xử lý nguyên liệu hay sản phẩm nhà máy lọc dầu trong đó chiếm khối lượng lớn nhất là xúc tác hydrotreating, sử dụng hydro nhằm loại bỏ các dị nguyên tố trong dầu như S, N. Ngoài ra có thể có xúc tác hydrodewaxing và hydrocracking.

Có 2 cách thực hiện việc tái sinh xúc tác là tái sinh tại chỗ (In-situ: tái sinh tại chỗ trong thiết bị phản ứng, xúc tác không cần tháo dỡ) và tái sinh ngoài (Ex-situ: xúc tác cần được tháo dỡ, vận chuyển đến những nhà máy chuyên về tái sinh). Quá trình tái sinh tại chỗ thuận tiện nhưng hiệu quả tái sinh không cao do thiết bị phản ứng thường lớn, quá trình đốt C, S không đều, xúc tác bị thiêu kết hoặc đốt không sạch, phần xúc tác bị vỡ hoặc kém chất lượng vẫn tồn tại trong lò phản ứng. Phương thức tái sinh Ex-situ phức tạp và tốn kém do xúc tác phải tháo dỡ ra ngoài, vận chuyển ra nước ngoài xử lý sau đó lưu trữ để sử dụng cho chu kỳ kế tiếp (1 - 2 năm sau). Phương thức thuê dịch vụ tái sinh Ex-situ được nhà tái sinh đảm bảo về chất lượng xúc tác trong khi In-situ lại cần đến kinh nghiệm vận hành của nhà máy lọc dầu. Trên thế giới đa số các nhà máy chọn cách tái sinh Ex-situ nếu việc tái sinh In-situ phức tạp và khó đảm bảo [4]. Xét về kinh tế, tái sinh In-situ ít tốn kém chi phí xử lý nhưng kéo dài thời gian dừng nhà máy.

Quy trình tái sinh Ex-situ gồm 5 bước cơ bản: tách loại dầu bám trên xúc tác; chọn lọc xúc tác theo tỷ trọng và kích thước; đốt cốc, tái phân bố tâm hoạt tính và cuối cùng là hoạt hóa xúc tác. Việc sử dụng các chất hữu cơ có khả năng tạo phức sẽ giúp tái phân bố các tâm hoạt tính. Điển hình là công nghệ REACT của hãng Albemarle (từ năm 2003) đã phục hồi đến 90% hoạt tính so với xúc tác mới [4]. Hoạt hóa là cách bổ sung những thành phần của xúc tác hoặc được đưa về những trạng thái oxy hóa khử phù hợp để giữ hoạt tính xúc tác ổn định khi vận hành (ví dụ sulfide hóa xúc tác hydrotreating) [4, 5].

Khi xúc tác sau tái sinh không còn đủ hoạt tính cần thiết để tái sử dụng cùng thiết bị do diện tích bề mặt sau khi tái sinh còn dưới 80%, kim loại nhiễm vượt mức cho phép, xúc tác sẽ được tái sử dụng cho các phản ứng khác có mức độ đòi hỏi ít khắc nghiệt hơn như: ứng dụng xúc tác thải để làm tăng xúc tác bảo vệ, luân chuyển xúc tác trong thiết bị nối tiếp và tái sử dụng cho thiết bị khác trong nhà máy.

Trong các phương án xử lý xúc tác, tái sinh xúc tác có thể cho hiệu quả về mặt kinh tế và môi trường cao nhất. Tuy nhiên, không phải xúc tác nào cũng có khả năng tái sinh và nếu có tái sinh cũng chỉ từ 1 - 3 lần tùy nguyên liệu và xúc tác. Chi phí tái sinh lần đầu thường thấp hơn những lần sau. Thời gian giữa các lần tái sinh vào khoảng trên 2 năm [6, 7].

Trong các loại xúc tác của các nhà máy lọc hóa dầu tại Việt Nam, chỉ có một vài loại có thể tái sinh, như xúc tác FCC (tái sinh liên tục, tại chỗ và có bổ sung thêm xúc tác mới mỗi ngày để bù lại sự mất mát hoạt tính), xúc tác hydrotreating, giúp xử lý xăng và LCO (NHT, LCO-HDT). Độ hoạt tính còn lại của xúc tác NHT chưa được xác định trong nghiên cứu này, tuy nhiên có thể kết luận có khả năng tái sinh các loại xúc tác này căn cứ trên các yếu tố về thành phần hóa học (C, S, Na, Si, Ni, V, As, Fe) dưới ngưỡng cho phép và một số tính chất vật lý ít thay đổi so với xúc tác mới như: diện tích bề mặt của xúc tác (209m²/g), thể tích lỗ xốp (0,45ml/g) và độ bền nén (18N/mm, lớn hơn mức thông thường là 11) cũng như kích thước hạt (xét tỷ lệ độ dài viên trụ/đường kính). Đối với xúc tác LCO-HDT do xúc tác chưa được tháo dỡ để kiểm tra về các tính chất trên, do đó phương pháp hữu hiệu để đánh giá hoạt tính còn lại của xúc tác hay hiệu quả của xúc tác là căn cứ các thông số vận hành như nhiệt độ lò phản ứng hay chênh lệch áp trong lớp xúc tác. Theo báo cáo từ nhà máy lọc dầu, các thông số này hầu như không thay đổi từ năm 2009 - 2012. Điều này càng chứng tỏ xúc tác còn tốt, chưa cần thay thế/thải bỏ hay tái sinh.

1.3. Phương án thu hồi kim loại

Các nhà máy thu hồi kim loại thường sử dụng một trong hai phương pháp là thủy nhiệt hoặc nhiệt luyện [8]. Phương pháp thủy nhiệt: hòa tan kim loại bằng quá trình chiết tách bằng các tác nhân khác nhau (acid, bazơ, chất oxy hóa mạnh), sau đó tùy theo nồng độ kim loại chủ yếu trong mẫu mà kim loại có thể được tách ra ở dạng nguyên chất hoặc hợp chất (oxide, muối)... Phương pháp nhiệt luyện: sử dụng nhiệt độ để nung chảy xúc tác (có thể nhờ chất trợ chảy làm giảm nhiệt độ quá trình nung) và thay đổi độ nhớt của xỉ xúc tác nên từng kim loại được tách ra khỏi hỗn hợp. Nhược điểm chung của hầu hết các phương pháp thu hồi kim loại là việc dùng lượng lớn dung môi hòa tan hoặc tác nhân chiết tách kim loại có thể gây ảnh hưởng lớn tới môi trường nếu không được tuần hoàn lại.

Về nhóm kim loại quý (như Pt): trên thế giới, xúc tác có thể chứa lượng kim loại rất nhỏ cũng có thể tái sinh với độ thu hồi lên tới 99,5% (ví dụ với Pt 0,01% khối lượng hoặc thấp hơn). Xúc tác isomer và xúc tác reforming của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chứa Pt 0,22 - 0,29% khối lượng

xúc tác. Chi phí cho việc thu hồi này cũng tương đối lớn, vào khoảng 4 - 6USD/kg (theo báo giá của hãng UOP) tùy thuộc vào lượng tạp chất BTX, thành phần mất khi nung... Lượng Pt thu hồi sau đó được chuyển về cho nhà máy lọc dầu hoặc chuyển tiếp cho nhà sản xuất xúc tác để đầu tư cho đợt xúc tác mới. Thời gian thu hồi kim loại và sản xuất xúc tác mới khá lâu (6 - 9 tháng) do đó các nhà máy lọc dầu thường đi thuê Pt để đặt sản xuất xúc tác mới trong khi chờ đợi.

Về nhóm xúc tác chứa kim loại màu Ni, Co, Mo, W, V, Cu: xúc tác phải có hàm lượng kim loại đủ mang lại lợi ích kinh tế để thu hồi (trên 5% khối lượng). Hàm lượng này có thể dao động tăng hoặc giảm phụ thuộc vào giá kim loại của từng thời điểm hay lợi nhuận thu về. Các loại xúc tác của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Phú Mỹ đều chứa thành phần kim loại này đủ lớn để có giá trị, tuy nhiên do việc thải ra rải rác nên việc thu gom rất khó khăn nếu phải lưu kho xúc tác trong thời gian dài (6 - 12 tháng trở lên).

Về xúc tác chứa nhóm kim loại Zn, Ti, Fe: kim loại có thể thu hồi nếu khối lượng đủ lớn và thành phần kim loại trong xúc tác thải rất cao. Tuy nhiên, do giá các kim loại này rất thấp, hoặc công nghệ ít phổ biến nên các nhà thu hồi thường tính phí xử lý cho việc tái chế xúc tác thải loại này. Giá xử lý rất khác nhau tùy thuộc vào quy định môi trường ở mỗi nước đặt dây chuyền thu hồi kim loại.

Về xúc tác chứa kim loại Al: các xúc tác hiện đại đa số được tổng hợp trên chất nền là Al_2O_3 do đó các quá trình thu hồi kim loại sẽ tận dụng Al còn lại sau khi tách các kim loại có giá trị trước. Hỗn hợp chứa nhiều Al còn lại sẽ được tận dụng làm ra các sản phẩm vật liệu chịu lửa như: gạch, gốm thủy tinh, bột mài.

1.4. Phương án tái chế vật liệu xây dựng

Trên thế giới ngành công nghiệp xi măng ngoài việc sản xuất xi măng còn có một vai trò rất thiết thực là giúp xử lý ô nhiễm môi trường. Các loại chất thải có thể vừa là nguyên liệu (chứa Ca, Al, Si, Fe) vừa là nguồn cung cấp nhiên liệu. Do đó xúc tác thải có thành phần chính chứa một trong các hợp chất CaO , Al_2O_3 , SiO_2 , Fe_2O_3 mặc dù chứa nhiều tạp chất C, S đều có thể được đưa vào lò đốt xi măng tận dụng làm nguyên liệu cho quá trình sản xuất xi măng, với điều kiện các phát thải đảm bảo được xử lý an toàn môi trường (theo Công ty Xi măng Vincent).

Xúc tác FCC có thể trộn với vật liệu thô đến 6%, còn lại 75% đá vôi và 19% khoáng sét để sản xuất xi măng Portland [9]. Nếu xúc tác chứa Al_2O_3 và SiO_2 vô định hình, cỡ hạt nhỏ mịn khi pha trộn có thể làm tăng hoạt tính pozzolan và tăng cường độ của vữa hay bê tông, đóng vai trò phụ gia

khoáng hoạt tính [10]. Xúc tác FCC rất tiềm năng sử dụng với vai trò này, ngoài ra còn có thể pha trộn với cốt liệu để tạo gạch không nung (còn gọi là gạch xi măng cốt liệu). Các xúc tác hấp phụ thải có cỡ hạt lớn hơn nếu đạt tiêu chuẩn chất lượng của cốt liệu bê tông có thể được tận dụng thay cho đá cốt liệu nếu thử nghiệm được thành công.

1.5. Phương án chôn lấp

Đây là phương án cuối cùng cần thực hiện khi các phương án tận thu giá trị của chất thải không khả thi. Thông thường trước khi chôn lấp, xúc tác thải phải được xử lý để đảm bảo không rò rỉ độc tố ra môi trường. Có hai phương pháp chính để giảm độ rò rỉ là xử lý nhiệt và xử lý đóng rắn đóng khối chất thải [3]. Trước tiên, khi áp dụng nung chảy xúc tác ở nhiệt độ cao, khoáng chất có thể liên kết với kim loại độc và chuyển thành dạng rất khó rò rỉ. Đối với các kim loại tính độc cao, phương pháp dùng xi măng có thể cô lập rất tốt hoặc có thể trộn xúc tác thải sau khi đốt C, S với xi lò (giàu CaO , SiO_2) để đóng rắn. Ngoài ra có thể trộn với đất sét để tạo gạch hay đóng khối cô lập độc tố. Chất rắn còn lại sau khi xử lý sẽ được chôn lấp tại bãi theo đúng tiêu chuẩn thiết kế quy định.

2. Đánh giá tính kinh tế của các phương án xử lý

2.1. Giả thiết và phương pháp tính toán

Công thức tính chung như sau:

Giá trị kinh tế = Giá trị còn lại của xúc tác thải - Chi phí vận chuyển - Chi phí tháo dỡ/bao bì - Chi phí xử lý (thu hồi kim loại hoặc tái sinh) - Các chi phí khác.

2.1.1. Phương án tái sinh

Giả thiết tỷ lệ thời gian sống của xúc tác tái sinh so với xúc tác mới là 70% (giá trị trung bình của khoảng giá trị từ 50 - 90%) [11].

Lượng xúc tác có khả năng tái sinh = Tổng khối lượng xúc tác trong thiết bị.

Giá xúc tác tái sinh trên thị trường = 50% giá xúc tác mới.

Giá xúc tác NHT và LCO-HDT mới: 18.000USD/tấn (giá sử dụng gần như nhau).

Giá bao bì (cho chất thải nguy hại): 28USD/thùng (thùng thép 200 lít).

Giá thuê bảo quản xúc tác: 22USD/tấn/tháng (theo báo giá của Porocel Singapore).

Chi phí dịch vụ tái sinh cho 1 tấn xúc tác (theo Porocel Singapore): khoảng 5 - 7USD.

Các tính toán:

Do có các phương án thực hiện việc mua bán khác nhau nên có thể tính toán dựa trên chi phí nhà máy lọc dầu phải bỏ ra để thay thế xúc tác giữa trường hợp mua xúc tác mới toàn bộ với các trường hợp sau:

- Trường hợp tái sinh In-situ: xúc tác được tái sinh In-situ, do Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tự thực hiện. Trường hợp này nhà máy không tốn chi phí mua xúc tác thay thế;
- Trường hợp tái sinh Ex-situ & Sell: xúc tác được tái sinh Ex-situ và có thể được bán ngay cho nhà tái sinh: giá trị tận thu của xúc tác thải được tính bằng 1/3 lợi nhuận của công ty dịch vụ tái sinh, tuy nhiên nhà máy sẽ tốn chi phí mua xúc tác mới để thay thế;
- Trường hợp tái sinh Ex-situ & Reuse: xúc tác được tái sinh Ex-situ và được bảo quản tại kho của nhà tái sinh trong 2 năm và sẽ quay lại nhà máy lọc dầu tái sử dụng cho lần thay thế tiếp theo. So với trường hợp 2, theo cách này nhà máy sẽ tốn thêm chi phí vận chuyển chiều về và thuê bảo quản xúc tác, tuy nhiên nhà máy sẽ không phải bỏ ra chi phí mua xúc tác mới trong vòng đời tiếp theo (sau 2 năm).

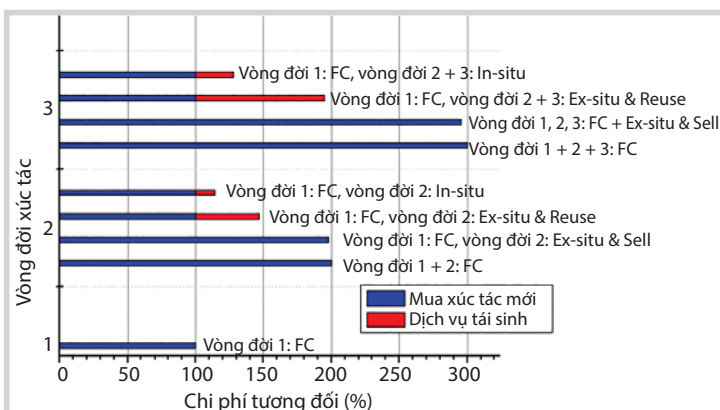
Chọn trường hợp mua 100% xúc tác mới là gốc hay “Base case” để so sánh với các phương án còn lại. Chênh lệch về tổng các chi phí bỏ ra giữa các phương án tái sinh với Base case được xem như lợi ích của phương án tái sinh. Hình 1 thể hiện sự so sánh giữa các phương án trên cho thấy nếu tái sinh In-situ nhà máy có thể tiết kiệm được hơn một nửa so với việc mua xúc tác mới.

2.1.2. Phương án thu hồi kim loại Pt

Lợi ích thu hồi Pt được tính theo công thức sau:

Lợi ích thu hồi = Giá trị Pt thu hồi được - Chi phí dịch vụ thu hồi Pt - Chi phí đóng gói vận chuyển - Chi phí thuê Pt để quay vòng mua xúc tác mới

Chi phí thuê Pt để quay vòng mua xúc tác mới được tính trong 9 tháng với phí 6%/năm (theo Mitsubishi Cooperation). Phí dịch vụ thu bồi thường vào khoảng 4 - 6USD/kg (theo UOP) tùy thuộc vào lượng tạp chất BTX, thành phần mất khi nung...



Hình 1. So sánh giữa chi phí các phương án tái sinh và chi phí mua xúc tác mới

2.1.3. Phương án thu hồi kim loại màu

Lợi nhuận thu về từ việc thu hồi kim loại phụ thuộc phần lớn vào giá kim loại và chi phí vận chuyển. Đối với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Phú Mỹ, các xúc tác có thể được thu hồi kim loại chứa lượng lớn Ni, Mo và Cu.

Giá trị xúc tác thải có thể cao hơn nếu thành phần kim loại có giá trị thu hồi trong xúc tác càng cao, hoặc khả năng tách chiết dễ dàng hơn. Khả năng tách chiết còn phụ thuộc vào công nghệ của nhà thu hồi kim loại. Do đó mỗi nhà thu hồi cũng có thể đề xuất giá khác nhau. Giá trị bán ra của xúc tác thải chứa các kim loại có giá trị như Ni, Mo, Cu, Zn... được tính bằng giá trị kim loại trong xúc tác nhân với tỷ lệ giá bán thương lượng với nhà thu hồi kim loại. Tỷ lệ giá bán trong tính toán này chiếm khoảng 10 - 25% giá trị kim loại trong nguyên mẫu, đã bao gồm chi phí vận chuyển (tham khảo giá mua xúc tác thải của Joint Hand Company).

2.1.4. Phương án làm vật liệu xây dựng

Phương án làm vật liệu xây dựng cho lợi ích khá thấp. Đối với việc sản xuất bê tông, chi phí xử lý và vận chuyển chiếm tỷ trọng rất lớn và phụ thuộc nhiều vào việc cần phải xử lý xúc tác ở mức độ nào trước khi đưa vào tái chế.

2.1.5. Phương án chôn lấp

Giá dịch vụ thuê xử lý chôn lấp của các nhà máy chế biến dầu khí khá cao, bao gồm chi phí nung loại bỏ chất độc hại và chi phí chôn tại bãi. Giá dịch vụ xử lý chất thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Đạm Phú Mỹ với công ty xử lý địa phương hiện tại có thể lên tới 5 triệu đồng/tấn.

2.2. Kết quả đánh giá tính kinh tế

Phương án xử lý xúc tác thải được tính toán cho 1 tấn xúc tác thải các loại được nêu tại Bảng 1 và 2. Trong đó giá trị kinh tế thu về qua các phương án tái sinh, thu hồi kim loại và tái chế vật liệu xây dựng được so sánh với chi phí nhà máy phải bỏ ra nếu thuê công ty môi trường thu gom để xử lý và chôn lấp. So sánh lợi ích các phương án, Bảng 1 và 2 thể hiện giá trị có thể tận dụng 1 tấn xúc tác. Trong đó các giá trị in đậm là giá trị lớn nhất của xúc tác tương ứng với phương án xử lý tối ưu nhất.

3. Kết luận và kiến nghị

Với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, kết quả phân tích và tìm hiểu thông số công nghệ và kinh

Bảng 1. So sánh tính kinh tế các phương án xử lý khả thi cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Xúc tác	Thành phần chính	Giá trị tận dụng 1 tấn xúc tác thải (Nghìn đồng)							
		Phương án tái sinh			Thu hồi kim loại		Tái chế vật liệu xây dựng		Thuê xử lý
		In-situ	Ex-situ, dùng lại	Ex-situ, bán lại	Pt	Mo, Ni, Co, Cu	Sản xuất xi măng	Bê tông	
Reforming	Pt/Al ₂ O ₃				2.851.498		44	-2.150	-
Isomer hóa	Pt/Al ₂ O ₃				2.298.723		44	-2.150	-
NHT	CoMo/Al ₂ O ₃	624.977	160.231	20.964		9.408		-2.150	-5.000
LCO-HDT	NiMo/Al ₂ O ₃	704.689	236.608	36.030		16.023		-2.150	-5.000
Methane hóa (ISOM)	Ni/Al ₂ O ₃					5.425		-2.150	
Hấp thụ (PRU)	CuZn/Al ₂ O ₃					10.351		-2.150	-5.000
Xúc tác SRU	TiO ₂							-2.150	-5.000
Xúc tác hấp thụ S (ISOM)	ZnO							-2.150	-5.000
Các chất hấp phụ khác							44	-2.150	-5.000
Carbon hoạt tính (ARU)	C								-5.000

Bảng 2. So sánh lợi ích kinh tế các phương án xử lý khả thi cho Nhà máy Đạm Phú Mỹ

Lợi nhuận 1 tấn xúc tác thải (Nghìn đồng)	Thành phần chính	Thu hồi kim loại	Sản xuất xi măng	Cốt liệu bê tông	Thuê xử lý
Chuyển hóa CO nhiệt độ thấp	Cu/Al ₂ O ₃			-2.150	-10.000
LSK		1.003		-2.150	-10.000
LK821-2		14.135		-2.150	-10.000
Hydro hóa (TK-250)	CoMo/Al ₂ O ₃	13.518		-2.150	-10.000
Reforming sơ cấp (RK-201, RK-211, R67-7H)	Ni/Al ₂ O ₃	6.057		-2.150	-10.000
Methane hóa (PK-7R)	Ni/Al ₂ O ₃	16.609		-2.150	-10.000
Hấp thụ lưu huỳnh (HTZ3)	ZnO	888		-2.150	-10.000
Reforming thứ cấp (RKS-2-7H)	Ni/Al ₂ O ₃				
RKS-2-7H		1.887		-2.150	-10.000
RKS-2P				-2.150	-10.000
Chuyển hóa CO nhiệt độ cao (SK-201)	Fe ₂ O ₃		44	-2.150	-10.000
Tổng hợp NH ₃ (KM1, KM1R)	Fe ₃ O ₄		44	-2.150	-10.000

nghiệm của nhà cung cấp xúc tác cho thấy một số loại xúc tác và đa số các chất hấp phụ của nhà máy có thể là chất thải nguy hiểm tuy nhiên việc xác định tính nguy hại cụ thể cho từng loại chất thải cần được tiến hành cẩn thận ngay khi xúc tác được tháo dỡ. Các phương án xử lý tối ưu cho từng loại xúc tác như sau:

+ Xúc tác xử lý naphtha NHT (và LCO-HDT) có khả năng tái sinh. Phương án tái sinh tại chỗ mang lại lợi nhuận lớn nhất mặc dù có thể rủi ro về vận hành và chất lượng xúc tác sau tái sinh, phương án này cho lợi ích cao nhất trong toàn thời gian sống của xúc tác (giả sử 3 vòng tái sinh) khoảng 625 triệu đồng/tấn NHT và 705 triệu đồng/tấn LCO-HDT (Bảng 1);

+ Các xúc tác ISOM và CCR chứa thành phần Pt (0,23 - 0,29%): việc thu hồi kim loại Pt là phương án duy nhất, giúp thu lại gần 90% giá trị Pt trong xúc tác ban đầu, tương ứng khoảng 2,30 - 2,85 tỷ đồng/tấn, tổng cộng vào khoảng 232 tỷ đồng cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất;

+ Các xúc tác methane hóa của ISOM (chứa Ni) và chất hấp phụ của phân xưởng PRU (chứa Cu) cần xử lý thu

hồi kim loại Ni và Cu do lợi ích kinh tế thu hồi từ 5 - 10 triệu đồng/tấn (Bảng 1).

+ Xúc tác hấp thụ S của ISOM (chứa Zn) không khả thi để thu hồi kim loại ở nước ngoài do khối lượng kim loại và giá trị kim loại Zn thấp do đó có thể xem xét làm cốt liệu bê tông;

+ Xúc tác thu hồi lưu huỳnh (SRU) chứa phần lớn TiO₂ chưa có hướng xử lý tối ưu ngoài khả năng làm cốt liệu bê tông do đó cần thiết phải nghiên cứu khả năng tận dụng vật liệu này ở Việt Nam;

+ Các chất hấp phụ còn lại của nhà máy chứa nhiều thành phần Al, Si, Fe có thể dùng làm nguyên liệu cho sản xuất xi măng.

Với Nhà máy Đạm Phú Mỹ, có 3 loại (xúc tác hydro hóa, hấp thụ S và chuyển hóa CO nhiệt độ thấp) là chất thải nguy hại do gây rò rỉ kim loại (Co, Zn) ra môi trường nếu chôn lấp trực tiếp vào đất. Phương án được lựa chọn áp dụng cho 6 loại xúc tác (chứa Ni, Mo, Cu, Zn) là thu hồi kim loại sẽ mang lại giá trị thu hồi từ 1 - 16 triệu đồng/tấn tùy loại và 2 loại (xúc tác tổng hợp amoniac và xúc tác chuyển

hóa CO nhiệt độ cao chứa chủ yếu sắt oxide) làm nguyên liệu sản xuất xi măng. Phương án thuê xử lý chôn lấp chưa phù hợp về mặt kinh tế và môi trường cho các xúc tác nhà máy này.

Tài liệu tham khảo

1. M.Marafi, A.Stanislaus and E.Furimsky. *Chapter 4 - Catalyst deactivation*. Handbook of Spent hydroprocessing catalysts. Elsevier: Amsterdam. 2010: p. 51 - 92.
2. M.Marafi, A.Stanislaus and E.Furimsky. *Chapter 11 - Metal reclamation from spent hydroprocessing catalysts*. Handbook of Spent hydroprocessing catalysts. Elsevier: Amsterdam. 2010: p. 269 - 315.
3. M.Marafi, A.Stanislaus and E.Furimsky. *Chapter 5 - Environmental and safety aspects of spent hydroprocessing catalysts*. Handbook of Spent hydroprocessing catalysts. Elsevier: Amsterdam. 2010: p. 93 - 120.
4. M.Marafi, A.Stanislaus and E.Furimsky. *Chapter 6 - Regeneration*. Handbook of Spent hydroprocessing catalysts. Elsevier: Amsterdam. 2010: p. 121 - 190.
5. J.A.Moulijn, A.E.van Diepen and F.Kapteijn. *Deactivation and Regeneration*. Handbook of Heterogeneous catalysis. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. 2008.
6. D.L.Trimm. *The regeneration or disposal of deactivated heterogeneous catalysts*. Applied Catalysis A: General. 2001; 212(1 - 2): p. 153 - 160.
7. E.Furimsky and F.E.Massoth. *Introduction*. Catalysis Today. 1993; 17(4): p. 537 - 659.
8. M.Marafi and A.Stanislaus. *Options and processes for spent catalyst handling and utilization*. Journal of Hazardous Materials. 2003; 101(2): p. 123 - 132.
9. M.Marafi, A.Stanislaus and E.Furimsky. *Chapter 9 - New catalysts from spent catalysts*. Handbook of Spent hydroprocessing catalysts. Elsevier: Amsterdam. 2010: p. 231 - 257.
10. N.Su, Z.-H.Chen and H.-Y.Fang. *Reuse of spent catalyst as fine aggregate in cement mortar*. Cement and Concrete Composites. 2001; 23(1): p. 111 - 118.
11. R.K.Clifford. *Spent catalyst management*. 1997.
12. R.P.Silvy. *Future trends in the refining catalyst market*. Applied Catalysis A: General. 2004; 261(2): p. 247 - 252.
13. *Global markets catalyst regeneration*. BCC Research. 2/2012.
14. G.J.Yeh et al. *Improve usage of regenerated refining catalysts*. Hydrocarbon processing. 2010: p. 63 - 67.
15. Porocel. *Catalyst regeneration & resale - A business opportunity*. Annual workshop 2011 on waste & emissions management in process industry. Lodhi Road, New Delhi. 2011.
16. Henry Nowicki, George Nowicki, Barbara Sherman. *GAED determination of activated carbon in fly ash from coal fired electric power plants*. Gravimetric adsorption energy distribution. 2007.

Cost-effective pathway for spent catalyst recycle at Dung Quat refinery and Phu My fertilizer plant

Dao Thi Thanh Xuan, Ha Luu Manh Quan
Dang Thanh Tung, Vu Manh Duy
Vietnam Petroleum Institute
Email: xuandtt@pvpro.com.vn

Summary

As the number of refineries and petrochemical plants grows in Vietnam, the amount of spent catalysts and waste material is also increasing sharply. Specifically, more than 500 tons of 8 different types of spent catalysts at Phu My Fertilizer Plant and approximately 6,000 tons of 9 types of catalysts and 6 types of adsorbents at Dung Quat Refinery are disposed each year. Despite their value, most of these spent catalysts have so far been disposed of by burying in landfills. In this paper, the authors, on the basis of reviewing the different methods of spent catalyst treatment in the world and catalyst assessment in the laboratory, recommend the most suitable method for treatment of each spent catalyst of Phu My Fertilizer Plant and Dung Quat refinery in terms of technical and economic aspects.

Key words: Spent catalyst, regeneration, recycle, land-fill, hazardous waste.

XỬ LÝ CẶN LẮNG ĐỘNG TRONG THIẾT BỊ TRAO ĐỔI NHIỆT CỦA PHẦN XỬ LÝ CDU NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT BẰNG HÓA PHẨM

ThS. Lê Quang Hưng, ThS. Nguyễn Thị Mai Lê
KS. Nguyễn Khánh Toàn, ThS. Nguyễn Thị Lan Anh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: hunglq.epc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các thiết bị trao đổi nhiệt thuộc cụm gia nhiệt nguyên liệu trong phân xưởng CDU thường xuyên bị lắng cặn. Việc nghiên cứu sử dụng hệ hóa phẩm để xử lý lắng cặn cho các thiết bị trên có ý nghĩa lớn về mặt kinh tế đối với nhà máy. Bài báo này giới thiệu sơ bộ về hiện tượng lắng cặn, tác hại về mặt kinh tế do hiện tượng lắng cặn gây ra trong nhà máy lọc dầu và xử lý lắng cặn hiện tại trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Trên cơ sở kết quả đánh giá thành phần cặn lắng đọng, nhóm tác giả nghiên cứu chế tạo hệ hóa phẩm hòa tan cặn phù hợp. Kết quả cho thấy các mẫu cặn trong thiết bị trao đổi nhiệt của phân xưởng CDU có hàm lượng cặn CCR từ 40 - 60%, paraffin từ 20 - 24%, tỷ lệ C/H từ 5 - 7. Hệ hóa phẩm thiết lập được có thành phần tỷ lệ diesel/dầu thông/chất hoạt động bề mặt/amin = 37,2/55,6/1,8/5,4, tỷ lệ về khối lượng hệ dung môi/cặn là 8 lần theo khối lượng. Hệ hóa phẩm sau khi hòa tan cặn phù hợp để sử dụng làm dầu đốt lò cho nhà máy.

Từ khóa: Hiện tượng lắng đọng cặn thiết bị trao đổi nhiệt, làm sạch thiết bị trao đổi nhiệt bằng hóa chất.

1. Giới thiệu

Lắng đọng trên bề mặt truyền nhiệt là một trong những vấn đề quan trọng nhất trong thiết bị trao đổi nhiệt. Hiện tượng lắng đọng trong thiết bị trao đổi xảy ra hầu hết đối với các ngành công nghiệp hóa chất và điện bao gồm: nhà máy lọc dầu, sản xuất giấy, nhà máy điện, nhà máy sản xuất sợi, nhà máy đạm... Hiện tượng đóng cặn trên bề mặt truyền nhiệt làm giảm hiệu quả truyền nhiệt, tăng sụt áp và gây ra ăn mòn. Chi phí phát sinh do lắng đọng cặn rất cao bởi các lý do như tăng chi phí đầu tư vì cần phải tăng diện tích bề mặt thiết bị trao đổi nhiệt, tăng chi phí bảo trì do khi làm sạch ống trao đổi nhiệt có thể bị trầy xước hoặc các sự cố, giảm sản lượng sản xuất vì phải dừng thiết bị, tăng mất mát năng lượng do sự truyền nhiệt giảm, tăng sụt áp [1 - 3].

Theo đánh giá của một số chuyên gia trong lĩnh vực xử lý lắng đọng trong thiết bị trao đổi nhiệt, làm sạch lắng đọng bằng hóa chất chuyên dụng sẽ giảm được hơn 70% chi phí và thời gian xử lý nhanh hơn so với phương pháp cơ học. Hiện nay, một số nhà máy lọc dầu trên thế giới như Shell, Petronas, ExxonMobil... đã áp dụng phương pháp làm sạch thiết bị trao đổi nhiệt bằng hóa chất nhằm xử lý đồng đều bề mặt thiết bị trao đổi nhiệt và tăng thời gian giữa hai lần làm sạch liên tiếp [4].

Hiện tượng lắng đọng ảnh hưởng đến cả chi phí đầu tư và chi phí vận hành của thiết bị trao đổi nhiệt. Các chi phí phát sinh liên quan đến hiện tượng lắng đọng

trong thiết bị trao đổi nhiệt thể hiện ở 4 điểm chính sau [3, 5, 6]:

- Chi phí đầu tư cao hơn do việc bổ sung bề mặt thiết bị (10 - 50%), chi phí cho không gian mở rộng thêm, tăng chi phí lắp đặt và vận chuyển;
- Mất mát năng lượng do giảm hiệu quả truyền nhiệt và tăng sụt áp;
- Giảm sản lượng do việc dừng nhà máy để làm sạch cặn lắng đọng;
- Tăng chi phí bảo dưỡng.

Theo ước tính của Pritchard [7], tổng chi phí xử lý hiện tượng lắng đọng ở các nước công nghiệp lớn chiếm khoảng 0,25% tổng sản phẩm quốc nội (GNP) của quốc gia đó.

Theo Bảng 1, chi phí xử lý hiện tượng lắng đọng khá lớn và bất kỳ sự giảm chi phí nào trong số này cũng mang lại lợi nhuận và tính cạnh tranh cao hơn. Tần suất làm sạch sẽ phụ thuộc vào sự phức tạp của hiện tượng lắng đọng, có thể là 1 tuần, 1 năm hoặc lâu hơn. Tần suất làm sạch liên quan đến sự lặp lại của việc tháo dỡ và lắp ráp lại thiết bị nên sẽ làm giảm tuổi thọ của thiết bị trao đổi nhiệt. Trong nhà máy lọc dầu và hóa dầu, chi phí cho quá trình làm sạch cặn lắng đọng rất cao do lưu chất sử dụng là dầu thô và các loại nhiên liệu, dẫn đến hiện tượng lắng đọng thường xuyên hơn, do đó quá trình vận hành bị gián đoạn, giảm sản lượng và tăng chi phí bảo trì bảo dưỡng.

Lắng đọng là quá trình động học và không ổn định, trong đó các thông số vận hành và thiết kế đều ảnh hưởng đến quá trình này. Các thông số bao gồm: tốc độ dòng lưu chất, tính chất dòng, nhiệt độ bề mặt, cấu trúc hình học bề mặt, vật liệu bề mặt, độ cứng bề mặt, nồng độ và tính chất các hạt lơ lửng... Theo nhiều khảo sát, các thông số quan trọng nhất bao gồm: tốc độ dòng chất lỏng, vật liệu bề mặt, độ nhám bề mặt, tính chất dòng chất lỏng, các tạp chất và chất rắn lơ lửng.

Trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, hiện tượng lắng đọng xảy ra chủ yếu trong các thiết bị trao đổi nhiệt của các cụm phân xưởng bao gồm: phân xưởng RFCC, phân xưởng CDU, phân xưởng xử lý nước chua và phân xưởng thu hồi amin. Các thiết bị trao đổi nhiệt trong phân xưởng CDU thường xuyên bị lắng cặn và ảnh hưởng nhiều đến hoạt động của nhà máy. Phương pháp xử lý được nhà thầu thi công áp dụng để làm sạch cặn trong các thiết bị trao đổi nhiệt cho nhà máy là dùng vòi phun nước áp lực cao. Nhược điểm của phương pháp này là làm bề mặt kim loại bị ẩm ướt, tạo gỉ cấp tính ngay sau khi khô bề mặt, tốn thời gian và chi phí để tháo lắp thiết bị. Ngoài ra, trong quá trình phun nước thường vừa phun nước vừa chọc ống để làm ống thiết bị trao đổi nhiệt bị mài mòn, trầy xước, làm giảm nhanh tuổi thọ của thiết bị. Việc sử dụng hệ hóa phẩm xử lý sẽ không làm ống thiết bị trao đổi nhiệt bị mài mòn, trầy xước, đồng thời giảm thời gian và chi phí xử lý do không phải tháo lắp thiết bị.

2. Thực nghiệm

2.1. Phân tích thành phần cặn

Mẫu cặn phân tích được lấy trong ống thiết bị trao đổi nhiệt E-1, E-2, E-3 và E-4 thuộc phân xưởng CDU và có ký hiệu tương ứng là mẫu 1 đến mẫu 4.

Theo tư vấn của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vị trí lấy mẫu tại nắp pic có thể đại diện cho mẫu cặn của thiết bị trao đổi nhiệt. Trong quá trình vận hành, cặn hình

Bảng 1. Chi phí hàng năm xử lý hiện tượng lắng đọng ở một số quốc gia

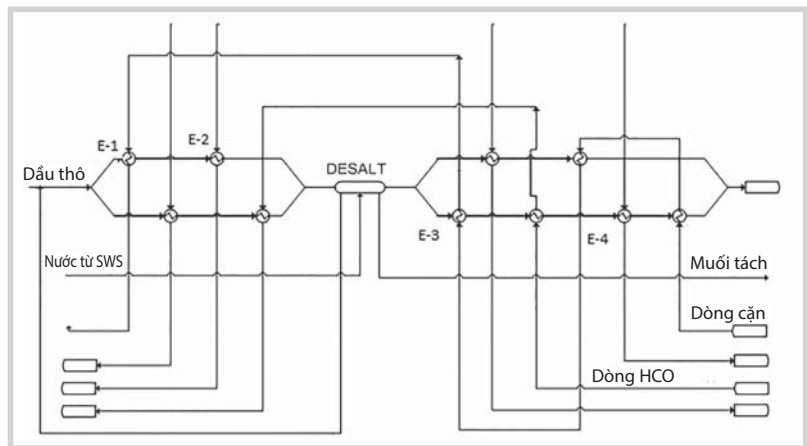
Quốc gia	Chi phí xử lý hiện tượng lắng đọng (triệu USD)	Chi phí xử lý hiện tượng lắng đọng/GNP (%)
Mỹ	14.175	0,25
Anh	2.500	0,25
Đức	4.875	0,25
Pháp	2.400	0,25
Nhật Bản	10.000	0,25
Australia	463	0,15
New Zealand	64,5	0,15

Nguồn: Heat Exchanger Fouling - Mitigation and Cleaning Technologies

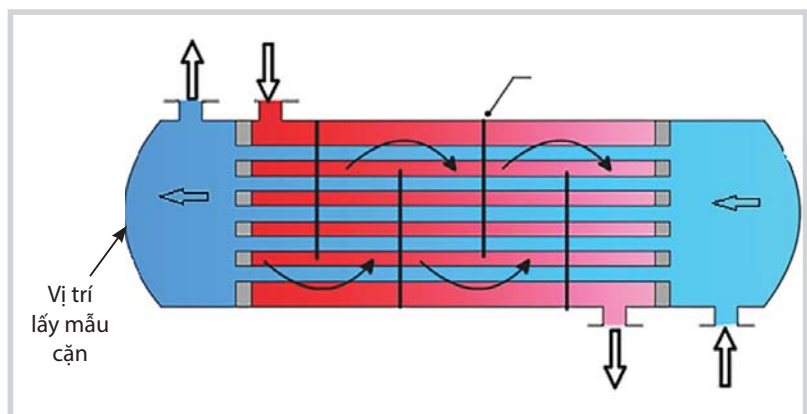
Bảng 2. Một số đơn vị cung cấp dịch vụ làm sạch thiết bị trao đổi nhiệt bằng phương pháp hóa học trên thế giới

TT	Nhà máy lọc dầu	Đơn vị cung cấp dịch vụ làm sạch
1	Reliance Industries Limited Refinery, Jamnagar, Ấn Độ	TuffChem Corporation
2	Pemex Madero Refinery, Mexico	
3	Essar Oil Refinery, Ấn Độ	
4	Pemex Cadereyta Refinery, Mexico	
5	Petro Rabigh Refining Complex, KSA	
6	Pemex Salina Cruz Refinery, Mexico	
7	PEMEX Salamanca Refinery, Mexico	
8	Aramco Ras Tanura Refinery, Saudi Arabia	
9	Shell Easter Petroleum	
10	Petronas	Nalco/Eurotech
11	ExxonMobil	Nalco

Nguồn: Tuffchem, Nalco, Eurotech



Hình 1. Sơ đồ phân bố thiết bị trao đổi nhiệt cụm gia nhiệt nguyên liệu dầu vào



thành trong đường ống, dưới tác dụng của dòng chảy, cặn sinh ra bị cuốn trôi và chủ yếu bám trên nắp pic của thiết bị trao đổi nhiệt. Nhiệt độ vận hành trong thiết bị trao đổi nhiệt không đủ lớn để xảy ra quá trình cốc hóa (> 400°C), do vậy, cặn bám trên ống trao đổi nhiệt không xảy ra quá trình cốc hóa, tính chất cặn trong ống tương đồng tính chất cặn lắng đọng trên nắp pic thiết bị trao đổi nhiệt.

Nhóm tác giả đã sử dụng các phương pháp để phân tích thành phần mẫu cặn như sau:

- Phương pháp xác định hàm lượng các kim loại Na, Mg, Ca, Al, Fe, Ni, V: quang phổ hấp thụ nguyên tử theo TCVN 5384-1991;
- Phương pháp xác định hàm lượng cặn CCR: ASTM D4503-08;
- Phương pháp xác định hàm lượng asphaltene: IP143-90;
- Phương pháp xác định hàm lượng paraffin: UOP A46-85;
- Phương pháp xác định hàm lượng tro: ASTM D482-07;
- Phương pháp xác định hàm lượng N: ASTM D3228-01;
- Phương pháp xác định hàm lượng C và H: máy phân tích nguyên tố EURO EA 3000 Single theo hướng dẫn của hãng sản xuất.

2.2. Khảo sát khả năng hòa tan

Độ hòa tan được thực hiện bằng phương pháp mất khối lượng. Công thức tính như sau:

$$\text{Độ hòa tan (\%)} = (m_0 - m_1) / m_0$$

Bảng 3. Danh sách hóa chất đưa vào khảo sát lựa chọn

TT	Nhóm dung môi hòa tan paraffin	Nhóm dung môi hòa tan asphaltene	Chất hoạt động bề mặt	Chất phụ trợ
1	Diesel (DO)	Benzene	EDA	HCl
2	n-heptane	Toluene	SDS	H ₂ SO ₄
3	n-hexane	Xylene	LAS	NaOH
4	di-clometan	Clo-benzene	NP9	N-Butylamine
5		Dầu thông (DT)	Tween 80	Diethanolamine

Bảng 4. Điều kiện thí nghiệm tối ưu hóa thành phần mẫu cặn CDU

Mức	Các yếu tố ảnh hưởng		
	Tỷ lệ DO/DT	Hàm lượng LAS (% khối lượng)	Hàm lượng amin (% khối lượng)
Mức trên (+)	1,5	4	10
Mức cơ sở (0)	0,875	2,5	6
Mức dưới (-)	0,25	1	2
Khoảng biến thiên	0,625	1,5	4

Trong đó:

- m_0 : Khối lượng mẫu ban đầu, g;
- m_1 : Khối lượng mẫu còn lại sau khi hòa tan, g.
- Thời gian khảo sát: 2 giờ;
- Tốc độ khuấy: 150 vòng/phút;
- Nhiệt độ khảo sát: 25°C;
- Lượng mẫu cặn sử dụng trong mỗi lần khảo sát: 5g;
- Lượng dung môi sử dụng: 100ml.

Sau quá trình hòa tan, cặn còn lại được lọc, rửa và sấy ở nhiệt độ thích hợp.

2.3. Lập quy hoạch thực nghiệm

Để tối ưu hóa thành phần hệ hóa phẩm: mục tiêu tối ưu hóa là hệ hóa phẩm có khả năng hòa tan lớn nhất.

Bài toán được mô hình hóa theo thực nghiệm bậc 2 tâm xoay, tiến hành trên cơ sở xây dựng ma trận quy hoạch hóa thực nghiệm bậc 2 tâm xoay. Với 3 yếu tố khảo sát nên số thực nghiệm gốc là 8, số thực nghiệm ở điểm sao là 6 và tiến hành 3 thí nghiệm ở tâm quy hoạch cần thực hiện ít nhất là 17 thí nghiệm.

2.4. Xác định tính chất hóa lý hệ hóa phẩm

- Phương pháp xác định khối lượng riêng: ASTM D1298;
- Phương pháp xác định độ nhớt động học: ASTM D445;
- Phương pháp xác định nhiệt độ bắt cháy cốc kín: ASTM D93-2000;
- Phương pháp xác định nhiệt độ bắt cháy cốc hở: ASTM D92-2001;

Bảng 5. Thành phần mẫu cặn trong thiết bị trao đổi nhiệt của phân xưởng CDU

Đơn vị: % khối lượng

TT	Chỉ tiêu	Mẫu 1	Mẫu 2	Mẫu 3	Mẫu 4
Thành phần các nguyên tố					
1	Hàm lượng C	48,65	45,70	51,25	34,32
2	Hàm lượng H	8,70	8,60	7,19	5,51
3	Hàm lượng Na	0,22	0,42	0,12	0,11
4	Hàm lượng Ca	3,16	5,16	4,43	6,10
5	Hàm lượng Mg	0,15	0,21	0,26	0,21
6	Hàm lượng Fe	7,23	4,52	8,13	12,40
7	Hàm lượng V	0,04	0,04	0,05	0,02
8	Hàm lượng Ni	0,06	0,05	0,05	0,01
9	Hàm lượng Al	1,89	2,10	1,85	2,31
10	Hàm lượng N	0,29	0,05	0,06	0,81
Thành phần các hợp chất					
11	Hàm lượng cặn CCR (gồm cả hàm lượng tro)	50,10	43,50	57,90	56,15
12	Hàm lượng paraffin	24,65	20,47	23,47	19,54
13	Hàm lượng asphaltene	2,64	2,53	2,33	4,56
14	Hàm lượng tro	32,05	35,72	40,51	45,34

- Phương pháp đánh giá tốc độ ăn mòn điện hóa: ASTM G102.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Thành phần mẫu cặn

Qua kết quả phân tích nhận thấy, hàm lượng cặn CCR trong mẫu cặn của các thiết bị trao đổi nhiệt trong phân xưởng CDU khá lớn, dao động từ 40 - 60% khối lượng. Hàm lượng paraffin trong mẫu cặn chiếm 20 - 24% khối lượng. Hàm lượng tro dao động trong khoảng 32 - 46% khối lượng, chứa chủ yếu là các oxide kim loại. Trong cặn CCR bao gồm cả tro, do vậy, thành phần cặn CCR theo kết quả phân tích bao giờ cũng chiếm tỷ lệ lớn. Hàm lượng asphaltene tương đối thấp, dao động từ 2 - 5%. Nguồn dầu thô sử dụng trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất chủ yếu là dầu thô Bạch Hổ, là dầu chứa nhiều paraffin, nên trong thành phần cặn có hàm lượng paraffin cao. So với hàm lượng cặn CCR của dầu thô ban đầu (theo quy định của nhà máy, tối đa 4% khối lượng), hàm lượng cặn trong các thiết bị trao đổi nhiệt đã tăng đáng kể.

Thành phần cặn gồm các nguyên tố C, H, các nguyên tố kim loại như Fe, Al, Ca... và có thể có 1 số nguyên tố phi kim như O, N, S... Nguyên tố C, H chủ yếu tồn tại trong các hợp chất hydrocarbon như paraffin, asphaltene, nhựa, cốc, polymer... Các kim loại chủ yếu tồn tại dưới dạng các oxide kim loại, ngoài ra có thể tồn tại dưới dạng phức với các hợp chất hữu cơ (cơ - kim). Hàm lượng Fe có trong mẫu cặn do một phần có sẵn trong dầu thô, một phần trong quá trình tồn chứa, vận chuyển dầu thô, gỉ sắt trên thành bể, đường ống trộn lẫn trong dầu thô. Hàm lượng kim loại Ca tương đối cao, một phần có trong dầu, một

phần do trong quá trình khai thác dầu có sử dụng nước để bơm ép dầu nên Ca ở dạng CaCO_3 trong nước lẫn vào dầu thô. Trong cặn có hàm lượng Al cao hơn so với các kim loại khác, Al thường có trong dung dịch khoan, khi lẫn vào dầu hay tồn tại dạng hợp chất với silic, cho thấy trong dầu thô sử dụng cho nhà máy có chứa bùn khoan. O tồn tại dưới dạng các oxide kim loại, các nguyên tố phi kim như N, S thường tồn tại dưới dạng các hợp chất hydrocarbon dị vòng. N có thể tồn tại ở dạng hợp chất trung tính như indole, cacbazol, hay các hợp chất có tính bazơ như pyridine, quinoline, acridine, phenanthridine. Lưu huỳnh có thể tồn tại dạng mercaptan, sulfur hay thiophene. Tỷ lệ C/H trong các mẫu cặn dao động từ 5 đến 7 chứng tỏ hàm lượng paraffin chiếm chủ yếu trong các hợp chất hydrocarbon. Qua đánh giá kết quả phân tích, các mẫu cặn trong thiết bị trao đổi nhiệt của phân xưởng CDU có thành phần tương đối giống nhau. Do vậy, có thể sử dụng 1 hệ hóa phẩm tốt nhất để xử lý cặn cho các thiết bị trao đổi nhiệt trong phân xưởng CDU.

Với thành phần cặn đã phân tích ở trên, hệ hóa phẩm dự kiến bao gồm các thành phần như sau: dung môi hòa tan paraffin, dung môi hòa tan hợp chất hydrocarbon mạch vòng, ngoài ra bổ sung thêm chất hoạt động bề mặt, chất ức chế ăn mòn và chất có tính acid nhẹ.

3.2. Chế tạo hệ hóa phẩm

Trên cơ sở phân tích các thành phần cặn, nhóm tác giả lựa chọn dung môi phù hợp với tính chất của mẫu cặn trong thiết bị trao đổi nhiệt của phân xưởng CDU (sau đây gọi tắt là mẫu cặn CDU) gồm 2 nhóm dung môi hòa tan là paraffin và asphaltene.

Bảng 6. Độ hòa tan của các dung môi

TT	Loại dung môi		Độ hòa tan (% khối lượng)
			Cặn CDU
1	Dung môi hòa tan paraffin	Diesel (DO)	15,26
2		n-hexane	12,25
3		n-heptane	11,74
4	Dung môi hòa tan asphaltene, hydrocarbon thơm	Toluene	8,52
5		Xylene	10,43
6		Naphtha aromatic	11,15
7		Dầu thông (DT)	12,81

Bảng 7. Ảnh hưởng của tỷ lệ dung môi đến khả năng hòa tan mẫu cặn CDU

TT	Tỷ lệ dung môi (% khối lượng)	Độ hòa tan (% khối lượng)
1	10%DO + 90%DT	11,52
2	20%DO + 80%DT	15,31
3	30%DO + 70%DT	18,92
4	40%DO + 60%DT	22,43
5	50%DO + 50%DT	21,83
6	60%DO + 40%DT	19,27

Bảng 8. Ảnh hưởng của chất hoạt động bề mặt đến khả năng hòa tan mẫu cặn CDU

TT	Chất hoạt động bề mặt	Tỷ lệ chất hoạt động bề mặt (% khối lượng)	Độ hòa tan (% khối lượng)
1	Tween 80	5	25,35
2	Tween 60	5	31,40
3	LAS	5	31,15
4	NP9	5	26,45
5	SDS	5	28,35

Bảng 9. Ảnh hưởng của tỷ lệ chất hoạt động bề mặt/dung môi đến khả năng hòa tan cặn CDU

TT	Chất hoạt động bề mặt	Tỷ lệ chất hoạt động bề mặt (% khối lượng)	Độ hòa tan (% khối lượng)
1	LAS	1	31,73
2	LAS	2	34,23
3	LAS	3	33,52
4	LAS	4	31,35
5	Tween 60	2	31,27
6	Tween 60	3	33,28
7	Tween 60	4	32,85

Bảng 10. Ảnh hưởng tỷ lệ hóa phẩm/cặn khi đã bổ sung chất hoạt động bề mặt đến khả năng hòa tan cặn CDU

TT	Tỷ lệ hóa phẩm/cặn (khối lượng)	Độ hòa tan (% khối lượng)
1	4	17,62
2	6	22,43
3	8	34,18
4	10	34,23

Bảng 11. Ảnh hưởng của acid đến khả năng hòa tan CDU của hệ hóa phẩm

TT	Acid	Tỷ lệ (% khối lượng)	Độ hòa tan (% khối lượng)
1	EDTA	5	34,53
2	Acid citric	5	34,47
3	H ₂ SO ₄ loãng (20%)	3	34,26
4	HCl loãng (15%)	3	34,19

Kết quả Bảng 6 cho thấy, dung môi diesel và dầu thông có khả năng hòa tan cao. Diesel với thành phần chứa cả hydrocarbon mạch thẳng và hydrocarbon mạch vòng, ngoài việc hòa tan chủ yếu các hợp chất paraffin, còn có thể hòa tan được các hợp chất hydrocarbon mạch vòng. Dầu thông là chất có khả năng hòa tan tốt các hợp chất mạch vòng, bên cạnh đó có thể hòa tan hợp chất hydrocarbon mạch thẳng. Từ kết quả Bảng 6, nhóm tác giả lựa chọn dung môi diesel (DO) và dầu thông (DT) là 2 thành phần chính của hệ hóa phẩm và sẽ tiếp tục nghiên cứu về tỷ lệ sử dụng và bổ sung thêm các thành phần khác. Bước tiếp theo là khảo sát tỷ lệ giữa 2 dung môi ảnh hưởng đến khả năng hòa tan mẫu cặn.

Kết quả Bảng 7 cho thấy, khi tăng tỷ lệ diesel từ 10% đến 40% và dầu thông giảm từ 90% xuống 60% thì khả năng hòa tan của hệ dung môi có xu hướng tăng dần. Nếu tiếp tục tăng tỷ lệ diesel lên 50%, 60% thì khả năng hòa tan có xu hướng giảm đi. Khi lượng diesel ít, hàm lượng hợp chất hydrocarbon mạch thẳng giảm, không đủ để hòa tan hết lượng paraffin trong mẫu. Mặt khác, hàm lượng dầu thông nhiều tức là nhiều mạch vòng, gây cản trở quá trình tiếp xúc giữa các hợp chất hydrocarbon mạch thẳng với paraffin, dẫn đến giảm khả năng hòa tan paraffin. Paraffin không tan gây cản trở quá trình tiếp xúc giữa hợp chất hydrocarbon mạch vòng của dung môi với phần hydrocarbon mạch vòng của cặn, cũng làm giảm khả năng hòa tan. Với tỷ lệ diesel/dầu thông thích hợp là 40% DO + 60% DT sẽ cho khả năng hòa tan tốt nhất.

Việc bổ sung các chất hoạt động bề mặt sẽ làm tăng khả năng thẩm thấu của hóa phẩm. Kết quả khảo sát độ hòa tan với các chất hoạt động bề mặt khác nhau được trình bày trong Bảng 8.

Trong mẫu cặn thường chứa nước, do vậy, khi bổ sung thêm chất hoạt động bề mặt sẽ tăng khả năng thẩm thấu, khả năng tiếp xúc của dung môi với các thành phần hydrocarbon trong mẫu cặn, dẫn đến làm

tăng khả năng hòa tan. Kết quả chỉ ra rằng, LAS và Tween 60 là 2 chất hoạt động bề mặt làm tăng độ hòa tan cao nhất.

Khi giảm lượng chất hoạt động bề mặt đến mức nào đó thì khả năng hòa tan của hệ dung môi tăng. Vì khi tăng chất hoạt động bề mặt đến giá trị nào đó thì khả năng hòa tan được lớn nhất và nếu có thêm chất hoạt động bề mặt nữa thì cũng không cải thiện được khả năng hòa tan, mặt khác còn làm giảm lượng dung môi, vì vậy, giảm khả năng hòa tan. Ngoài ra, khi sử dụng Tween 60, lượng bọt sinh ra trong quá trình khuấy trộn tương đối nhiều, cần phải bổ sung thêm chất khử bọt để giảm mức độ tạo bọt. Đối với LAS, lượng bọt không đáng kể, không cần phải sử dụng chất khử bọt và khi sử dụng LAS, hệ hóa phẩm có khả năng hòa tan tốt hơn so với Tween 60.

Sau khi đã bổ sung chất hoạt động bề mặt vào hệ hóa phẩm, nhóm tác giả đánh giá lại tỷ lệ hóa phẩm/cặn để tìm tỷ lệ phù hợp.

Khi tỷ lệ tăng từ 4 đến 8 lần thì độ hòa tan tăng lên đáng kể từ 17,62% lên 34,18%. Tiếp tục tăng tỷ lệ lên 10 lần, độ hòa tan tăng không đáng kể, lúc này dung dịch đã đạt đến mức độ bão hòa. Việc bổ sung chất hoạt động bề mặt đã làm tăng khả năng thẩm thấu và khả năng tiếp xúc của dung môi với chất tan. Có thể sử dụng lượng dung môi ít hơn để hòa tan cặn mà vẫn đảm bảo được khả năng hòa tan tốt. Kết quả Bảng 10 cho thấy tỷ lệ phù hợp nhất là 8 lần. Tỷ lệ này sẽ được sử dụng cho phần nghiên cứu tiếp theo.

Tiếp tục, nghiên cứu bổ sung thêm acid với mục đích hòa tan các kim loại, oxide kim loại có trong mẫu cặn. Bảng 11 đưa ra kết quả khảo sát khả năng hòa tan của hệ dung môi khi bổ sung thêm các acid hữu cơ và vô cơ.

Khi bổ sung thêm các acid vô cơ dưới 3% thì khả năng phân tán vẫn tốt, nếu tăng lên nữa, dung dịch tạo thành dạng nhão, không thể hòa tan được. Do khi tăng hàm lượng acid vô cơ lên, kích cỡ của các mixen sẽ tăng dần và đến mức độ siêu lớn tạo thành điểm vẫn đục, làm tăng độ nhớt của hệ dung môi, nhiều điểm vẫn đục hình thành làm hệ dung môi chuyển sang dạng nhão. Kết quả khảo sát cho thấy, việc bổ sung

Bảng 12. Ảnh hưởng của các chất trung hòa đến khả năng hòa tan cặn CDU

TT	Chất phụ trợ	Tỷ lệ (% khối lượng)	Độ hòa tan (% khối lượng)
1	Diethanolamine	6	34,56
2	N-butylamine	5	35,24
3	NaOH	2	32,55
4	Ba(OH) ₂	2	33,47
5	KMnO ₄	4	33,82

Bảng 13. Kết quả khảo sát ảnh hưởng của tỷ lệ thành phần đến độ hòa tan cặn CDU (thời gian 2 giờ, tốc độ khuấy 150 vòng/phút, nhiệt độ 25°C)

TT	Thành phần hệ hóa phẩm			Độ hòa tan (% khối lượng)
	Tỷ lệ DO/DT	LAS (% khối lượng)	Amin (% khối lượng)	
1	0,25	1	2	15,31
2	0,25	4	2	25,35
3	0,25	1	10	22,43
4	0,25	4	10	31,73
5	0,25	2,5	6	32,85
6	0,875	1	6	31,56
7	0,875	4	6	35,18
8	0,875	2,5	2	32,48
9	0,875	2,5	10	35,64
10	0,875	2,5	6	33,52
11	0,875	2,5	6	33,96
12	0,875	2,5	6	32,64
13	1,5	1	2	19,27
14	1,5	4	2	26,45
15	1,5	1	10	27,82
16	1,5	4	10	32,73
17	1,5	2,5	6	35,98

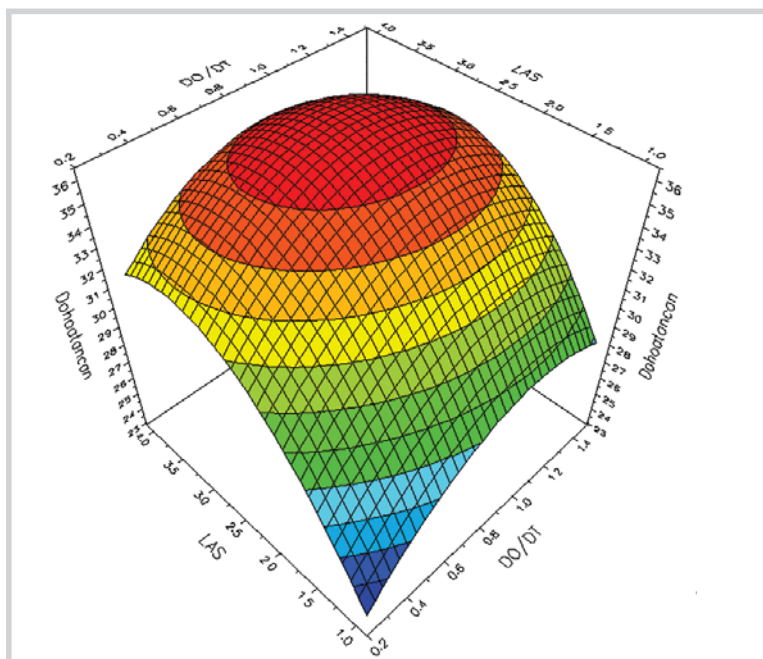
thêm acid vào không làm tăng khả năng hòa tan của dung dịch. Có thể do độ acid không đủ mạnh và các oxide trong cặn khó tan. Nếu sử dụng acid với hàm lượng lớn, nồng độ cao sẽ gây ăn mòn mạnh trong đường ống. Các acid hữu cơ có thể hòa tan vô hạn trong dung môi hữu cơ, nhưng độ acid yếu, cũng không thể hòa tan được các hợp chất oxide kim loại có trong cặn. Thực tế, khi hòa tan mẫu trong môi trường acid mạnh (HCl, H₂SO₄ có nồng độ cao), cũng không thấy có sự thay đổi, có thể là các oxide kim loại được bao phủ lớp cốc hay các hợp chất hữu cơ, nên ngăn cản quá trình tiếp xúc giữa acid và oxide kim loại.

Với hệ hóa phẩm như trên, nhóm tác giả tiến hành xác định tốc độ ăn mòn bằng phương pháp điện hóa. Kết quả cho thấy, hệ hóa phẩm có khả năng gây ăn mòn kim loại. Nhóm tác giả nghiên cứu bổ sung thêm các chất có tính kiềm để điều chỉnh độ pH của dung môi về bằng 7. Bảng 12 đưa ra kết quả khảo sát độ hòa tan khi cho thêm các chất phụ trợ vào hệ hóa phẩm.

Qua khảo sát, xác định được lượng cần thêm vào và đánh giá lại khả năng hòa tan của dung dịch. Kết quả Bảng 12 cho thấy, khi thêm các hợp chất vô cơ, khả năng hòa tan của dung dịch không bị ảnh hưởng. Đối với các hợp chất hữu cơ, độ hòa tan có tăng lên nhưng không nhiều. Với tỷ lệ N-butylamine là 5%, độ hòa tan tăng lên khoảng 1,8%, đây là chất thích hợp nhất để bổ sung vào dung môi.

3.3. Tối ưu hóa thành phần hệ hóa phẩm

Mục tiêu của việc tối ưu hóa thành phần hệ hóa phẩm là hệ hóa phẩm có khả năng hòa tan cặn lớn nhất. Thành phần chính của hệ hóa phẩm là diesel và dầu thông, đây là 2 thành phần chiếm chủ yếu trong hệ hóa phẩm, ảnh hưởng lớn nhất đến khả năng hòa tan mẫu cặn. Qua khảo sát ảnh hưởng của tỷ lệ DO/DT, tỷ lệ LAS trong hệ dung môi đến khả năng hòa tan mẫu cặn đã được trình bày ở trên, nhóm tác giả lựa chọn khoảng biến thiên tỷ lệ DO/DT = 0,25 - 1,5, hàm lượng LAS từ 1 -



Hình 2. Mặt tối ưu tỷ lệ thành phần hệ hóa phẩm hòa tan cặn CDU

Bảng 14. Kết quả tối ưu tỷ lệ thành phần hệ hóa phẩm hòa tan cặn CDU

TT	1	2	3	4	5	6
	DO/DT	LAS	Amin	Dohoatancon	lter	Log(D)
1	0,6761	2,0249	5,3528	35,7505	40	-0,7301
2	0,6156	1,9169	5,4342	34,7814	40	-0,0594
3	0,6686	1,8597	5,1649	35,1335	41	-0,2483
4	0,6706	1,0028	8,2279	34,0104	38	1,9705
5	1,2690	1,0028	8,2279	17,1494	40	-0,0674
6	1,2696	1,0028	8,2279	17,1494	40	-0,0674
7	1,2696	1,0028	8,2279	17,1494	40	-0,0674
8	1,2696	1,0028	8,2279	17,1494	40	-0,0674

Bảng 15. Tính chất hóa lý của hệ hóa phẩm

Chỉ tiêu	Đơn vị tính	Hệ hóa phẩm hòa tan cặn CDU
Trạng thái		Dạng lỏng, màu vàng
Mùi		Hắc, giống mùi dầu thông
pH		6,5 - 7
Nhiệt độ chớp cháy cốc kín	°C	44
Nhiệt độ chớp cháy cốc hở	°C	55
Độ nhớt ở 40°C	Cst	1,83
Tỷ trọng ở 15°C		0,858
Nhiệt độ sôi	°C	> 150
Ăn mòn		Không
Khả năng tan trong nước		Tan rất ít

4%. Thành phần N-butylamine trong dung môi có vai trò là hợp chất trung hòa acid, phụ thuộc nhiều vào thành phần LAS, đây là chất tạo môi trường acid. Trên cơ sở kết quả khảo sát ảnh hưởng của thành phần LAS và N-butylamine đến độ pH của dung dịch, nhóm tác giả lựa chọn khoảng biến thiên của N-butylamine từ 2 - 10%.

Tiến hành tối ưu hóa theo phần mềm thống kê và kết quả quy hoạch tối ưu theo phương án bậc 2. Thông qua bảng đánh giá Anova cho thấy độ tương quan của phép quy hoạch thực nghiệm là 91,7%.

Phương trình hồi quy thu trong hệ tọa độ thực được biểu diễn như sau:

$$Y = 35,61 + 1,46x_1 + 3,50x_2 + 3,12x_3 - 2,89x_2 - 3,93x_{22} - 3,24x_{32} - 0,91x_1x_2 + 0,17x_1x_3 - 0,38x_2x_3$$

Phương trình này được tự động kiểm tra và đánh giá theo chuẩn Fisher với mức ý nghĩa 0,05% cho thấy phương trình phù hợp với thực nghiệm. Sử dụng phần mềm Modde 5.0 vẽ mặt tối ưu (Hình 2).

Kết quả tối ưu như sau: Tỷ lệ DO/DT là 37,2/55,57 và hoạt động bề mặt chiếm 1,88%, amin chiếm 5,35% sẽ hòa tan được 35,75% cặn.

Với điều kiện khảo sát ở 25°C, tốc độ khuấy 150 vòng/phút và thời gian 2 giờ, thành phần phù hợp của hệ dung môi được xác định tỷ lệ phần trăm theo khối lượng là: tỷ lệ diesel/dầu thông/chất hoạt động bề mặt/amin = 37,2/55,6/1,8/5,4, tỷ lệ về khối lượng hệ dung môi/cặn khoảng 8 lần, khi đó độ hòa tan đạt cao nhất là 35,75%.

3.4. Tính chất hệ hóa phẩm

Kết quả phân tích tính chất hệ hóa phẩm cho thấy, nhiệt độ chớp cháy cốc kín của hệ hóa phẩm hòa tan cặn CDU là 43,5°C. Với nhiệt độ chớp cháy này, để đảm bảo an toàn cháy nổ trong quá trình lưu trữ, bảo quản, cần đảm bảo giữ nhiệt độ môi trường xung quanh dưới nhiệt độ chớp cháy và nhiệt độ vận hành dưới 40°C. Hệ hóa phẩm không có tính ăn mòn, nên hoàn toàn không gây hại cho hệ thống thiết bị trong nhà máy.

Phương pháp xử lý cặn trong thiết bị trao đổi nhiệt bằng hóa phẩm dự kiến gồm các bước sau:

- Bước 1: Khảo sát hiện trạng lắng cặn và xác định thành phần cặn;
- Bước 2: Tính toán lượng hóa phẩm cần dùng;
- Bước 3: Tính toán vận tốc dòng và lưu lượng dòng cần thiết;
- Bước 4: Lắp đặt hệ thống và kiểm tra;
- Bước 5: Bơm tuần hoàn hệ hóa phẩm;
- Bước 6: Sử dụng hơi nước quá nhiệt và khí khô thổi qua ống trao đổi nhiệt;
- Bước 7: Xử lý chất thải.

Hóa phẩm sau khi xử lý được phối trộn với dầu Mazut, làm nhiên liệu đốt cho nhà máy.

Cặn rắn được thu gom đưa tới khu chứa chất thải nguy hại của nhà máy.

Nước thải được thu gom lại, pha loãng và đưa vào hệ thống xử lý nước nhiễm dầu ETP của nhà máy hoặc có thể đưa đến khu chứa chất thải nguy hại của nhà máy.

4. Kết luận

Phân tích thành phần mẫu cặn trong các thiết bị trao đổi nhiệt thuộc phân xưởng CDU cho thấy các mẫu cặn trong thiết bị trao đổi nhiệt của phân xưởng CDU có hàm lượng cặn CCR từ 40 - 60% khối lượng, paraffin từ 20 - 24% khối lượng, hàm lượng tro từ 32 - 45% khối lượng. Tỷ số C/H dao động từ 5 - 7 cho thấy hàm lượng paraffin chiếm chủ yếu trong các hợp chất hydrocarbon.

Về nghiên cứu chế tạo hệ hóa phẩm, nhóm tác giả đề xuất thành phần tối ưu hệ hóa phẩm xử lý cặn trong thiết bị trao đổi nhiệt thuộc phân xưởng CDU của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất như sau: diesel/dầu thông/chất hoạt động

bề mặt/amin = 37,2/55,6/1,8/5,4, tỷ lệ về khối lượng hệ dung môi/cặn là 8 lần theo khối lượng. Kết quả xác định tính chất hóa lý của hệ hóa phẩm hòa tan cặn cho thấy hệ hóa phẩm không gây ăn mòn thiết bị, tan rất ít trong nước và nhiệt độ chớp cháy cốc kín là 44°C.

Tài liệu tham khảo

1. S.N.Kazi. *Fouling and fouling mitigation on heat exchanger surfaces*. Intechopen. 2001.
2. Mostafa M.Awad. *Fouling of heat transfer surfaces*. Intechopen. 2001.
3. Hans Müller-Steinhagen. *Heat exchanger fouling - Mitigation and cleaning technologies*. Publico Publications. 2000.
4. Mohammad Reza Mozdianfard, Elaheh Behranvand. *A field study of fouling in CDU preheaters at Esfahan refinery*. Applied Thermal Engineering. 10 January 2013; 50(1): p. 908 - 917.
5. C.Cunault, Y.Coquinot, C.H.Burton, S.Picard, A.M.Pourcher. *Characteristics and composition of fouling caused by pig slurry in a tubular heat exchanger - Recommended cleaning systems*. Journal of Environmental Management. 15 March 2013; 117: p. 17 - 31.
6. Mohammad Reza Jafari Nasr, Mehdi Majidi Givi. *Modeling of crude oil fouling in preheat exchangers of refinery distillation units*. Applied Thermal Engineering. October 2006; 26(14 - 15): p. 1572 - 1577.
7. A.M.Pritchard. *The Economics of Fouling*. Fouling Science and Technology. L.F.Melo et al. (eds.). Kluwer Academic Publishers, Netherlands. 1988: p. 31 - 45.

Chemical treatment of fouled heat exchangers in Dung Quat Refinery

**Le Quang Hung, Nguyen Thi Mai Le
Nguyen Khanh Toan, Nguyen Thi Lan Anh**
Vietnam Petroleum Institute
Email: hunglq.epc@vpi.pvn.vn

Summary

Heat exchangers of CDU in Dung Quat Refinery are frequently fouling. The study and use of chemicals for fouling treatment are of great economic significance for the refinery. This paper briefly introduces the fouling phenomenon, the economic effects of fouling in refineries, and current anti-fouling treatment in Dung Quat Refinery. The authors evaluated the deposit properties and prepared suitable chemical for fouling treatment. The results show that there are about 40 - 60% of CCR deposit and 20 - 40% of paraffin in the fouling deposit, which has a C/H ratio of 5 - 7. The produced chemical has a diesel oil/turpentine/surfactant/amine ratio of 37.2/55.6/1.8/5.4 and a chemical/deposit weight ratio of 8. The solution after fouling treatment is suitable for use as furnace fuel.

Key words: Fouling in heat exchanger; chemical cleaning for heat exchanger.

MỘT GÓC NHÌN MỚI VỀ VẬN HÀNH DOANH NGHIỆP

KS. Đỗ Văn Hải

Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC)

Email: haidv@pvc.vn

Tóm tắt

Các doanh nghiệp hoạt động hiệu quả nhất đều xây dựng được một nền tảng vận hành vững chắc - số hóa các hệ thống, quy trình kinh doanh/quản trị “lõi” thông qua việc xây dựng cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin (IT). Nền tảng đó gọi là kiến trúc doanh nghiệp. Để xây dựng nền tảng vận hành hiệu quả, ban lãnh đạo doanh nghiệp cần nắm vững 3 nguyên tắc cơ bản và 10 nguyên tắc lãnh đạo quan trọng nhất.

Từ khóa: Nền tảng tổ chức - vận hành, hệ thống, quy trình, cơ sở hạ tầng IT, kiến trúc doanh nghiệp.

1. Khái niệm về kiến trúc doanh nghiệp

Kiến trúc doanh nghiệp (Enterprise Architecture) có tầm quan trọng rất lớn, nhất là trong giai đoạn tái cơ cấu hiện nay. Các lãnh đạo cần tạo sự kết nối, gắn bó chặt chẽ với nhau giữa các đồng sự thuộc bộ phận kinh doanh và IT trong việc xây dựng nền tảng vận hành. Sự thành bại của việc xây dựng nền tảng vận hành phụ thuộc vào tác động của ban lãnh đạo.

1.1. Định nghĩa

Kiến trúc doanh nghiệp là tổ chức hợp lý các quy trình kinh doanh và hạ tầng cơ sở công nghệ thông tin để thể hiện các yêu cầu tích hợp và chuẩn hóa các mô hình hoạt động doanh nghiệp.

Chìa khóa của kiến trúc doanh nghiệp hiệu quả nằm ở việc xác định các quy trình, dữ liệu, công nghệ và giao diện khách hàng để đưa mô hình hoạt động từ tầm nhìn trở thành hiện thực.

Kiến trúc doanh nghiệp là vấn đề thuộc về mô hình quản trị kinh doanh hiện đại.

1.2. Để thực thi chiến lược, trước hết phải xây dựng nền tảng vận hành

Trong môi trường cạnh tranh, một số doanh nghiệp đã lớn mạnh và thu được lợi nhuận cao, điển hình như: Intel, Apple, Samsung, Microsoft, GE, Dell, Walmart... Các doanh nghiệp này có nhiều nhân viên làm việc hiệu quả, thu lợi nhuận cao từ các dự án đầu tư và thành công hơn trong việc thực hiện chiến lược kinh doanh. Vậy điều gì đã làm nên những sự khác biệt này? Đó là các doanh nghiệp này hoạt động tốt vì họ có nền tảng vận hành tốt. Họ đã áp dụng công nghệ vào các quy trình để có thể vận hành các hoạt động “lõi” của doanh nghiệp một cách hiệu quả và ổn định. Lãnh đạo các doanh nghiệp này đã đưa ra những quyết định cứng rắn trong việc lựa chọn các hoạt động

nào họ phải thực thi thật tốt và triển khai các hệ thống IT cần thiết để số hóa các hoạt động đó. Điều này đã biến IT trở thành một tài sản, do đó đã tạo nên một nền tảng vận hành giúp doanh nghiệp hoạt động trở nên linh hoạt.

Tóm lại, nền tảng vận hành là cơ sở hạ tầng IT và các quy trình kinh doanh tự động hóa các khả năng “lõi” của doanh nghiệp. Một nền tảng vận hành hiệu quả phụ thuộc vào sự điều chỉnh chặt chẽ giữa các mục tiêu kinh doanh và các khả năng IT.

Để xây dựng một nền tảng vận hành hiệu quả, các doanh nghiệp cần nắm vững 3 nguyên tắc cơ bản sau:

- Mô hình hoạt động

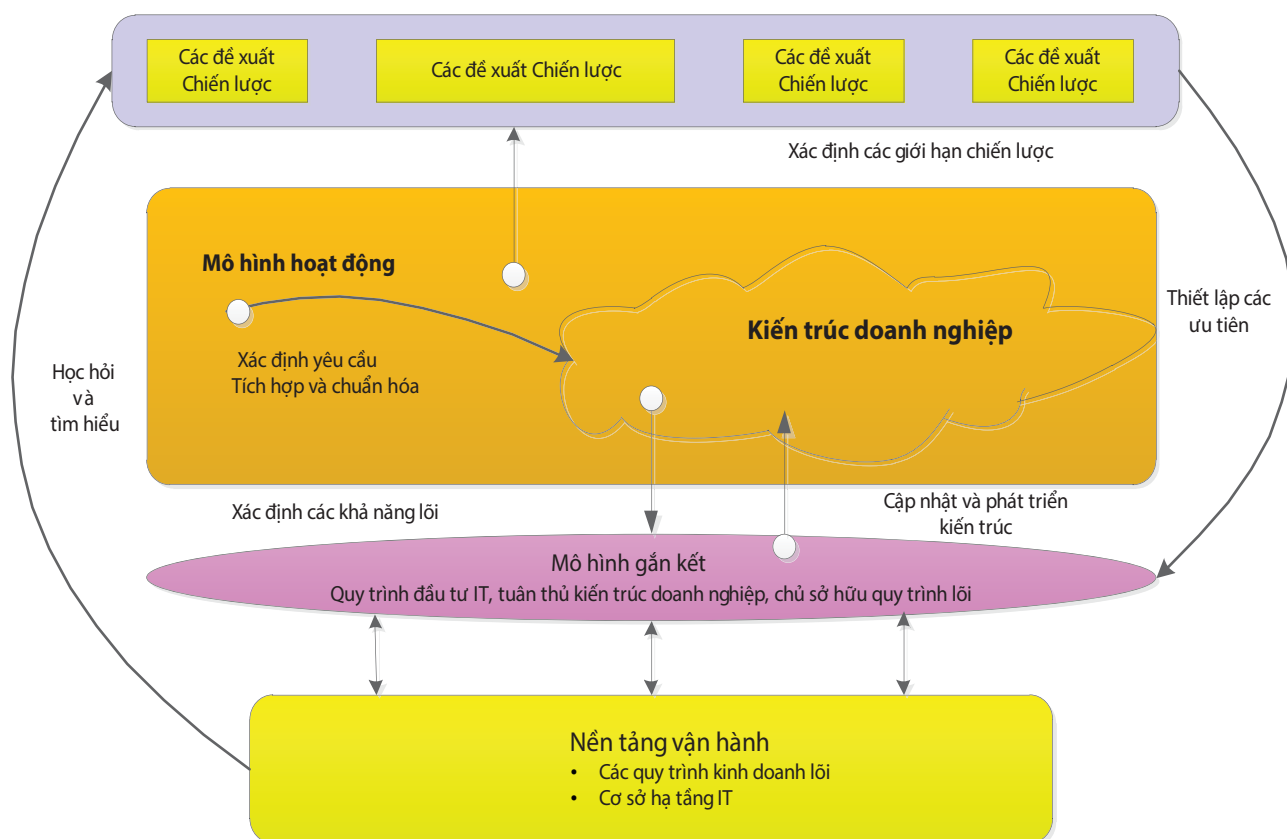
Là mức độ cần thiết của sự tích hợp và chuẩn hóa quy trình kinh doanh trong việc cung cấp sản phẩm và dịch vụ tới khách hàng. Tích hợp giúp thực hiện hoàn chỉnh các quy trình một cách chính xác và khép kín. Chuẩn hóa quy trình nâng cao hiệu quả hoạt động của doanh nghiệp. Vì vậy, mô hình này cần có sự cam kết của ban lãnh đạo về cách thức doanh nghiệp sẽ vận hành.

- Kiến trúc doanh nghiệp

Kiến trúc doanh nghiệp cung cấp tầm nhìn dài hạn về các quy trình, hệ thống và công nghệ vận hành doanh nghiệp. Nội dung thiết kế các quy trình kinh doanh gồm 5 giai đoạn: Silo; chuẩn hóa công nghệ; tối ưu hóa lõi; đơn thể doanh nghiệp; kinh doanh năng động.

- Mô hình gắn kết IT

Là hệ thống cơ cấu điều hành để đảm bảo hoạt động kinh doanh và các dự án IT đạt được các mục tiêu của các bộ phận cũng như của toàn doanh nghiệp. Mô hình thiết lập các mối liên hệ giữa các quyết định IT ở cấp cao, ví dụ như xét mức độ ưu tiên trong dự án, thiết kế quy trình toàn doanh nghiệp cũng như các quyết định ở cấp triển khai dự án.



Hình 1. Nền tảng vận hành của doanh nghiệp [1]

Hình 1 minh họa cách thức các doanh nghiệp có thể vận dụng 3 nguyên tắc trên để xây dựng và ứng dụng nền tảng vận hành. Dựa vào tầm nhìn về cách thức doanh nghiệp sẽ hoạt động, các lãnh đạo kinh doanh và IT có thể xác định các yêu cầu kiến trúc cơ bản của nền tảng vận hành (kiến trúc doanh nghiệp). Sau khi các lãnh đạo kinh doanh xác định được các chương trình kinh doanh, mô hình gắn kết IT sẽ chỉ ra từng dự án có thể hưởng lợi từ nền tảng vận hành hoặc đóng góp vào nền tảng đó.

2. Các giai đoạn trưởng thành của kiến trúc doanh nghiệp

Kiến trúc doanh nghiệp gồm 5 giai đoạn trưởng thành:

2.1. Kiến trúc Silo doanh nghiệp

Khi doanh nghiệp tìm cách thỏa mãn tối đa nhu cầu của từng đơn vị kinh doanh hoặc từng chức năng riêng lẻ.

2.2. Kiến trúc chuẩn hóa công nghệ

Cung cấp hiệu quả IT bằng cách chuẩn hóa công nghệ và tăng cường quản lý công nghệ tập trung trong hầu hết các trường hợp.

2.3. Kiến trúc tối ưu hóa lõi

Cung cấp dữ liệu và chuẩn quy trình cho toàn doanh nghiệp theo hướng phù hợp với mô hình hoạt động.

2.4. Kiến trúc đơn thể doanh nghiệp

Khi doanh nghiệp quản lý và tái sử dụng một cách khá tự do các thành phần của quy trình kinh doanh dựa trên IT để vừa giữ vững các chuẩn quốc tế, vừa cho phép một số thay đổi mang tính cục bộ.

2.5. Dự án kinh doanh năng động

Mở rộng các module có thể tái sử dụng nhằm giúp doanh nghiệp nhanh chóng cơ cấu lại danh mục kinh doanh.

3. Các dấu hiệu của nền tảng vận hành doanh nghiệp không hiệu quả

- Một câu hỏi của khách hàng có nhiều câu trả lời
- Khách hàng cảm thấy bức xúc và rối trí khi nhận được nhiều câu trả lời khác nhau từ các bộ phận khác nhau của doanh nghiệp cho cùng một câu hỏi.
- Thực hiện các quy định mới đòi hỏi phải mất nhiều công sức

Việc tuân theo các quy định luôn gây ra các chi phí gián tiếp, nhưng hầu như mỗi năm đều có các quy định mới. Nền tảng vận hành sẽ làm giảm đáng kể chi phí biên ngắn hạn để đáp ứng quy định kế tiếp bằng cách tạo ra một khả năng truy cập dữ liệu và chuẩn đo có thể sử dụng lại được.

- Tính linh hoạt trong kinh doanh yếu và các đề xuất tăng trưởng không sinh lời

Trên thực tế, những doanh nghiệp có tỷ lệ các quy trình kinh doanh lõi được số hóa cao sẽ linh hoạt hơn. Ngược lại, các doanh nghiệp chưa xây dựng và tận dụng các khả năng được số hóa sẽ thất bại, vì họ phải xây dựng các khả năng mới cho từng đề xuất mới.

- IT luôn là khâu trì trệ

Nhiều doanh nghiệp triển khai theo hướng cũ, tức là bằng cách liên kết các chiến lược kinh doanh và sau đó liên kết với IT, thường cho thấy IT là khâu trì trệ: thời gian triển khai một hệ thống mới nhằm hỗ trợ cho một đề xuất chiến lược mới kéo dài từ 1 - 2 năm, khi đó thị trường và hoạt động kinh doanh đã thay đổi. Các doanh nghiệp thành công nhất ngày càng đòi hỏi các dự án phải mang lại giá trị mới theo chu kỳ 90 ngày/lần.

- Các quy trình kinh doanh và hệ thống khác nhau nhưng lại thực hiện một công việc giống nhau

Trong doanh nghiệp có tất cả bao nhiêu quy trình kinh doanh và hệ thống khác nhau cùng thực hiện một công việc? Chúng không làm tăng thêm giá trị. Vì vậy, hãy xử lý số lượng các hệ thống dư thừa này.

- Thiếu thông tin cần thiết để đưa ra quyết định

Một nền tảng vận hành vững chắc phải chứa đựng các dữ liệu mà người ra quyết định cần. Dữ liệu cần được sử dụng tuân theo các quy trình chuẩn. Những người ra quyết định trong doanh nghiệp sẽ đưa ra những quyết định phù hợp dựa trên trên cùng một nhóm dữ liệu hữu ích về khách hàng và sản phẩm.

- Nhân viên chuyển dữ liệu từ hệ thống này sang hệ thống khác

Tỷ lệ các quy trình giao dịch lõi mà nhân viên phải lấy dữ liệu từ hệ thống này, chỉnh sửa nó và sau đó

nhập vào một hệ thống khác là bao nhiêu? Nếu tỷ lệ này không giảm dần, yêu cầu xử lý ngay.

- Ban quản trị cấp cao sợ phải bàn bạc về các vấn đề IT

Khi lãnh đạo cấp cao không tham gia vào việc đưa ra quyết định IT, họ không thể đưa ra phương hướng xây dựng và vận hành nền tảng kiến trúc doanh nghiệp, dẫn đến việc cắt giảm tùy tiện chi phí đầu tư IT.

- Ban quản trị không biết về việc IT có đem lại giá trị cao hay không

Yêu cầu đối với các lãnh đạo là mô tả được kiến trúc doanh nghiệp ở mức tổng quan. Nếu tỷ lệ các lãnh đạo cấp cao trong doanh nghiệp có thể mô tả kiến trúc doanh nghiệp ở mức tổng quan là dưới 1/3 thì ban lãnh đạo cần phải tự bản thân chấn chỉnh lại ngay vấn đề này.

4. 10 nguyên tắc lãnh đạo để xây dựng và vận hành kiến trúc doanh nghiệp

- Cam kết vào nền tảng

Các doanh nghiệp phải thực hiện nghiêm túc tính nguyên tắc tổ chức để xây dựng và vận hành nền tảng. Ban quản trị phải dựa vào kỷ luật để theo đuổi các cơ hội chiến lược nhằm tận dụng nền tảng.

- Bắt đầu thay đổi từ trên xuống và tháo dỡ các rào cản

Ban quản trị cấp cao phải tập trung và đưa ra quyết định việc xây dựng nền tảng vận hành là phần cốt lõi để doanh nghiệp xây dựng khả năng thực thi các chiến lược và chịu trách nhiệm hướng kiến trúc vào nền tảng vận hành bằng cách trực tiếp hoặc thông qua hoạt động điều hành.

- Tạo điều kiện cho lỗi - thử nghiệm

Một nền tảng vận hành vững chắc sẽ giúp doanh nghiệp sẵn sàng đáp ứng các nhu cầu của khách hàng trong tương lai. Các cuộc thử nghiệm trong và ngoài lõi sẽ giúp doanh nghiệp học hỏi được nhiều hướng kinh doanh và các khả năng công nghệ mới.

- Sử dụng kiến trúc như công cụ la bàn và giao tiếp

Kiến trúc doanh nghiệp cần định hướng doanh nghiệp để gia tăng sự liên kết. Thiết kế lõi về kiến trúc doanh nghiệp có thể coi như chiếc la bàn để các nhà quản lý điều chỉnh sự khác biệt trong các bước tiếp theo khi xây dựng các khả năng tổ chức. Mục tiêu của kiến trúc doanh nghiệp không phải là tiến đến một giai đoạn cuối nào, mà nhằm đạt được một bản thiết kế về định hướng của doanh nghiệp.

Bảng 1. Các giai đoạn trưởng thành của kiến trúc doanh nghiệp [1]

	Silo doanh nghiệp	Chuẩn hóa công nghệ	Tối ưu hóa lõi	Đơn thể doanh nghiệp	Dự án kinh doanh năng động
Khả năng IT	Các ứng dụng IT cục bộ	Nền tảng công nghệ chung	Quy trình hoặc dữ liệu chuẩn cho toàn doanh nghiệp	Module kinh doanh "gắn là chạy"	Sáp nhập dễ dàng vào hệ thống đối tác
Mục tiêu kinh doanh	Lợi nhuận trên vốn đầu tư (ROI) của các đề xuất kinh doanh cục bộ	Giảm chi phí IT	Chi phí và chất lượng của hoạt động kinh doanh	Thời gian đưa sản phẩm ra thị trường; tính linh hoạt chiến lược	ROI của các dự án kinh doanh mới
Các ưu tiên về đầu tư	Các ứng dụng riêng lẻ	Các dịch vụ cơ sở hạ tầng chung	Các ứng dụng toàn doanh nghiệp	Các thành phần quy trình kinh doanh có thể tái sử dụng	Các thành phần quy trình kinh doanh có thể tái sử dụng
Khả năng quản lý chủ yếu	Quản lý sự thay đổi dựa trên công nghệ	Thiết kế và nâng cấp các chuẩn đầu tư vào các dịch vụ chia sẻ	Định nghĩa và đo lường quy trình doanh nghiệp lõi	Quản lý các quy trình kinh doanh có thể tái sử dụng	Tạo ra các thành phần kinh doanh độc lập
Người xác định các ứng dụng	Lãnh đạo kinh doanh cục bộ	Lãnh đạo kinh doanh và IT	Ban quản trị cấp cao và lãnh đạo quy trình	Lãnh đạo kinh doanh, lãnh đạo IT và lãnh đạo ngành	Lãnh đạo kinh doanh, IT, quản lý ngành và các đối tác
Các vấn đề chính trong điều hành IT	Đo lường và truyền đạt giá trị	Thiết lập trách nhiệm cục bộ, khu vực và toàn cầu	Kết hợp các ưu tiên về dự án với mục tiêu kiến trúc	Xác định, tìm kiếm tiền đầu tư vào các module kinh doanh	Điều hành liên doanh
Hệ quả chiến lược	Tối ưu hóa mang tính cục bộ hoặc chức năng	Hiệu quả IT	Hiệu quả hoạt động kinh doanh	Tính linh hoạt chiến lược	Cấu hình hữu cơ

- Không nhảy cóc các giai đoạn

Các giai đoạn trưởng thành kiến trúc xác định những bước chuyển đổi cần thiết về hoạt động kinh doanh để củng cố nền tảng vận hành. Việc nhảy cóc giai đoạn sẽ dẫn đến thất bại hoặc trì hoãn thời gian thu lợi, bởi việc thay đổi về tổ chức còn lớn hơn những gì mà doanh nghiệp có thể nhận được. Mỗi giai đoạn có các yêu cầu học hỏi khác nhau (Bảng 1).

- Triển khai nền tảng theo từng dự án

Việc triển khai nền tảng theo từng dự án dựa vào động lực của các nhu cầu kinh doanh hiện tại. Trong quá trình này, các yếu tố quan trọng nhất của kiến trúc sẽ được thực hiện trước, giúp doanh nghiệp có thời gian để nắm bắt các khả năng mới và tiếp năng lượng cho những bước kế tiếp.

- Không nên tự làm, hãy thuê ngoài

Việc thuê ngoài giúp ban quản trị có thời gian tập trung vào những hoạt động tạo nên sự khác biệt cho doanh nghiệp và tăng trưởng lợi nhuận.

- Đầu tư vào con người

Hầu hết các doanh nghiệp không đầu tư đầy đủ về mặt đào tạo và huấn luyện IT, trung bình chỉ có 2% ngân sách IT được sử dụng để phát triển nhân viên.

- Khen thưởng các ý tưởng ở cấp doanh nghiệp

Nền tảng vận hành có thể bị xói mòn nếu chế độ khen thưởng không phù hợp. Nếu mọi người được yêu cầu phải xây dựng và tận dụng nền tảng vận hành, nhưng việc khen thưởng lại dựa trên kết quả cục bộ thì sẽ chẳng ai quan tâm đến nền tảng doanh nghiệp.

- Phân quyền cho nhân viên trong nền tảng vận hành

Công ty trao cho nhân viên quyền đưa ra quyết định, xác định mục tiêu và định hướng rõ ràng cho hoạt động của mình, đồng thời cung cấp cho họ các hệ thống hiện đại để hỗ trợ các quyết định đó. Một nền tảng vận hành tốt sẽ tạo điều kiện để nhân viên được làm những công việc có giá trị hơn và doanh nghiệp hoạt động hiệu quả hơn.

5. Kết luận

Kiến trúc doanh nghiệp là việc tổ chức hợp lý các quy trình kinh doanh và cơ sở hạ tầng IT, thể hiện các yêu cầu chuẩn hóa và tích hợp mô hình hoạt động trong doanh nghiệp thông qua việc số hóa. Nền tảng vận hành cho phép doanh nghiệp tự động hóa các quy trình có khả năng dự đoán được, để ban quản trị tập trung vào các hoạt động có giá trị cao hơn như đổi mới sáng tạo, mở rộng và thiết lập các đối tác để xây dựng các cơ hội kinh doanh mới. Khi đó, doanh nghiệp sẽ có vị thế tốt hơn để tận dụng cơ hội trên thị trường, phát triển bền vững và tăng trưởng lợi nhuận...

Tài liệu tham khảo

1. J.W.Ross, Peter Weill, D.C.Robertson. *Enterprise architecture as strategy*. Harvard Business School Press. 2006.
2. H.Kootz, H.Weihrich. *Essentials of management*. Tata McGraw-Hill Education Private Ltd., 2009.
3. G.Morgan. *Images of Organization*. SAGE Publications, Inc. 2007.

A new perspective on business operation

Do Van Hai

Petrovietnam Construction JSC (PVC)

Email: haidv@pvc.vn

Summary

Businesses which are most effective possess a solid operational platform - digitisation of systems, business processes/"core" administration through the construction of IT infrastructure. That platform is called enterprise architecture. To build an efficient operational platform, business leaders need to master the three fundamentals and the ten most important principles of leadership.

Key words: *Organisational and operational platform, systems, processes, IT infrastructure, enterprise architecture.*



CƠ HỘI CHO NGÀNH DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI? ĐỔI MỚI, HỢP TÁC, CHUẨN HÓA; ĐIỀU HÀNH VỚI MÔ HÌNH TINH GỌN

Đối mặt với giá dầu suy giảm mạnh và triển vọng phục hồi trong ngắn hạn còn yếu, ngành công nghiệp dầu khí cần phải đẩy mạnh hợp tác để vượt qua chu kỳ suy giảm hiện tại. Thay vì chờ giá tăng trở lại, cần phải chủ động nâng cao hiệu quả và tạo ra giá trị với mục tiêu giảm chi phí và rút ngắn thời gian chu trình sản xuất, trong khi vẫn giữ mục tiêu an toàn là ưu tiên hàng đầu. Các nhà điều hành, các nhà thầu và các nhà cung cấp cần phải đổi mới, hợp tác và chuẩn hóa - hay nói cách khác là điều hành với mô hình tinh gọn.

Trong các dự báo, nhu cầu dầu và vốn đầu tư cần thiết trong tương lai là rất lớn. Để đáp ứng nhu cầu, cần đầu tư khoảng 1,3 nghìn tỷ USD để phát triển các nguồn tài nguyên nước sâu toàn cầu trong giai đoạn 2015 - 2030. Giả thiết có khoảng 75% các dự án phát triển nước sâu mới sẽ không đạt hiệu quả kinh tế ở mức giá dưới 70USD/thùng, thách thức đặt ra là phải giảm chi phí khoảng 25USD/thùng để các dự án này cạnh tranh được với các nguồn cung khác chẳng hạn như dầu chặt sít.

Mặc dù các thách thức là rất lớn nhưng nếu nhớ tới con đường mà các bậc tiền bối trong ngành dầu khí đã tạo nên thì các phát kiến đổi mới như công nghệ nút vỉa thủy lực, địa chấn 3D và các phương tiện khai thác nổi... đã xuất hiện trong các thời kỳ giá dầu thấp. Giá dầu trung bình kể từ năm 1900 đã luôn ở mức thấp - khoảng 35USD/thùng, được điều chỉnh theo lạm phát. Nhiều khoản chi phí tăng thêm trong phát triển dầu khí nước sâu 10 năm vừa qua là tự tạo ra, phần lớn là do sự phức tạp không cần thiết của phương tiện công nghiệp và việc chế tạo, chỉnh sửa theo yêu cầu của khách hàng.

Đổi mới, hợp tác, chuẩn hóa

Đổi mới luôn là chìa khóa cho sự thành công của ngành dầu khí trong hơn 100 năm qua. Do đó, cần phải tiếp tục thúc đẩy sự đổi mới trong ngành như công tác nghiên cứu đặc tính tầng dưới mặt (thông qua cải tiến mô hình địa chấn tích hợp 3/4-D), hiện đại hóa kỹ thuật khoan (thông qua cải tiến mô hình, tối ưu hóa và giám sát thời gian thực), cải tiến thiết kế/năng lực hoạt động của phương tiện, và tận dụng các công nghệ chéo (thông qua các ứng dụng như phân tích dữ liệu nâng cao, các ứng dụng công nghệ y tế và quốc phòng...).

Hợp tác là một lĩnh vực khác có thể cải thiện. Ví dụ như chia sẻ hỗ trợ hậu cần, thay vì để cho các máy bay trực thăng không sử dụng hết công suất và các tàu không tải đi ngang qua các công trình/giàn khoan của các đối thủ cạnh tranh. Có thể tận dụng sự thiếu hụt phương tiện hiện có để giảm vốn đầu tư cơ bản và nâng cao lợi nhuận. Việc hợp tác trên chuỗi giá trị từ thiết kế, kỹ thuật, xây dựng, vận hành, cho tới hủy bỏ cũng có thể mang đến những hiệu quả tiềm năng.

Chuẩn hóa cũng là một cơ hội để tạo ra giá trị lớn. Sự phức tạp trong thiết kế và những lựa chọn tùy chỉnh theo yêu cầu khách hàng đã đẩy chi phí phát triển ngoài khơi tăng khoảng 50% so với các thiết kế đầu những năm 2000. Các biện pháp khắc phục bao gồm áp dụng các thiết kế chung cho khối thượng tầng và các công trình nổi, áp dụng các hạng mục/các thiết kế giếng tiêu chuẩn và sử dụng các thiết bị SURF chung bao gồm cụm đầu giếng ngầm (cây thông). Ví dụ như

Hess Corporation hiện đang hợp tác với các nhà khai thác khác để thống nhất các tiêu chuẩn thiết kế cụm đầu giếng ngầm (cây thông), nhằm cải thiện công tác quản lý kiểm kê tài sản và giảm thời gian chu trình sản xuất và chi phí.

Điều hành với mô hình tinh gọn, chi phí thấp

Áp dụng hệ thống quản lý tinh gọn sẽ tạo nên sự khác biệt mang tính cạnh tranh. Hess là một ví dụ điển hình trong việc vận dụng mô hình tinh gọn để tạo ra văn hóa hiệu suất cao dựa trên nguyên tắc cải tiến liên tục. Trên đất liền, mô hình tinh gọn được áp dụng đã giảm 58% chi phí khoan và hoàn thiện ở Bakken trong 3 năm. Hiện nay, Hess đang áp dụng các kỹ thuật này cho hoạt động ngoài khơi. Dự án phát triển nước sâu Stampede của Hess tại vịnh Mexico đang tận dụng mô hình tinh gọn để khai thác dòng dầu thương mại đầu tiên vào năm 2018 một cách an toàn, đúng tiến độ và không vượt ngân sách.

Hess Corporation cũng đã hợp tác với Kiewit Offshore Services trong việc sử dụng kỹ thuật giải quyết vấn đề tinh gọn để thay đổi quá trình chế tạo bức tường chắn nổ. Thay vì “lắp ráp cấu trúc rời” tại địa điểm, bức tường được lắp ráp trong nhà theo phương nằm ngang thành một khối. Phương pháp này loại trừ được các công việc phải thực hiện ở trên cao, giảm tác động của môi trường và cải thiện chất lượng môi trường.

Bức tường chắn nổ đã được hoàn thành trước thời hạn 2 tháng, giảm 50% giờ công và giảm phơi nhiễm EHS. Dự án Stampede là minh chứng cho việc các hoạt động quản lý tinh gọn trên đất liền có thể được áp dụng ở ngoài khơi.

Dầu khí rất cần thiết cho sự tồn tại và phát triển của con người. Các nguồn tài nguyên ngoài khơi rất phong phú; tuy nhiên, các chi phí phát triển đang cạnh tranh không cạnh tranh được với các nguồn cung thay thế khác. Nhưng ngành công nghiệp ngoài khơi vẫn có cơ hội để cạnh tranh thông qua đổi mới, hợp tác và chuẩn hóa.

Hiền Trang (*Theo Offshore Engineer*)

TIN TRONG NGÀNH

Việt Nam, Liên bang Nga tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí



Vietsovpetro triển khai hiệu quả hoạt động thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: VSP

Ngày 3/7/2016, Tổng thống Vladimir Putin đã ký đạo luật liên bang phê chuẩn Hiệp định giữa Chính phủ Liên bang Nga và Việt Nam về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí trên lãnh thổ Liên bang Nga của Công ty Liên doanh Rusvietpetro; Nghị

định thư sửa đổi Hiệp định liên chính phủ về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" ngày 27/12/2010.

Hai văn bản này đã được Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh và Quốc vụ khanh, Thứ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Senchiurin Yuri Petrovich ký ngày 20/4/2016 tại Hà Nội.

Việc ký kết và phê chuẩn hai văn bản quan trọng này khẳng định sự ủng hộ mạnh mẽ của Chính phủ Việt Nam và Liên bang Nga đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft, thể hiện chính sách ưu tiên phát triển lĩnh vực năng lượng dầu khí trong quan hệ hợp tác giữa hai nước, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động của Vietsovpetro và Rusvietpetro.

Tú Mai

Đề nghị xét tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học công nghệ cho 17 công trình/cụm công trình

Ngày 22/7/2016, Bộ Khoa học và Công nghệ cho biết Hội đồng chuyên ngành cấp Nhà nước đã đề nghị xét tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học công nghệ cho 17 công trình/cụm công trình. Trong số này, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có 2 cụm công trình "Nghiên cứu thiết kế chi tiết và ứng dụng công nghệ để chế tạo, lắp ráp và hạ thủy giàn khoan tự nâng ở độ sâu 90m nước phù hợp với điều kiện Việt Nam" (thuộc lĩnh vực cơ khí - tự động hóa trong dầu khí); "Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam" (thuộc lĩnh vực công trình dầu khí).

Cũng theo Bộ Khoa học và Công nghệ, Hội đồng chuyên ngành cấp Nhà nước đã đề nghị xét tặng Giải thưởng Nhà nước về khoa học công nghệ cho 44 công trình/cụm công trình. Trong đó, có các cụm công trình: "Các giải pháp kỹ thuật - công nghệ đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và nâng cao hiệu quả sản xuất - kinh doanh cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất"; "Nghiên cứu phương án

tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện ở Việt Nam"; "Ứng dụng các giải pháp khoa học công nghệ tiên tiến để nâng cao hiệu quả phát triển khai thác kết hợp với thăm dò mở rộng dự án mỏ Đại Hùng - Lô 05-1(a) bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam"; "Các giải pháp phát triển, khoan và khai thác hiệu quả mỏ khí - condensate áp suất cao, nhiệt độ cao khu vực nước sâu xa bờ"...

Sau phiên họp của các Hội đồng chuyên ngành, Hội đồng cấp Nhà nước sẽ tiến hành họp để xét các công trình, cụm công trình đề nghị xét tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh, Giải thưởng Nhà nước về khoa học công nghệ đợt V. Dự kiến, Lễ trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học công nghệ sẽ được tổ chức trong tháng 9/2016. Đây là giải thưởng cao quý mà Đảng, Nhà nước trao tặng cho các tác giả/nhóm tác giả của công trình/cụm công trình tiêu biểu, có giá trị cao về khoa học công nghệ, hiệu quả kinh tế xã hội; có ảnh hưởng rộng lớn, lâu dài trong đời sống, góp phần phục vụ sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Ngọc Phương

ƯU TIÊN PHÁT TRIỂN CÔNG NGHIỆP HÓA DẦU TỪ KHÍ THIÊN NHIÊN

Thủ tướng Chính phủ vừa có ý kiến chỉ đạo về việc ưu tiên phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí thiên nhiên. Cụ thể, Thủ tướng Chính phủ đồng ý chủ trương dành tối thiểu 10% sản lượng khí thiên nhiên của mỏ khí Cá Voi Xanh cho phát triển ngành công nghiệp hóa dầu. Thủ tướng Chính phủ giao Bộ Công Thương chủ trì cùng các Bộ, Ngành liên quan và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiến hành rà soát, cân đối cung - cầu khí thiên nhiên tại các khu vực; trong đó lưu ý phân bổ, sử dụng khí thiên nhiên cho các hộ tiêu thụ và các dự án hóa dầu...

Phạm Minh

Phát triển nguồn nhân lực khoa học công nghệ chất lượng cao



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quỳnh Lâm làm việc với Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Như Trang

Ngày 20/7/2016, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quỳnh Lâm đã làm việc với Viện Dầu khí Việt Nam về công tác triển khai các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học, mô hình tổ chức và định hướng phát triển trong thời gian tới.

Phó Tổng giám đốc Nguyễn Quỳnh Lâm đề nghị Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục nghiên cứu, đề xuất mô hình tổ chức phù hợp để phát huy vai trò là đơn vị nghiên cứu khoa học hoàn chỉnh và đồng bộ, tư vấn cho mọi hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí

Việt Nam. Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam cần tiếp tục nâng cao công tác quản lý, quản trị, nghiên cứu cơ chế đãi ngộ để thu hút chuyên gia giỏi, phát triển nguồn nhân lực khoa học công nghệ chất lượng cao. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao Ban Khoa học Công nghệ làm đầu mối, phối hợp với Ban Quản lý Đầu thầu và các ban chuyên môn lập danh mục các đề tài, nhiệm vụ nghiên cứu khoa học liên quan trực tiếp đến công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí để báo cáo Hội đồng thành viên xem xét để nghị giao trực tiếp cho Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện.

Trong 6 tháng đầu năm 2016, Viện Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển khai thực hiện 224 đề tài/nhiệm vụ/hợp đồng nghiên cứu khoa học công nghệ; thực hiện phân tích mẫu theo hợp đồng khung; đọc phản biện, nhận xét 8 Báo cáo trữ lượng (RAR), Báo cáo phát triển mỏ ODP, FDP... cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương. Doanh thu nghiên cứu khoa học và dịch vụ khoa học công nghệ ước đạt 290 tỷ đồng, đạt 52% kế hoạch năm, tăng 107% so với cùng kỳ năm 2015.

Hồng Ngọc

PV Power hoàn thành sớm chỉ tiêu lợi nhuận năm 2016



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: PV Power

Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) cho biết tổng sản lượng điện trong 6 tháng đầu năm 2016 đạt 10,738 tỷ kWh. Các nhà máy điện khí được vận hành ổn định, sản lượng điện tăng cao so với kế hoạch và cùng kỳ năm 2015. PV Power ước đạt tổng doanh thu 12.398 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 897 tỷ đồng (bằng 149% kế hoạch cả năm 2016), nộp ngân sách Nhà nước đạt 563 tỷ đồng.

Đồng thời, Tổng công ty đã tập trung triển khai công tác cổ phần hóa và tái cấu trúc, cụ thể đã hoàn thành công tác xác định giá trị doanh nghiệp, các công tác khác trong quá trình cổ phần hóa và tái cấu trúc đang được triển khai tích cực theo kế hoạch.

Trong cuối năm 2016, PV Power sẽ tập trung quản lý vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả các nhà máy điện, đảm bảo sẵn sàng độ khả dụng cao nhất. Tổng công ty sẽ phối hợp với Ban QLDA Điện lực Dầu khí Vũng Áng - Quảng Trạch và Tổng thầu Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) đưa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 vận hành trở lại trong thời gian sớm nhất.

Thúy Hằng

XÂY DỰNG BẾN CẢNG TẠI KHU DỊCH VỤ DẦU KHÍ TỔNG HỢP NGHỊ SƠN



Cảng Nghi Sơn. Ảnh: PTSC

Ngày 13/7/2016, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Hùng Dũng đã làm việc với UBND tỉnh Thanh Hóa về nhu cầu đầu tư xây dựng bến cảng có khả năng tiếp nhận tàu với trọng tải 70.000 tấn tại cảng Nghi Sơn.

Để đáp ứng yêu cầu về dịch vụ hậu cần cảng biển phục vụ xây dựng Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn, Ban quản lý Khu kinh tế Nghi Sơn và các khu công nghiệp đã cấp Giấy chứng nhận đầu tư xây dựng Khu dịch vụ dầu khí tổng hợp tại Nhà máy Đóng tàu Nghi Sơn. Trên cơ sở đó, Tập đoàn đã nghiên cứu, xây dựng kế hoạch, phương án triển khai, đề xuất đầu tư xây dựng bến cảng (bến nổi dài cảng số 2 - Cảng PTSC Thanh Hóa) tại cảng Nghi Sơn và đề nghị giao cho Công ty CP Cảng Dịch vụ Dầu khí Tổng hợp PTSC Thanh Hóa thực hiện.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị UBND tỉnh Thanh Hóa, Ban quản lý Khu kinh tế Nghi Sơn và các khu công nghiệp tiếp tục hỗ trợ, tạo điều kiện để PTSC Thanh Hóa thực hiện dự án đúng tiến độ.

Minh Hằng

Chuẩn bị bảo dưỡng lớn Hệ thống vận chuyển và xử lý khí Nam Côn Sơn



Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn. Ảnh: PV GAS

Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn (NCSP) cho biết, công tác bảo dưỡng lớn Hệ thống vận chuyển và xử lý khí Nam Côn Sơn dự kiến sẽ được thực hiện từ ngày 9 - 14/9/2016 (gồm 4,5 ngày thực hiện và 1,5 ngày dự phòng). Trong thời gian này, các chuyên gia sẽ kiểm

tra hệ thống điều khiển, dây chuyền công nghệ và tiến hành sửa chữa, khắc phục các lỗi thiết bị, công nghệ tại Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn, các trạm van tại Long Hải và Phú Mỹ. Dự kiến có 62 gói công việc với 137 đầu việc cần hoàn thành, trong đó có 3 gói công việc đặc biệt phức tạp

phải thực hiện trên ngọn đuốc cao trên 80m.

Hệ thống vận chuyển và xử lý khí Nam Côn Sơn có tổng mức đầu tư gần 450 triệu USD gồm 362km đường ống dưới biển và gần 40km đường ống trên bờ, Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn với công suất xử lý 22 triệu m³ khí/ngày. Hệ thống do NCSP quản lý, được điều hành hoạt động bởi Hợp đồng hợp tác kinh doanh giữa Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (51%), Rosneft (32,67%) và Perenco (16,33%).

Kể từ khi đưa dòng khí đầu tiên vào bờ đến nay, Hệ thống đã vận chuyển và xử lý trên 68 tỷ m³ khí, được vận hành với độ tin cậy trên 99,99%. Công tác bảo dưỡng lớn được thực hiện định kỳ 5 năm/lần nhằm đảm bảo sự an toàn, độ tin cậy tuyệt đối.

Nguyễn Cẩm

PTSC M&C tập trung triển khai Dự án Daman

Ngày 4/7/2016, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải PTSC (PTSC M&C) đã phát động phong trào thi đua 80 ngày đêm hoàn thành giàn đấu giếng B12-11 và C24-P5 của Dự án Daman - giai đoạn 2 cho Tổng thầu Swiber (Ấn Độ). Đây là dự án lớn thứ 4 PTSC M&C thắng thầu thông qua đấu thầu quốc tế, có yêu cầu công nghệ phức tạp, khối lượng thi công lớn (12.000 tấn), thời gian thi công ngắn. Do đó, PTSC M&C đã và đang tập trung triển khai các giải pháp kỹ thuật để đảm bảo chất lượng, tiến độ các hạng mục chính của Dự án như: thiết kế chi tiết và thiết kế thi công, mua sắm, thi công khối thượng tầng và chân đế B12-11, thi công khối thượng tầng và chân đế C24-P5, hạ thủy, chạy thử...



Lễ phát động phong trào thi đua 80 ngày đêm hoàn thành giàn đấu giếng B12-11 và C24-P5. Ảnh: PTSC

Sau 15 năm thành lập, PTSC M&C đã thực hiện thành công gần 60 dự án cho các đối tác trong và ngoài nước, có thể đảm đương vai trò tổng thầu EPC/EPCI các công trình dầu khí lớn. Các dự án cơ khí do PTSC M&C thực hiện luôn đảm bảo

an toàn, chất lượng, tiến độ và hiệu quả. Trong chiến lược phát triển, PTSC M&C đặt mục tiêu trở thành đơn vị xây lắp dầu khí an toàn, chất lượng và có uy tín hàng đầu khu vực.

Lê Vũ

Khánh thành Tổng kho sản phẩm dầu khí Đà Nẵng

Ngày 15/7/2016, tại Đà Nẵng, Thứ trưởng Bộ Công Thương Đỗ Thắng Hải đã tham dự Lễ khánh thành giai đoạn 1 Tổng kho sản phẩm dầu khí Đà Nẵng và trao tặng Huân chương Lao động hạng Nhì cho Công ty CP Kinh doanh Khí hóa lỏng miền Bắc (PVGAS North).

Tổng kho sản phẩm dầu khí Đà Nẵng được xây dựng trên diện tích hơn 30.000m² tại Khu dịch vụ hậu cần cảng địa phương (Quận Sơn Trà). Đây là công trình lớn thứ 3 năm trong Quy hoạch tổng thể hệ thống kho cảng xăng dầu, LPG của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2006 - 2010, định hướng đến năm 2015 và 2025. Tổng kho sản phẩm dầu khí Đà Nẵng có cảng tiếp nhận tàu 5.000DWT và Tổng kho LPG (phần trên bờ) có sức chứa 3.000 tấn, trong đó giai đoạn 1 có sức chứa 1.500 tấn. Tổng kho là nơi dự trữ và cung ứng sản phẩm dầu khí cho khu vực Trung Bộ từ Huế đến Đà Nẵng, với sản phẩm chủ yếu được nhập từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn và nhập khẩu.



Tổng kho sản phẩm dầu khí Đà Nẵng. Ảnh: PV GAS

PVGAS North sau hơn 15 năm xây dựng và phát triển đã trở thành doanh nghiệp kinh doanh khí hàng đầu tại thị trường miền Bắc và khu vực Bắc Trung Bộ. Năm 2015, PVGAS North đã cung cấp cho thị trường trên 200.000 tấn LPG, đạt doanh thu 2.742 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 53,1 tỷ đồng.

Thu Trà

Lắp dựng thành công Panel Row B chân đế giàn Thỏ Trắng 3



Panel Row B chân đế giàn Thỏ Trắng 3 được lắp dựng thành công. Ảnh: PVC

Ngày 15/7/2016, tại Cảng Vietsovpetro, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã lắp dựng thành công Panel Row B chân đế giàn Thỏ Trắng 3. Công trình do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" làm chủ đầu tư, PVC-MS là nhà thầu thi công chế tạo.

Từ ngày khởi công (1/6/2016) đến nay, PVC-MS đã hoàn thành chế tạo và lắp dựng Panel Row B, cơ bản hoàn thành chế tạo và chuẩn bị lắp dựng Panel Row A và các mặt D1, D2,

D3, D4 của chân đế Thỏ Trắng. Khối lượng công việc đã thực hiện được 45,53%, đạt tiến độ đề ra. Đồng thời, PVC-MS đang khẩn trương chế tạo sàn Main deck và chuẩn bị chế tạo các sàn Platform, Upper deck, cụm thiết bị, Shelters của Topside Thỏ Trắng 3.

Dự kiến, PVC-MS sẽ hoàn thành chế tạo chân đế Thỏ Trắng 3 trên bờ vào ngày 31/8/2016 và hoàn thành Topside trong tháng 2/2017 để bàn giao cho Vietsovpetro đưa đi lắp đặt ngoài khơi.

Minh Phương

DỰ ÁN ĐẦU TƯ XÂY DỰNG NHÀ MÁY XỬ LÝ KHÍ CÀ MAU ĐẠT MỐC 500 NGHÌN GIỜ AN TOÀN

Tính đến ngày 18/7/2016, Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy xử lý Khí Cà Mau đã đạt mốc 500 nghìn giờ làm việc an toàn, tiến độ tổng thể đạt 27,58%. Đây là dự án có khối lượng công việc lớn, kỹ thuật cao, được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) làm chủ đầu tư; Tổng thầu EPC là Liên danh nhà thầu POSCO Engineering và Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC).

Các hạng mục của Dự án gồm: đầu tư bổ sung 37km đường ống ngoài khơi để nâng công suất vận chuyển của đường ống PM3 - Cà Mau từ 5,8 triệu m³/ngày lên 6,95 triệu m³/ngày; xây dựng Nhà máy xử lý khí Cà Mau công suất 6,2 triệu m³ khí/ngày và hệ thống kho có sức chứa 8.000 tấn LPG, 3.000m³ condensate và hệ thống cảng xuất sản phẩm lỏng tại Khu công nghiệp Khánh An. Khi hoàn thành, Nhà máy xử lý Khí Cà Mau sẽ cung cấp cho thị trường 207.500 tấn LPG/năm và 11.900 tấn condensate/năm.

Phạm Minh

Tăng cường sử dụng khí thiên nhiên cho giao thông vận tải



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa PVGAS South và PVGazprom NGV. Ảnh: PV GAS

Công ty CP Kinh doanh khí miền Nam (PVGAS South) đã ký thỏa thuận hợp tác với Công ty TNHH Khí nhiên liệu Giao thông Vận tải PVGazprom (PVGazprom NGV). Hai bên sẽ đẩy mạnh hợp tác nhằm tăng cường sử dụng khí thiên nhiên cho giao thông vận tải tại Việt Nam, nâng cao hiệu quả kinh tế và cung cấp năng lượng ổn định cho hệ thống giao thông vận tải, giảm tác động tiêu cực đến môi trường.

Trên cơ sở đó, PVGAS South và PVGazprom NGV sẽ xây dựng chương trình phát triển thị trường khí thiên nhiên,

lập kế hoạch khuyến khích sử dụng khí thiên nhiên cho giao thông vận tải, nghiên cứu các phương án phát triển hệ thống trạm nạp đa nhiên liệu, hỗ trợ tư vấn kỹ thuật cho các doanh nghiệp mua sắm và sử dụng thiết bị tiêu thụ khí thiên nhiên...

Hiện nay, Tp. Hồ Chí Minh và một số tỉnh phía Nam (Bình Dương, Bà Rịa - Vũng Tàu, Đồng Nai...) đang tăng cường sử dụng CNG cho các phương tiện giao thông công cộng. Hệ thống xe bus, taxi chạy bằng nhiên liệu CNG đảm bảo yêu cầu kỹ thuật, giảm khí thải ra môi trường và tiết kiệm 20 - 30% chi phí nhiên liệu so với xe chạy bằng diesel. Theo kế hoạch, Tp. Hồ Chí Minh sẽ đầu tư 4 tuyến xe bus chạy bằng CNG với 150 đầu xe trong năm 2016 và 1.680 xe bus mới trong năm 2017. PVGAS South cho biết sẽ cung cấp đủ lượng khí để đáp ứng nhu cầu phát triển hệ thống xe bus CNG tại khu vực miền Nam.

PVGazprom NGV được thành lập ngày 15/10/2015 tại Tp. Hồ Chí Minh, trên cơ sở vốn góp của các bên gồm: Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (29%), Gazprom International Projects B.V. (35,5%), Gazprom Engine Fuel LLC (35,5%).

Hồ Cẩm

Đạm Phú Mỹ nằm trong Top 40 thương hiệu giá trị nhất Việt Nam



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí (PVFCCo) cho biết thương hiệu Đạm Phú Mỹ của PVFCCo đã được Forbes Việt Nam bình chọn trong Top 40 thương hiệu có giá trị nhất Việt Nam. Đạm Phú Mỹ đứng ở vị trí thứ 30 với giá trị thương hiệu đạt 27 triệu USD và được Forbes Việt Nam đánh giá

như thương hiệu dẫn đầu ngành phân bón, chiếm lĩnh 50% thị phần tại khu vực đồng bằng sông Cửu Long, Đông Nam Bộ, miền Trung và Tây Nguyên.

Theo Phó Tổng giám đốc PVFCCo Ông Dương Trí Hội, Đạm Phú Mỹ là thương hiệu duy nhất trong ngành phân bón nằm trong Top 40 thương hiệu có giá trị nhất Việt Nam. Điều này tiếp tục khẳng định vị thế hàng đầu của Đạm Phú Mỹ trên thị trường phân bón và cũng là động lực để PVFCCo phát triển, hoàn thiện bộ sản phẩm phân bón Phú Mỹ nhằm phục vụ khách hàng tốt hơn nữa.

Thủy Anh

NAMHAE CHEMICAL VÀ HUYNDAI LÀM VIỆC VỚI PVFCCo

Ngày 6/7/2016, đoàn công tác của Namhae Chemical và Hyundai (Hàn Quốc) đã đến thăm và làm việc với Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo). Các bên đã trao đổi về tình hình thị trường phân bón, thống nhất tiếp tục đẩy mạnh hợp tác, thảo luận về việc PVFCCo tiếp tục nhập khẩu các sản phẩm phân bón NPK của Namhae và khả năng hợp tác cung cấp các sản phẩm phân bón, hóa chất khác trong tương lai.

Namhae Chemical được thành lập năm 1974, là doanh nghiệp hàng đầu trong lĩnh vực sản xuất, xuất khẩu phân bón của Hàn Quốc. Sản phẩm của Namhae đã xuất khẩu đến hơn 10 quốc gia, chủ yếu tại khu vực Đông Á và Đông Nam Á với trị giá xuất khẩu lớn nhất đã đạt 460 triệu USD/năm.

Bùi Hà

TIN THẾ GIỚI

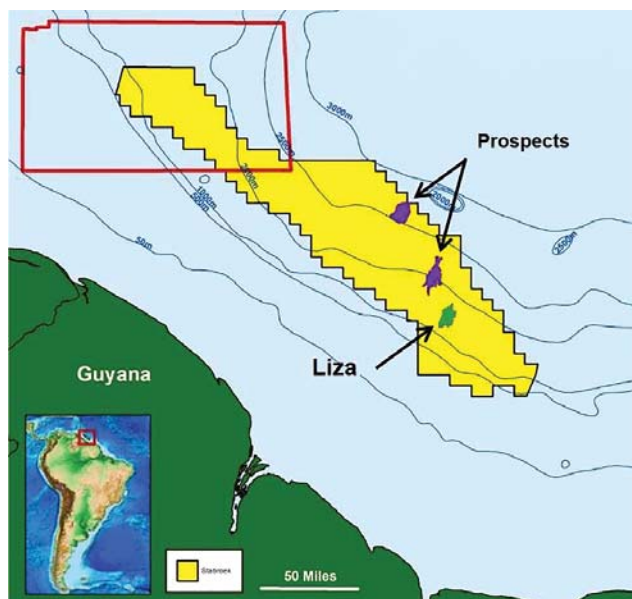
Phát hiện nhiều dầu ở ngoài khơi Guyana

Tập đoàn ExxonMobil của Mỹ đã thông báo kết quả khoan từ giếng Liza-2, giếng khoan thăm dò thứ 2 ở lô Stabroek ngoài khơi Guyana và xác nhận phát hiện có trữ lượng thu hồi lớn khoảng 800 triệu đến 1,4 tỷ thùng quy dầu.

Ông Steve Greenlee, Chủ tịch Tập đoàn ExxonMobil cho biết, các kết quả thử nghiệm sản xuất tại giếng Liza-2 cho thấy sự hiện diện của dầu chất lượng cao trong các vỉa chứa cát kết có độ rỗng cao tương tự như trong giếng Liza-1 hoàn thành vào năm 2015. Ông Steve cũng khẳng định ExxonMobil và các nhà đầu tư sẽ tiếp tục hợp tác với chính phủ Guyana để đánh giá tiềm năng thương mại của cấu tạo này.

Giếng Liza-2 nằm cách giếng Liza-1 khoảng 2 dặm (3,3km), được khoan bởi ExxonMobil cùng với Esso Exploration và Production Guyana Ltd., các dữ liệu thử nghiệm tại giếng này hiện đang được đánh giá. Giếng Liza-2 có hơn 190ft (58m) vỉa cát kết chứa dầu thuộc kỷ Cretaceous trên. Giếng đã được khoan đến 17.963ft (5.475m) qua 5.551ft (1.692m) nước.

Các giếng Liza nằm trong lô Stabroek khoảng 120 dặm (193km) ngoài khơi Guyana. Lô Stabroek rộng 6,6 triệu



Vị trí của phát hiện Liza tại Lô Stabroek. Nguồn: energy-pedia.com

mẫu Anh (tương đương 26.800km²). Esso Exploration và Production Guyana Ltd. là nhà điều hành và góp vốn 45%. Hess Guyana Exploration Ltd. (30%) và CNOOC Nexen Petroleum Guyana Ltd. (25%).

Hiền Trang (theo ExxonMobil)

Ấn Độ và Mỹ thúc đẩy hợp tác trong lĩnh vực dầu khí



Buổi làm việc giữa Bộ trưởng Bộ Xăng dầu Ấn Độ Dharmendra Pradhan và Bộ trưởng Năng lượng Mỹ Ernest Moniz tại Washington. Nguồn: khabarindia.in

Ngày 19/7/2016, Bộ trưởng Bộ Xăng dầu Ấn Độ Dharmendra Pradhan và Bộ trưởng Năng lượng Mỹ Ernest Moniz đã nhất trí tăng cường hợp tác về mặt kỹ

thuật và thể chế trong lĩnh vực năng lượng và hydrocarbon.

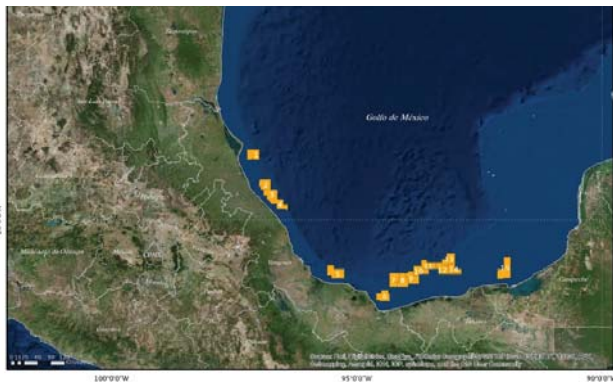
Hai bên sẽ tăng cường hợp tác trong “đánh giá trữ lượng hydrocarbon truyền thống và phi

truyền thống ở cả trên bờ và ngoài khơi Ấn Độ, các công nghệ mới trong phát triển nhiên liệu sinh học và lưu trữ xăng dầu”. Trong thập kỷ qua, một số lĩnh vực quan tâm hợp tác như công nghệ khai thác các mỏ cận biên, cấu trúc đá phiến sét, phát triển mạng lưới đường ống dẫn khí, nâng cao hiệu quả nhà máy lọc dầu đã được xác định. Hai Bộ trưởng cũng thống nhất cần có các cuộc gặp thường xuyên giữa các quan chức và chuyên gia của hai nước.

Cũng trong chuyến thăm đến Mỹ, ông Pradhan đã đưa ra một lộ trình để thúc đẩy việc bán đấu giá 67 mỏ hydrocarbon nhỏ được phát hiện ở Ấn Độ.

Thu Hà (theo TTXVN/Business Standard)

Mexico mời thầu 15 lô dầu khí khu vực ngoài khơi



Bản đồ phân lô đấu thầu tại vùng nước nông ở vịnh Mexico. Nguồn: rondasmexico.gob.mx

Ngày 19/7/2016, Bộ Năng lượng Mexico (SENER) đã chấp thuận kế hoạch đấu thầu thăm dò và khai thác 15 lô dầu khí tại vùng nước nông ở vịnh Mexico.

Các lô dầu khí nằm ngoài khơi bờ biển các bang Veracruz, Tabasco và Campeche có diện tích trên 8.908km². Trong tổng số 15 lô mời thầu, có 10 lô (dầu nhẹ, dầu nặng và khí đã phát hiện và chưa phát hiện) nằm trong các bể ngoài khơi phía Đông Nam vịnh Mexico với diện tích khoảng 5.887km² có trữ lượng khoảng 1.622 triệu thùng

quy dầu; 4 lô nước nông trong bể Tampico-Misantla với diện tích 2.196km² có trữ lượng khoảng 700 triệu thùng quy dầu và lô còn lại nằm ngoài khơi bang Veracruz có diện tích 824km² và trữ lượng dự kiến khoảng 133 triệu thùng quy dầu.

SENER cho biết giống như vòng đấu giá trước, công ty dầu khí nhà nước Pemex có thể hợp tác trong các hợp đồng với mục đích tìm kiếm đối tác có thể chuyển giao công nghệ, tham gia vào các yêu cầu tài chính và chia sẻ rủi ro của dự án phát triển.

Các công ty tham gia dự thầu (độc lập hoặc consortium) phải có kinh nghiệm hoặc đối tác có kinh nghiệm trong lĩnh vực nước nông hoặc nước sâu, có nguồn vốn tối thiểu 1 tỷ USD. Thời gian đăng ký tham gia đấu thầu bắt đầu từ ngày 2/12/2016 và trao thầu vào ngày 22/3/2017.

Mexico đặt mục tiêu tăng sản lượng dầu khí, tăng trữ lượng dầu khí và hydrocarbon để đảm bảo an ninh năng lượng và nguồn thu mà quốc gia này cần cho kế hoạch phát triển dài hạn.

Tạ Anh (theo *Mondaq*)

Australia phát triển năng lượng tái tạo



Trang trại điện gió ở Albany, phía Tây Nam Australia. Nguồn: ausenco.com

Australia vừa cấp phép xây dựng một trang trại điện gió đặt ở Dundonnell, phía Tây Nam bang Victoria với 96 turbine, trị giá 650 triệu AUD (493,5 triệu USD). Theo đó, trang trại điện gió này ước tính sẽ giúp làm giảm khoảng 700.000 tấn khí thải nhà kính mỗi năm, tương đương với việc loại bỏ 170.000 xe ô tô lưu thông trên đường phố bang Victoria.

Dự án này cũng sẽ tạo khoảng 300 việc làm trực tiếp và gián tiếp trong quá trình xây dựng. Dự kiến, khi đi vào hoạt động, trang trại sẽ tạo ra 1.000GWh

năng lượng sạch mỗi năm, đủ cung cấp cho 14.000 gia đình.

Theo ông Daniel Andrews lãnh đạo Bộ Kế hoạch bang Victoria, đây là một dự án đầu tư ý nghĩa, giúp Victoria trở thành bang đi đầu Australia về năng lượng tái tạo. Trang trại điện gió dự kiến sẽ thu

hút khoảng 35 tỷ USD vốn đầu tư toàn quốc vào năm 2020. Dự án này được dự kiến xây dựng trong vòng 12 tháng và sẽ đi vào hoạt động trong năm 2019.

Trước đó, Australia đã đặt mục tiêu sản xuất ra 33.000GWh điện từ năng lượng tái tạo vào năm 2020 (tương đương 23,5% nhu cầu điện năng của Australia), điều này đồng nghĩa với việc Australia cần phải có thêm 6GW điện từ năng lượng tái tạo và một nửa trong số đó phải đạt được vào năm 2016 để đảm bảo tiến độ mục tiêu.

Trang Ngân (TTXVN)

HỢP ĐỒNG "KHỦNG" CUNG CẤP LNG CHO PAKISTAN

Công ty GEIL (Thổ Nhĩ Kỳ) đã ký thỏa thuận mua bán LNG có thời hạn 20 năm với Qatar-gas để cung cấp LNG cho thị trường Pakistan.

Tờ "Dawn" đưa tin Công ty Global Energy Infrastructure Ltd. (GEIL) của Thổ Nhĩ Kỳ và Qatar-gas của Qatar ngày 1/7/2016 đã tuyên bố ký kết một thỏa thuận trị giá khoảng 22 tỷ USD để cung cấp khí hóa lỏng (LNG) cho Pakistan trong 20 năm.

Theo thỏa thuận trên, LNG mua của Qatar-gas sẽ được nhập khẩu vào Pakistan để đáp ứng nhu cầu của thị trường này trong 20 năm tới.

Trong một động thái khác, Qatar-gas đã công bố một thỏa thuận mua bán dài hơn với GEIL. Theo đó, Qatar-gas sẽ cung cấp 1,3 triệu tấn LNG mỗi năm cho Pakistan trong 20 năm, nếu điều kiện cho phép có thể tăng khối lượng lên 2,3 triệu tấn mỗi năm.

Huy Bình (TTXVN/Dawn)



Cung - cầu dầu mỏ

Cán cân cung cầu dầu khí thế giới không thay đổi sau khi người dân Anh lựa chọn rời khỏi EU.

Sau khi giá dầu chạm đáy 12 năm ở mức 26,01USD/thùng ngày 20/1/2016, giá dầu Brent bắt đầu hồi phục, tăng lên trên 51USD/thùng trước khi các nước sản xuất dầu khí lớn trên thế giới thống nhất bước đầu cần phải giảm sản lượng để kích cầu, tái lập cán cân cung cầu dầu thô trên thị trường thế giới và tránh những rủi ro bất ngờ về nguồn cung trong thời gian tới. Tuy nhiên, quyết định rút khỏi EU của nước Anh đã tạo ra rối loạn trên tất cả thị trường hàng hóa, trong đó có cả thị trường dầu mỏ.

Vấn đề được tranh cãi hiện nay trong ngành công nghiệp dầu khí là sự kiện này có tác động đủ lớn để ngăn chặn xu hướng gia tăng nguồn cầu trên thị trường hay không. Mặc dù trong hoạt động thương mại giữa các khối nước sản xuất và tiêu thụ dầu thô và sản phẩm dầu đã xuất hiện một số trục trặc, giá dầu thô trong những ngày cuối tháng 6 - đầu tháng 7 lại sụt giảm, làm cho một số nhà phân tích thị trường năng lượng băn khoăn, nhưng phần lớn đều cho rằng câu trả lời là không.

Trong nửa đầu giai đoạn phục hồi của giá dầu, xu hướng giá dầu tăng mạnh hơn so với dự báo đầu năm 2016. Theo số liệu của IEA (Cơ quan Năng lượng Quốc tế), mức nhu cầu trung bình toàn cầu trong Quý I/2016 vượt 1,6 triệu thùng/ngày so với mức trung bình cùng kỳ năm 2015.

Tại Mỹ, nơi tiêu thụ đến ¼ nguồn cung thế giới, mức tiêu thụ xăng tăng liên tục và điều này cũng xảy ra ở các nền kinh tế đang phát triển, nhất là Ấn Độ, Trung Quốc, Nga. Chỉ riêng nhu cầu của các nước châu Âu hầu như không tăng. Vì vậy, dù việc nước Anh rút khỏi EU làm cho nền kinh tế của khối này không tăng trưởng trong một thời gian thì mức tiêu thụ dầu mỏ của thế giới vẫn tăng và không thể thấp hơn mức trung bình toàn cầu từ giữa năm 2014 trở về trước.

Sản lượng khai thác của các nước ngoài OPEC đang giảm, nhất là sản lượng dầu phiến sét Mỹ. Năm 2015 sản lượng dầu thô Mỹ tăng 723.000 thùng/ngày, nhưng năm 2016 sẽ giảm

600.000 thùng/ngày, còn 12.300 nghìn thùng/ngày, theo dự báo của Tạp chí dầu khí Mỹ (Oil & Gas Journal).

Trong hội nghị ngày 2/6/2016 tại Vienna, OPEC chọn phương án không lập mức sản lượng trần mà để cho các nước thành viên tự do khai thác theo chiến lược của họ. Sản lượng toàn khối OPEC năm nay tăng ở mức khiêm tốn, chủ yếu chỉ tăng ở Iran.

Nhu cầu dầu mỏ của thế giới năm 2016

Mức tăng cầu dầu mỏ toàn cầu năm 2015 đạt 1,8 triệu thùng/ngày, trong đó khối các nước OECD tăng 500.000thùng/ngày và các nước còn lại tăng 1,3 triệu thùng/ngày. Mặc dù Quý IV/2015 tăng trưởng nhu cầu dầu mỏ có xu hướng giảm xuống nhưng sang Quý I và II/2016 lại tăng trở lại.

Theo Báo cáo thị trường Dầu khí tháng 6/2016 của IEA, trong nửa đầu năm nay nhu cầu trung bình toàn thế giới đạt khoảng 95,4 triệu thùng/ngày, tăng 1,5 triệu thùng/ngày so với cùng kỳ năm trước và tăng 400.000thùng/ngày so với dự báo của IEA hồi tháng 1/2016. Mức cầu toàn năm 2016 dự báo sẽ đạt khoảng 96,1 triệu thùng/ngày, tăng 1,4% so với năm 2015.

Trong số này, khối các nước OECD chiếm 46,3 triệu thùng/ngày, chỉ tăng so với năm trước 0,3% do nhu cầu dầu ở Hàn Quốc, Mỹ, Thổ Nhĩ Kỳ tăng nhưng nhu cầu ở Nhật Bản, Pháp, Canada và Italia giảm. Khối các nước ngoài OECD sẽ tăng 1,1 triệu thùng/ngày, chủ yếu ở Trung Quốc và các nước châu Á khác và đây vẫn là khối các nước có mức tăng nhu cầu dầu mỏ chủ yếu của thế giới.

Nhu cầu dầu mỏ của Ấn Độ tăng mạnh do vận tải đường bộ và công nghiệp lọc - hóa dầu tăng. Năm 2016 nhu cầu của nước này sẽ tăng 400.000thùng/ngày và sẽ là nước có mức tăng cầu dầu mỏ cao nhất thế giới.

Nguồn cung dầu mỏ thế giới

Theo IEA, tổng cung của các nước OECD năm 2016 sẽ đạt mức 23,2 triệu thùng/ngày, giảm 700.000thùng/ngày so với năm 2015. Sản lượng trung bình của OECD Bắc Mỹ sẽ giảm 500.000thùng/ngày so với năm trước, còn 19,9 triệu thùng/ngày trong năm 2016. Nguồn cung của các nước ngoài khối OECD cũng giảm 400.000thùng/ngày so với năm 2015, còn 28,9 triệu thùng/ngày trong năm 2016 do sản lượng Trung Quốc giảm. Trong khối OPEC thì Iran

tăng 730.000thùng/ngày từ tháng 5/2016 sau khi Tây Âu dỡ bỏ cấm vận và sản lượng toàn khối dự báo sẽ ở mức tương đương với Quý I/2016 đạt trung bình 32,6 triệu thùng/ngày.

Kết hợp với dự báo nhu cầu của IEA, trong tổng cung 96,3 triệu thùng/ngày năm 2016 sẽ có 200.000thùng/ngày dành cho dự trữ. Năm 2015 lượng dầu dự trữ là 1,3 triệu thùng/ngày. Mức dầu dự trữ có thể sẽ giảm trong nửa cuối năm 2016 do cầu vượt cung.

Tổng hợp cán cân cung - cầu dầu thô năm 2016 trên thị trường thế giới được trình bày trong Hình 1, 2 và Bảng 1 - 3.

Trên thị trường thế giới, nhiều nhà máy sản xuất LNG được mở rộng công suất hoặc được xây dựng mới bắt đầu hoạt động mặc dù mức tiêu thụ sản phẩm này ở các thị trường truyền thống không tăng. Các khuynh hướng này sẽ hạn chế giá khí giao ngay và giới hạn ngành thương mại LNG.

Số lượng giàn khai thác khí phiến sét tuy có giảm nhưng sản lượng khí đốt tự nhiên vẫn lớn và công suất tàng trữ khí đốt vẫn cao làm cho giá khí đốt Mỹ luôn ở mức thấp so với các thị trường khu vực khác.

Diễn biến giá dầu thô trong tháng 7/2016

Giá dầu thô do các công ty dịch vụ dự báo rất khác nhau. Một số

Bảng 1. Công suất và sản lượng khai thác của OPEC năm 2016

Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

Nước	Công suất khai thác	Sản lượng khai thác
Algeria	1.120	1.090
Angola	1.810	1.750
Ecuador	550	540
Indonesia	740	740
Iran	3.650	3.640
Iraq	4.400	4.270
Kuwait	2.870	2.850
Libya	400	270
Nigeria	1.850	1.370
Qatar	670	660
Saudi Arabia	12.200	10.250
UEA	2.930	2.890
Venezuela	2.400	2.290
Tổng cộng	35.590	32.610

Nguồn: IEA/Oil & Gas Journal 4/7/2016

Bảng 2. Sản lượng Quý I/2016 của các nước châu Á - Thái Bình Dương

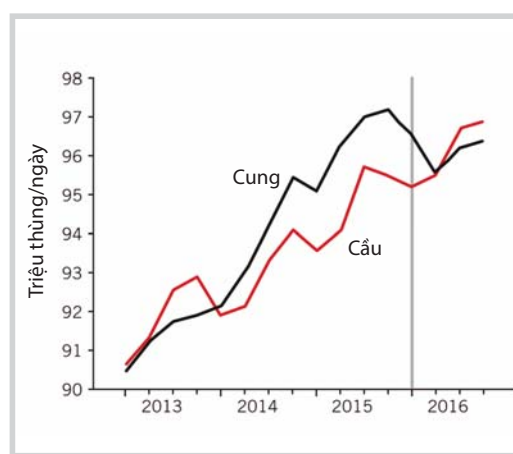
Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

Nước	Công suất khai thác
Australia	300
Trung Quốc	4.233
Ấn Độ	736
Indonesia	745
Malaysia	619
Việt Nam	330
Các nước khác	552
Tổng cộng	7.515

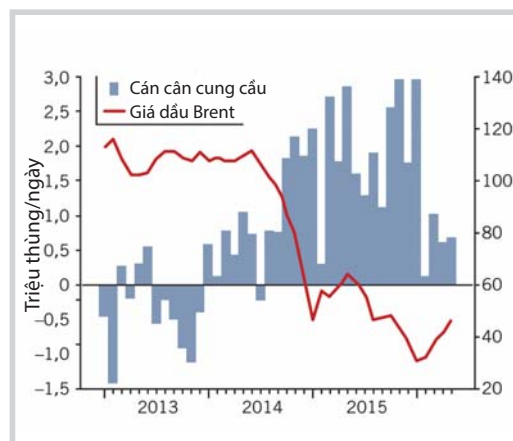
Nguồn: Oil & Gas Journal 4/7/2016

cho rằng giá dầu sẽ trở lại mức 20USD/thùng do nguồn cung dư thừa trên thị trường thế giới không những không giảm mà còn tăng trong giai đoạn 2016 - 2020. Một số khác lại cho rằng thông tin về tình trạng nguồn cung dư thừa đang bị cường điệu hóa do đánh giá sai về sản lượng gia tăng sắp tới của Iran, Iraq, Lybia, Nigeria, Algeria... nên giá dầu có thể phục hồi lên mức 80USD/thùng, thậm chí còn có thể cao hơn vào cuối năm 2016. Số còn lại chọn phương án giá dầu sẽ nằm giữa 2 thái cực nói trên, dao động quanh 50USD/thùng ít nhất là đến cuối năm 2016. Tuy nhiên, theo các nhà phân tích thị trường của hãng Douglas-Westwood thì giá dầu vẫn giữ ở mức gần với hiện nay cho đến năm 2019 mới hội đủ điều kiện để phục hồi.

Cho đến nay, giá dầu WTI và Brent trên thị trường đều giảm đến hơn 12% từ mức đỉnh trong tháng 6/2016, khi giá dầu vượt ngưỡng 50USD/thùng. Từ cuối tháng 6/2016 giá dầu



Hình 1. Cung - cầu dầu thô thế giới giai đoạn 2013 - 2016



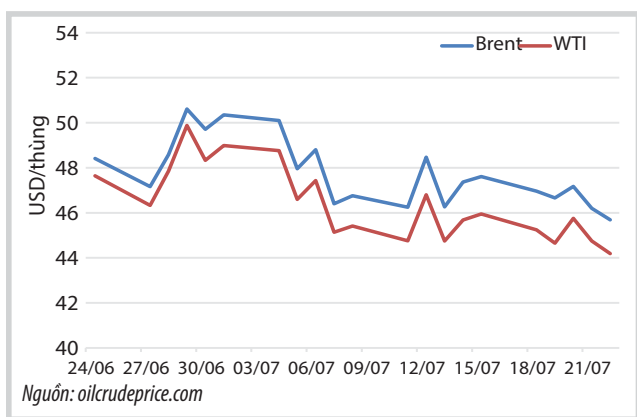
Hình 2. Giá dầu Brent và cán cân cung cầu giai đoạn 2013 - 2016

Bảng 3. Cung - cầu dầu thô thế giới năm 2016

Đơn vị: Triệu thùng/ngày

TT	Khu vực/nước	Quý I	Quý II	Quý III	Quý IV	Cả năm 2016
I	Nhu cầu	95,2	95,4	96,7	96,9	96,0
1	OECD	46,6	45,8	46,5	46,4	46,3
	Bắc Mỹ	24,4	24,4	24,8	24,5	24,5
	Châu Âu	13,6	13,7	13,9	13,6	13,7
	Châu Á - Thái Bình Dương	8,6	7,7	7,8	8,3	8,1
2	Ngoài OECD	48,6	49,6	50,2	50,5	49,7
	Liên Xô cũ	4,9	4,9	5,0	5,0	5,0
	Châu Âu	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Trung Quốc	11,5	11,6	11,8	12,0	11,7
	Các nước châu Á khác	13,0	13,2	12,9	13,4	13,1
	Mỹ Latinh	6,5	6,7	6,9	6,8	6,7
	Trung Đông	7,8	8,2	8,7	8,3	8,2
	Châu Phi	4,2	4,3	4,2	4,3	4,3
II	Cung	96,7	95,5	96,3	96,4	96,2
1	OECD	23,9	22,7	22,9	23,3	23,2
	Bắc Mỹ	19,9	18,9	19,3	19,5	19,4
	Châu Âu	3,6	3,4	3,2	3,4	3,4
	Châu Á	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
2	Ngoài OECD	29,2	28,6	28,8	28,9	28,8
	Liên Xô cũ	14,2	14,0	13,9	14,0	14,0
	Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Trung Quốc	4,2	4,1	4,1	4,1	4,1
	Các nước châu Á khác	2,8	2,7	2,7	2,7	2,7
	Mỹ Latinh	4,4	4,4	4,6	4,6	4,5
	Trung Đông	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
	Châu Phi	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2
3	Giá tăng từ lọc dầu	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
4	Nhiên liệu sinh học	1,9	2,5	2,7	2,4	2,4
5	Tổng ngoài OPEC	57,3	56,1	56,7	56,9	56,7
6	OPEC	39,4	39,4	39,6	39,5	39,5
	Dầu thô	32,6	32,6	32,7	32,6	32,6
	NGL	6,8	6,8	6,9	6,9	6,9

Nguồn: Oil & Gas Journal 4/7/2016



Hình 3. Biểu đồ diễn biến giá dầu tháng 7/2016

bước vào một đợt giảm giá trở lại đến nay chưa chấm dứt với vài dao động tăng nhẹ, ngắn ngày. Công ty tư vấn Anh Capital Economics dự báo giá dầu Brent trung bình trong Quý III và IV/2016 sẽ khoảng 45USD/thùng, sang năm 2017 có thể tăng lên 60USD/thùng. Diễn biến giá dầu trong tháng 7/2016 được trình bày trong Hình 3.

Giá dầu thấp kéo dài tác động mạnh đến đầu tư cho các hoạt động vùng nước sâu

Vào cuối thế kỷ 20, trước báo động trữ lượng dầu khí toàn cầu chuyển sang giai đoạn cạn kiệt và giá dầu tăng với tốc độ cao, vùng nước sâu cũng như vùng xa xôi, hẻo lánh, nhiều khó khăn trở thành đối tượng hoạt động tìm kiếm, thăm dò sôi nổi của các công ty dầu quốc tế giàu mạnh cả về nguồn vốn lẫn công nghệ. Các phát hiện tiềm năng dầu khí lớn ở châu Mỹ Latinh, Nam châu Phi, vịnh Mexico, vành đai Bắc Cực và Biển Bắc đem lại hy vọng về một thời kỳ phát triển mới của ngành công nghiệp dầu khí thế giới. Nhưng 2 năm gần đây, khi giá dầu trượt dốc từ đỉnh cao 125USD/thùng xuống dưới 30USD/thùng, đầu tư cơ bản (capex) cho các hoạt động vùng nước sâu bị tác động rất mạnh và khuynh hướng này được dự báo sẽ còn kéo dài ít nhất 5 năm nữa. Trong các kế hoạch ngắn hạn, hầu hết các công ty dầu khí đều thông báo giảm hoặc hoãn đầu tư cho các đề án lớn, chi phí cao ở các vùng nơi

trên vì thời gian để có được lợi nhuận còn dài trong lúc ngân sách càng ngày càng thu hẹp.

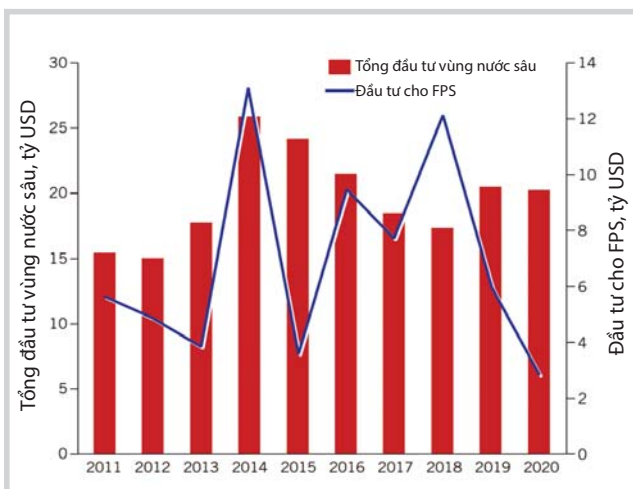
Tuy nhiên, vì trữ lượng và sản lượng dầu khí ở các khu vực mỏ trưởng thành trên đất liền và vùng nước nông suy giảm mạnh, nên các hoạt động cơ bản trong các chiến lược/kế hoạch dài hạn của các công ty dầu khí quốc tế (IOC) phục vụ cho tìm kiếm, thăm dò và sáng tạo công nghệ, thiết bị hiện đại để tiếp cận các trữ lượng lớn mới vẫn rất được quan tâm. Douglas-Westwood (DW) xác nhận đã tăng đầu tư cho vùng nước sâu ở những bể trầm tích nằm xa các khu vực thăm dò, khai thác truyền thống ở Tây châu Phi, Brazil và ở vịnh Mexico thuộc Mỹ. Kế hoạch phát triển mỏ nhanh tại các phát hiện mỏ lớn ở vùng nước sâu như mỏ khí đốt Zohr của Eni ngoài khơi Ai Cập hoặc phát hiện Liza của ExxonMobil ở ngoài khơi Guyana cho thấy một số đề án quan trọng, có vốn đầu tư lớn sẽ được phê chuẩn trong môi trường giá dầu thấp hiện nay, chỉ khác trước đây là các đề án này được chia thành nhiều giai đoạn thực hiện phù hợp với điều kiện thực tế theo từng thời gian.

DW dự báo vốn đầu tư cơ bản ở vùng nước sâu, không kể các hệ thống khai thác bằng phương tiện nổi (FPS), giảm từ mức cao nhất cho đến năm 2018, sau đó sẽ tăng nhẹ trở lại trong các năm 2019 - 2020. Sự gia tăng trở lại này sẽ xảy ra chủ yếu ở Brazil và bồn trũng chứa khí đốt ở Đông châu Phi.

Thị trường FPS cũng giảm đầu tư tương tự, nhưng rõ ràng nhất là vào những năm cuối của giai đoạn dự báo. Phần lớn số lượng đơn vị FPS được đặt hàng tăng trong năm 2013 - 2014 sẽ được đưa vào hoạt động vào năm 2017 - 2018. Năm 2015 số lượng FPS hoạt động đã đạt mức thấp nhất và được đặt hàng từ năm 1996. Số lượng đơn đặt hàng FPS vùng nước sâu năm 2016 có thể giữ ở mức năm 2015.

Hệ số tăng trưởng hàng năm của chi phí cho các hoạt động dầu khí vùng nước sâu sẽ giảm khoảng -6% trong giai đoạn 2016 - 2020. Tuy nhiên, tổng chi phí cho giai đoạn này vẫn tăng 5% so với cùng kỳ trong giai đoạn 5 năm trước, đạt 137 tỷ USD. Giá dầu thấp cũng làm giảm nhu cầu số lượng các giàn khoan nước sâu và điều này tác động đến mức đầu tư capex trong giai đoạn dự báo. Trước khi giá dầu xuống thấp, các đơn đặt hàng giàn khoan tăng rất cao, tạo ra tình trạng dư thừa trong cán cân cung cầu. Cả hai yếu tố này làm cho nhu cầu các đơn vị thiết bị khoan - khai thác mới trong một số đề án dầu khí nước sâu phải đình hoãn hoặc bị cắt bỏ.

Sự suy giảm thị trường đã tác động tiêu cực tới mọi hoạt động dầu khí khu vực nước sâu trên toàn thế giới nhưng mức độ tác động thay đổi theo từng nơi, phụ thuộc vào mức độ giàu có tài nguyên/trữ lượng của từng dự án. Từ nay đến năm 2020, vùng nước sâu châu Phi và châu Mỹ sẽ chiếm 87% tổng chi phí hoạt động dầu khí vùng nước sâu toàn cầu.



Hình 4. Đầu tư cơ bản vùng nước sâu, giai đoạn 2011 - 2020



Hình 5. Chi phí dầu khí vùng nước sâu, giai đoạn 2011 - 2020. Nguồn: Douglas-Westwood

Ở châu Mỹ Latinh, chi phí cho vùng nước sâu sẽ chiếm đến 38% tổng chi phí capex cho vùng nước sâu toàn cầu, do có số các đơn vị FPS hoạt động cao trong giai đoạn dự báo. Vì khó khăn về tài chính nên Petrobras sẽ hạn chế các đầu tư cho các đơn vị mới. Mexico tỏ ra có nhiều tiềm năng sau khi cải cách ngành năng lượng, cho phép các công ty nước ngoài vào hoạt động trong lĩnh vực thượng nguồn, nhưng do giá dầu thấp kéo dài nên có thể nhiều đề án sẽ không được thực hiện như kế hoạch ban đầu. Đề án phát triển mỏ nước sâu Lakach của Pemex dự kiến triển khai vào năm 2018 đã bị đình hoãn ít nhất 1 năm do ngân sách đầu tư bị cắt.

Đông Phi đứng thứ hai sau Mỹ Latinh về các hoạt động vùng nước sâu, tập trung ở vùng biển thuộc Tanzania và Mozambique. Việc phát triển các dự án khí đốt trong giai đoạn dự báo có thể đúng với kế hoạch ban đầu. Anadarko đã ký các hợp đồng sản xuất LNG trên bờ nên sẽ thúc đẩy nhanh các hoạt động khai thác ở Mozambique với hy vọng giá dầu tăng kéo theo giá LNG tăng.

Ở các khu vực khác, hoạt động dầu khí vùng nước sâu sẽ rất ít trong các năm 2016 - 2020. Chi phí capex tập trung trong các đề án nước sâu nhỏ ở biển Na Uy của Statoil và Chevron. Các đề án nhỏ khác ở Biển Bắc thuộc Anh có thể bị đình hoãn hoặc chậm triển khai, góp phần làm cho chi phí capex giảm. Chi phí capex vùng nước sâu Australia tăng nhanh, mặc dù vậy thị trường vùng nước sâu ở đây cũng khá nhỏ so với các nơi khác.

Chi phí đầu tư vùng nước sâu ở Bắc Mỹ dự báo sẽ chiếm 18% tổng capex vùng nước sâu toàn cầu trong giai đoạn năm 2016 - 2020. Chi phí hoạt động ở vùng nước sâu tại khu vực này sẽ giảm 24% so với cùng kỳ 5 năm trước do các quyết định đầu tư cho các dự án bị kéo dài hoặc bị cắt bỏ hoàn toàn. Trong số các đề án lớn bị ảnh hưởng có phát hiện Hopkins của BP và Thunder Bird của Murphy Oil Corp.

Trong các loại hình hoạt động đầu tư ở vùng nước sâu thì hoạt động khoan giếng và hoàn thiện giếng là công đoạn chiếm chi phí lớn nhất, với tổng đầu tư đến năm 2020 lên đến 53 tỷ USD. Phần lớn các chi phí nói trên liên quan đến hoạt động hoàn thiện giếng ở đáy biển. Châu Phi chiếm đến 38% các hoạt động hoàn thiện giếng này trong 5 năm tới. Tuy nhiên, Mỹ Latinh mới là khu vực có chi phí chiếm đến 40% tổng chi phí, cao nhất trong công đoạn này vì độ sâu và chiều dài của giếng lớn cộng với thời gian hoàn thiện giếng kéo dài.

FPS là công đoạn có chi phí đứng thứ hai, chiếm 28% tổng capex vùng nước sâu toàn cầu. Tàu FPSO chiếm đến

81% chi phí dự báo cho công đoạn FPS. Ngoại trừ chi phí dự tính cho lắp đặt FPSO giai đoạn 2016 - 2020, 82% chi phí còn lại đã được quyết định. Các đề án đầu tư này đều tính đến khả năng suy giảm thị trường FPS trong ngắn hạn, nhưng yếu tố giá dầu thô thấp kéo dài buộc các nhà điều hành đề án phải đánh giá lại việc sử dụng FPS trong các đề án phát triển mỏ. Một ví dụ điển hình cho tình trạng này là mỏ Leviathan ở Đông Địa Trung Hải, nhà điều hành Noble Energy đã loại bỏ phương án dùng FPS thay cho thiết bị thu gom dầu ngầm nối đến một giàn cố định đặt tại vùng nước nông.

Thiết bị ngầm, bao gồm phần cứng khai thác ngầm (subsea production hardware), các ống mềm ngầm (subsea umbilicals), ống nâng dầu (risers) và các đường dẫn dòng dầu (flowlines/SURF), tính chung chiếm 27% tổng chi phí toàn cầu đến năm 2020. Chi phí cho phần cứng khai thác ngầm phụ thuộc vào số lượng giếng phát triển được khoan. Châu Phi là thị trường lớn nhất của phần cứng khai thác ngầm trong giai đoạn dự báo. Chi phí cho SURF tốn khoảng 17 tỷ USD trong 5 năm tới. Capex của đường ống dẫn chiếm 6% trong chi phí giai đoạn dự báo, giảm 2% so với 5 năm trước.

Triển vọng thị trường ngắn hạn

Các nhà sản xuất thiết bị, các chủ tàu và các nhà cung cấp dịch vụ khoan đường như nhận thấy khó khăn trong những năm tới vì tình trạng các dự án dầu khí trên thế giới bị đình hoãn tiếp tục kéo dài. Các nhà điều hành chờ đợi thay đổi công nghệ và đánh giá lại các đề án phát triển mỏ để nâng cao hiệu quả kinh tế các hoạt động dầu khí vùng nước sâu của họ. Giá thành thiết bị và chi phí khoan thấp sẽ là các yếu tố để các đề án được phê duyệt có thể triển khai trong thời gian tới.

Mặc dù, triển vọng các hoạt động dầu khí nước sâu của các khu vực khác trên thế giới nói chung không mấy khả quan, thì các nước Bắc Mỹ đang có vị thế phục hồi tốt trong giai đoạn 2016 - 2020 do có cơ sở hạ tầng rất tốt. Các hệ thống nối giếng ngầm (subsea-well tiebacks) đường như trở thành hệ thống được lựa chọn cho các đề án trong tương lai. Các chương trình đổi mới công nghệ cùng các giải pháp giảm giá thành khai thác khác nhau đang được triển khai ở Bắc Mỹ sẽ cho phép đáp ứng nhanh những yêu cầu thị trường tương lai khi giá dầu phục hồi.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

Gia cố cột ống chống Ø 508mm cho các giếng khoan khai thác bằng hỗn hợp vữa xi măng pha sợi

Thực tế thi công các giếng khoan trong Lô 09-1 cho thấy thường xuyên xảy ra tình trạng mất vữa xi măng khi bơm trám cột ống chống Ø508mm do các tầng đất đá tại chân đế ống chống tách nước Ø711mm (hoặc Ø720mm) thường là các tập cát bờ rời, xốp và có độ thấm cao. Vì vậy, để đáp ứng quy trình bơm trám xi măng các cột ống chống, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" phải tiến hành bơm rót nhiều lần vữa xi măng vào khoảng không vành xuyên hai cột ống chống Ø711mm (hoặc Ø720mm) và Ø508mm cho đến khi cột xi măng dâng lên tới bề mặt, làm gia tăng tổn hao xi măng, hóa phẩm và thời gian.

Có nhiều phương pháp để khắc phục hiện tượng mất dung dịch khi bơm trám xi măng như hạ tỷ trọng vữa xi măng, giảm tốc độ bơm, sử dụng sợi bít nhét... Trong đó, phương pháp hạ tỷ trọng vữa xi măng thường được sử dụng, nhưng sẽ làm giảm chất lượng đá xi măng. Thực tế cho thấy bằng cách thông thường, khi vữa xi măng giảm tỷ trọng đến $<1,3\text{g}/\text{cm}^3$ thì đá xi măng tạo thành không đảm bảo các tính chất cơ lý. Cần phải sử dụng công nghệ và các hệ xi măng đặc biệt (như microsphere, xi măng ngậm khí...), thường rất đắt tiền và phức tạp. Phương pháp giảm tốc độ bơm cũng không giải quyết được hiện tượng mất dung dịch tại chân đế ống Ø711mm. Với hệ số vữa xi măng tương đương $1,3\text{g}/\text{cm}^3$ thì khi dừng bơm, cột vữa xi măng bình thường tỷ trọng $>1,52\text{g}/\text{cm}^3$ sẽ tự chảy vào vỉa. Phương pháp sử dụng sợi hợp lý hơn vì các sợi trong vữa làm hình thành mạng lưới ở đoạn mất dung dịch, cản trở dòng chảy vào các khe nứt hoặc đới thấm (dần dần chúng bị bít lại) để chống mất dung dịch. Ngoài ra khi pha sợi vào, vữa xi măng vẫn giữ nguyên tỷ trọng và các thông số công nghệ khác (như khả năng bơm của vữa, thời gian quán, thời gian đông kết) gần như ban đầu, do đó không ảnh hưởng tiêu cực đến quá trình bơm trám. Hơn nữa, sợi pha vào xi măng còn làm nâng cao độ bền uốn, có lợi cho việc đảm bảo sự nguyên vẹn của vành xuyên xi măng trong giếng khoan đối với sự biến đổi các ứng suất tác động.

Nhóm tác giả Lê Quang Nhạc, Nguyễn Hữu Chinh, Tạ Ngọc Ánh và Phạm Sỹ Hoàn thuộc Vietsovpetro đã đề xuất giải pháp "Gia cố cột ống chống Ø508mm cho các giếng khoan khai thác bằng hỗn hợp vữa xi măng pha sợi".

Nhóm tác giả lựa chọn sử dụng sợi CemNet vì đây là loại sợi có nguồn gốc vô cơ, có tính trơ, không tan trong nước, dầu.

Kỹ thuật pha sợi ở giàn khoan rất đơn giản đó là đổ trực tiếp sợi vào bể chứa xi măng đang được bơm vào giếng khoan trong quá trình bơm trám với hàm lượng rất thấp, không quá 2lb/bbl ($5,7\text{kg}/\text{m}^3$).

Việc áp dụng sợi vào bơm trám xi măng sẽ giảm thiểu mất vữa xi măng trong quá trình bơm trám, giúp xi măng dâng lên bề mặt làm giảm chi phí vật tư cho các lần bơm rót bổ sung vữa xi măng, từ $29,2\text{m}^3$ xuống còn $2,5\text{m}^3$ cho 1 giếng khoan; tiết kiệm thời gian hoạt động của giàn (từ 18,4 giờ xuống còn 7,5 giờ/giếng). Sử dụng sợi với chất liệu thô sẽ không làm thay đổi đặc tính của vữa xi măng và tính chất đá xi măng hay gây ảnh hưởng tới quy trình bơm trám vữa xi măng. Ngoài ra, sợi pha vào vữa xi măng còn giúp nâng cao độ bền uốn của vành xuyên xi măng giữa hai cột ống chống.

Giải pháp sử dụng sợi vào hỗn hợp vữa xi măng để bơm trám cột ống chống Ø508mm là một giải pháp có tính khoa học cao và có ý nghĩa thực tiễn trong điều kiện công nghệ - kỹ thuật hiện tại của Vietsovpetro. Giải pháp này được thực hiện đơn giản, không cần phải thay đổi công nghệ hay đầu tư thêm thiết bị mới nên làm giảm đáng kể giá thành thi công giếng khoan. Sử dụng sợi CemNet trong quá trình bơm trám xi măng cột ống chống Ø508mm đã được áp dụng thử nghiệm thành công tại giếng khoan GT-5P và GT-7P, giàn khoan West Prospero, Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Vietsovpetro.

Hiệu quả kinh tế dự tính khi áp dụng giải pháp "Gia cố cột ống chống Ø508mm cho các giếng khoan khai thác bằng hỗn hợp vữa xi măng pha sợi" vào sản xuất cho các giếng khoan khai thác trên giàn BK-GT (mỏ Gấu Trắng) là 52.825,05USD/giếng.

Giải pháp "Gia cố cột ống chống Ø508mm cho các giếng khoan khai thác bằng hỗn hợp vữa xi măng pha sợi" được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, có thể áp dụng cho hầu hết các giếng khoan khai thác có cấu trúc ống chống Ø711 x 508mm ở mỏ Bạch Hổ và Rồng cũng như các vùng mỏ khác ở Vietsovpetro.

Lê Thị Phương (giới thiệu)

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH (từ ngày 1/1 - 30/6/2016)

Trong 6 tháng đầu năm 2016, Viện Dầu khí Việt Nam và Doanh nghiệp thành viên đã hoàn thành 17 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 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 01/01 - 30/6/2016. 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	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	Xây dựng mô hình địa chất và mô hình mô phỏng thủy động lực cho mỏ khí Cá Voi Xanh, Lô 117 - 119	Phạm Trường Giang	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3852/BB-DKVN, 28/6/2016
2	Nghiên cứu, đánh giá và tối ưu mô hình khai thác, chính xác hóa mô hình địa chất mỏ Nagumanov	Nguyễn Văn Đô	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3852/BB-DKVN, 28/6/2016
II LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ					
1	NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất khí mỏ Thăng Long và Diamond nhằm bổ sung cho Hệ thống Cơ sở dữ liệu Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Xuân Hợp	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	592/BB-DKVN, 29/1/2016
2	NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam và Sư Tử Nâu (dầu thô, khí) nhằm bổ sung cho Hệ thống Cơ sở dữ liệu Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Thị Anh Thư	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	592/BB-DKVN, 29/1/2016
3	Nghiên cứu phương án xử lý xúc tác RFCC thải cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Đào Thị Thanh Xuân	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	1917/BB-DKVN, 4/4/2016
4	Nghiên cứu tổng hợp chất diệt khuẩn nano bạc dùng cho nước bơm ép	Cù Thị Việt Nga	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	1917/BB-DKVN, 4/4/2016
5	Nghiên cứu khả năng sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên mỏ Cá Voi Xanh	Trương Minh Huệ	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3416/BB-DKVN, 7/6/2016
6	Nghiên cứu giải pháp khắc phục đường ống công nghệ trong các nhà máy lọc hóa dầu, hóa chất và chế biến dầu khí có nguy cơ sự cố bằng vật liệu nano composite chịu nhiệt độ cao, áp suất cao	Nguyễn Khánh Toàn	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	3416/BB-DKVN, 7/6/2016
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Nghiên cứu điều tra lập báo cáo đánh giá tình trạng sức khỏe bệnh nghề nghiệp của người lao động và đề xuất các biện pháp ngăn ngừa, giảm thiểu tại các đơn vị thành viên thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Thái Lộc	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2016/BB-DKVN, 6/4/2016
2	Nghiên cứu xây dựng dự thảo Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia quy định điều kiện cho phép sử dụng chất phân tán tại Việt Nam phục vụ công tác ứng phó sự cố tràn dầu	Phạm Thị Trang Vân	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2016/BB-DKVN, 6/4/2016

3	Xây dựng Hướng dẫn thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ nhằm tăng cường hiệu quả quản lý an toàn cho hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phùng Đình Liễu	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2016/BB-DKVN, 6/4/2016
4	Nghiên cứu đề xuất Hướng dẫn thu dọn mỏ và đường ống dầu khí ngoài khơi Việt Nam	Phạm Chiến Thắng	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3288/BB-DKVN, 1/6/2016
5	Đánh giá ảnh hưởng của hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tới môi trường và hệ sinh thái biển tại khu vực hoạt động dầu khí bồn trũng Cửu Long	Bùi Hồng Diễm	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3288/BB-DKVN, 1/6/2016
IV LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ					
1	Hoàn thiện cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý hợp đồng dầu khí trong nước - Giai đoạn 2	Đoàn Văn Thuận	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	111/BB-DKVN, 7/1/2016
2	Đánh giá hiệu quả quản lý chi phí và các giải pháp để nâng cao hiệu quả quản lý chi phí trong các dự án xây dựng kho xăng dầu thuộc PVN	Lê Việt Trung	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	154/BB-DKVN, 11/1/2016
3	Vận hành website thông tin thị trường sản phẩm dầu khí; xây dựng báo cáo phân tích dự báo thị trường sản phẩm dầu khí năm 2015	Đoàn Tiến Quyết	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	2019/BB-DKVN, 6/4/2016
V LĨNH VỰC KHÁC					
1	Nghiên cứu phương án tổ chức công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Mai Tuấn Đạt	BSR	PAC/BSR	3266/BB-DKVN, 1/6/2016

Phạm Văn Huy

Ghi chú:

- VPI Viện Dầu khí Việt Nam
- 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)
- CIAT 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)
- BSR Công ty TNHH Một thành viên Lọc hóa dầu Bình Sơn

