

Dầu Khí



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

■ SỐ 12 - 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: Tháp đốt khí đồng hành trên giàn công nghệ trung tâm 3, mỏ Bạch Hổ. Ảnh: TTXVN

TIỂU ĐIỂM

VIỆT NAM KHUYẾN KHÍCH DOANH NGHIỆP ÁN ĐỘ THAM GIA VÀO CÁC LỖ DẦU KHÍ MỜ

Từ ngày 8 - 11/12/2016, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã tham gia đoàn công tác tháp tùng Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân thăm chính thức Ấn Độ. Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi các giải pháp nhằm phát triển quan hệ đối tác chiến lược. Trong lĩnh vực dầu khí, Việt Nam khẳng định luôn ủng hộ và khuyến khích các công ty dầu khí của Ấn Độ tham gia đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí tại các lỗ dầu khí mở thuộc thẩm quyền của Việt Nam; đồng thời đề nghị các đối tác Ấn Độ giữ thiện và tạo điều kiện để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia hợp tác trong các dự án dầu khí tiềm năng tại Ấn Độ và các nước thứ ba.

Trong chuyến thăm chính thức Ấn Độ, ngày 9/12/2016, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân đã hội kiến Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi. Lãnh đạo hai nước đã nhất trí phát triển quan hệ đối tác chiến lược, trao đổi các giải pháp vực dậy, tạo đột phá trong trao đổi thương mại, tạo môi trường thuận lợi cho các nhà đầu tư - kinh doanh để đưa kim ngạch hai chiều đạt 15 tỷ USD vào năm 2020.

Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân khẳng định, Việt Nam ủng hộ và khuyến khích các công ty dầu khí của Ấn Độ tham gia vào các lỗ dầu khí mới tại thềm lục địa của Việt Nam; đề nghị các đối tác Ấn Độ nghiên cứu các cơ hội hợp tác mới là thế mạnh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; mong muốn Ấn Độ giới thiệu và tạo điều kiện để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia hợp tác trong các dự án dầu khí tiềm năng tại Ấn Độ và các nước thứ ba.



Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân tiếp ứng Đoàn Công tác của Thủ tướng Ấn Độ (ĐOCT) Ấn Độ.

Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi khẳng định quan hệ hữu nghị truyền thống, gần gũi lâu đời giữa hai nước là di sản quý báu cho các thế hệ mai sau, cần được gìn giữ, vun đắp và phát triển lên tầm cao mới. Thủ tướng Narendra Modi cho biết các nhà đầu tư Ấn Độ rất ấn tượng về môi trường đầu tư của Việt Nam, đồng thời khẳng định Chính phủ Ấn Độ ủng hộ các nhà đầu tư Ấn Độ đến Việt Nam sản xuất, kinh doanh.

Ngày 10/12/2016, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân đã hội kiến Tổng thống Ấn Độ Pranab Mukherjee tại Dinh Tổng thống. Tổng thống Ấn Độ Pranab Mukherjee đề nghị, Quốc hội và Chính phủ Việt Nam ủng hộ, tạo điều kiện, khuyến khích các doanh nghiệp Việt Nam tham gia vào sáng kiến "Sàn xuất tại Ấn Độ" do Chính phủ Ấn Độ phát động và cuộc cách mạng số hóa của Ấn Độ. Hai nước cần đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh vực năng lượng, đặc biệt là năng lượng hạt nhân, năng lượng tái tạo và các dự án năng lượng sạch.

Cùng ngày, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân đã tiếp ứng Tổng giám đốc điều hành Tổng công ty Dầu khí Ấn Độ (ONGC) và ông Narendra Kumar Verma - Chủ tịch kiêm Giám đốc ONGC Videsh Limited (OVL) Tham dự buổi tiếp có đại diện các Bộ, ngành, các Ủy ban của Quốc hội và Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh.

Lãnh đạo ONGC/OVL mong muốn Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân ủng hộ các dự án khai thác dầu khí tại Việt Nam, đồng thời tăng cường hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân khẳng định luôn ủng hộ và khuyến khích các công ty dầu khí của Ấn Độ tham gia đầu tư thăm dò,

TIỂU ĐIỂM

VIETSOVPETRO ĐẢM BẢO KHAI THÁC AN TOÀN 5 triệu tấn dầu và condensate trong năm 2017



Hội đồng Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro ký kết hợp tác. Từ trái sang phải: Tổng giám đốc Vietsovpetro Việt Nam, Tổng giám đốc Vietsovpetro Nga, Tổng giám đốc Vietsovpetro Việt Nam, Tổng giám đốc Vietsovpetro Nga.

Tại kỳ họp lần thứ 47, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã thông nhất các giải pháp để đảm bảo khai thác an toàn 5 triệu tấn dầu và condensate trong năm 2017. Đồng thời, Hội đồng đã xem xét và thông qua một số nội dung liên quan đến công tác mở rộng năng lực hoạt động, kế hoạch 5 năm 2017 - 2021.

Ngày 8/12/2016, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức Kỳ họp lần thứ 47. Đoàn phía Việt Nam do ông Nguyễn Vũ Trường Sơn - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm trưởng đoàn. Đoàn phía Liên bang Nga do ông Sergey Kudryashov - Tổng giám đốc OAO Zarubezhneft làm trưởng đoàn.

Về kết quả thực hiện 11 tháng đầu năm 2016, Tổng giám đốc Vietsovpetro Tô Thành Nghĩa cho biết Vietsovpetro đã hoàn 3 giếng thăm dò (đạt 100% kế hoạch gồm: THT-6X, BH-47 và CT-4X) đều có phát hiện dòng dầu khí công nghiệp. Tổng lượng dầu thu hồi phát hiện tại các giếng này đạt 4,8 triệu tấn (so với kế hoạch 2,3 triệu tấn). Trong lĩnh vực khai thác dầu, Vietsovpetro thực hiện 91.600m khoan (đạt 102% kế hoạch). Một thực thi công 28 giếng và thực hiện sửa chữa lớn 18 lượt giếng khoan (gồm 3 giếng sửa chữa đặc biệt). Trong đó, có nhiều giếng khoan mới đã khoan cho lưu lượng dầu tốt tạo điều kiện để Vietsovpetro hoàn thành sản lượng dầu khai thác. Tốc độ thương mại của khoan khai thác là 2.547m/tháng - mức là kỷ lục về tốc độ khoan thương mại của Vietsovpetro từ trước đến nay.

Trong lĩnh vực xây dựng cơ bản, Vietsovpetro đã hoàn thành công tác xây lắp và đưa vào hoạt động giàn RC-9 ngày 6/6/2016, sớm trước 1 tháng 9 ngày so với kế hoạch; chế tạo và lắp đặt thành công giàn B. Thuyền lừng cùng 4 công trình nhà giàn DK.

Vietsovpetro cho biết sẽ hoàn thành kế hoạch khai thác dầu được giao với 5,04 triệu tấn và cung cấp vào bờ hơn 1,6 tỷ m³ khí vượt 27% so với kế hoạch. Trong đó, sản lượng khí từ Lũ

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

16. Ứng dụng mô hình giải tích để dự báo khả năng sinh cát của các vỉa khí tầng Miocene mở Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn

27. Nguồn gốc thành tạo - biến đổi thứ sinh và khả năng chứa của trầm tích tập F - Oligocene sớm, hệ tầng Trà Cú, bể Cửu Long

38. Phương pháp minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan đối với các vỉa cát sét phân lớp mỏng

45. Sinh tương và môi trường trầm tích carbonate hệ tầng Tri Tôn Miocene giữa, Nam bể Sông Hồng



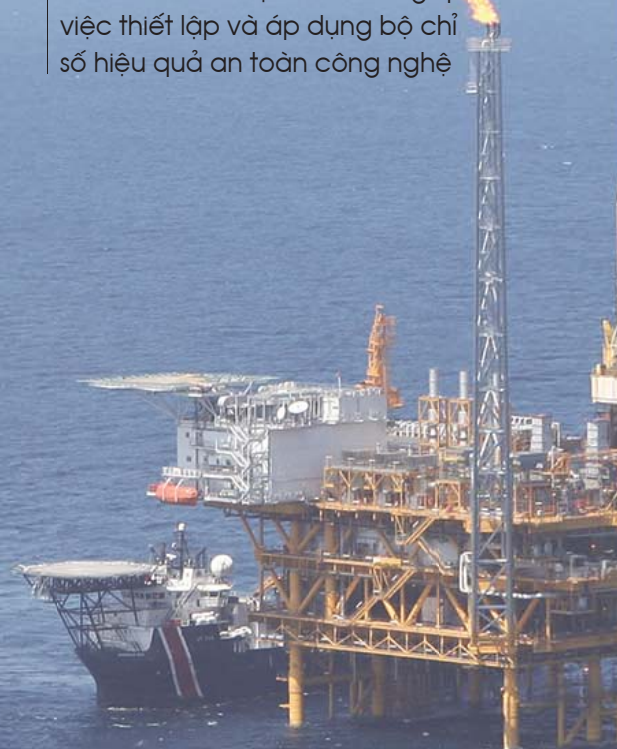
HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

53. Các giải pháp tiềm năng cho việc tái sử dụng triệt để xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

60. 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 thông qua việc thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ



PETROVIETNAM	
NGUỒN GỐC THÀNH TẠO - BIẾN ĐỔI THỦ SINH VÀ KHẢ NĂNG CHỨA CỦA TRẦM TÍCH TẬP F - OLIGOCENE SỚM, HỆ TẦNG TRÀ CÚ, BỂ CẦU LONG	
ThS. Bùi Thị Ngọc Phượng, CN. Lê Thị Thu Hằng Vụ Dầu Khí Việt Nam Email: phuonb@petroviet.vn	
Tóm tắt	Bài báo tổng hợp các kết quả nghiên cứu địa chất địa tầng và phân tích thạch học trầm tích, sinh địa tầng của các mẫu thuộc thành tạo trầm tích tập F tuổi Oligocene sớm, hệ tầng Trà Cú, bể Cầu Long. Trên cơ sở đó, nhiệm vụ giải quyết các kết luận về đặc điểm thạch học, môi trường lắng đọng, nguồn gốc thành tạo, quá trình biến đổi sau trầm tích ảnh hưởng đến chất lượng chứa của bể. Từ khóa: Nguồn gốc, biến đổi sau lắng, chứa, tập F, bể Cầu Long.
1. Giới thiệu	Thành tạo trầm tích tập F tuổi Oligocene sớm, thuộc hệ tầng Trà Cú được xem là phần trầm tích đầu tiên lắng đọng và lấp đầy các hào trên bề mặt móng của bể Cầu Long. Nguồn vật liệu của trầm tích tập F này chủ yếu là tại chỗ do sự bóc mòn từ những nơi khối móng nâng cao do sự tách giãn tạo địa hình phân dị. Trầm tích tập F - tuổi Oligocene sớm thường vắng mặt trong những khối móng nâng cao do sự bóc mòn hoặc không có vật liệu trầm tích và chỉ hiện diện ở các hào lầy lún địa hào. Việc xác định ranh giới tập F ở bể Cầu Long đến nay vẫn còn một số quan điểm chưa thống nhất. Kết quả nghiên cứu mới nhất của Viện Dầu khí Việt Nam cho thấy trầm tích tập F - tuổi Oligocene sớm được đặc trưng bởi mặt phân và không liên tục với đá hóa thạch chủ yếu là <i>Pterischaetia Triebachi</i>. Theo kết quả nghiên cứu thạch học, trầm tích tập F xuất hiện tại một số giếng khoan (phần 1) thuộc khu vực phía Bắc trung tâm bể Cầu Long ở cửa tạo Sư Tử Trắng (tọa độ 15-11, phần rìa phía Tây thuộc cấu tạo Lac Bà Vàng) (giếng khoan 15-1/05-LDN-1X) phần rìa phía Đông thuộc cấu tạo Kinh Ngự Trưng (giếng khoan 09-2/09-KNT-2X), và rìa phía Nam thuộc cấu tạo Tôm Hùm Xanh (giếng khoan 31-TXH-13). Thành tạo trầm tích tập F là tập các kết dính xen kẽ với cuội kết, bột kết, sét
kết cùng với các lớp trầm tích phun trào, lớp đất mạch đã phun trào và đã phun trào. Trầm tích tập F có nguồn gốc từ móng nâng lục địa và nguồn gốc cung cấp magma, với môi trường trầm tích chủ yếu là môi trường lục địa (như đồng bằng sông năng lượng cao, hồ nước ngọt đôi khi xen lẫn đồng bằng ven bờ - khu vực rìa phía Nam). Thành tạo trầm tích tập F ở khu vực rìa phía Nam và rìa phía Đông của bể Cầu Long trong giai đoạn thành tạo địa trung bình cao ($T = 70 - 100^{\circ}\text{C}$) trong khi đó ở khu vực phần rìa phía Tây và phía Nam trung tâm bể ở giai đoạn thành tạo đá cao ($T = 90 - 130^{\circ}\text{C}$). Độ rỗng của trầm tích tập F phần lớn tập trung tại các giếng khoan ở khu vực phía Bắc trung tâm bể Cầu Long và khu vực rìa phía Nam với độ rỗng nguyên sinh trung bình khoảng 10 - 12%, có khi đến 20%. Trong khi đó, độ	
 Ảnh 1. Vị trí các giếng khoan phân tích trầm tích tập F - Oligocene sớm (1-3)	
Đã in số 12/2016 27	



GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

68. Giải pháp băng thông rộng, điện từ (EM) tích hợp nâng cao hiệu quả thu thập dữ liệu địa vật lý Mở rộng phạm vi ứng dụng công nghệ sử dụng hệ thống đầu thu lai đất



FOCUS

Petrovietnam fulfills the task of producing a further 1 million tons of oil	4
Vietnam encourages Indian companies to participate in open oil and gas blocks	6
Vietnam-South Korean co-operation in the field of energy	8
Vietsovpetro targets safe production of 5 million tons of oil and condensate in 2017	10
PVEP meets oil and gas production targets 30 days in advance	12
Scientific research to be improved in quality, practical value and applicability	14

SCIENTIFIC RESEARCH

Utilising analytical model for sanding prediction of gas reservoir in Miocene of Hai Thach field, Nam Con Son basin	16
Forming provenance, secondary alteration and reservoir property of Early Oligocene F sequence sediments, Tra Cu formation, Cuu Long basin	27
Petrophysical interpretation methodology for thinly bedded sandstone	38
Biofacies and depositional environments of Tri Ton carbonate formation, Middle Miocene south of Song Hong basin	45
Potential pathways for utilisation of spent FCC catalyst from Dung Quat refinery	53
Enhancing the effectiveness of safety management in refining, petrochemical and gas processing activities of Petrovietnam by establishing and applying process safety performance indicators	60

NEWS

Vietsovpetro receives first gas and condensate flow from Thien Ung field	71
Production of Phu My Fertilizer Plant estimated at 820 thousand tons	72
Operation insurance contract signed for Vung Ang 1 Thermal Power Plant	72
Iraq invites bids to build first phase of oil export pipeline to Jordan	76
Indonesia plans to import LPG from Iran in 2017	76
Iran signs preliminary agreement with Gazprom for co-operation in oil and gas production	77
Poland and Ukraine to build new gas pipeline	77



PETROVIETNAM

PHẦN ĐẦU HOÀN THÀNH NHIỆM VỤ KHAI THÁC THÊM 1 TRIỆU TẤN DẦU

Trong bối cảnh giá dầu thế giới duy trì ở mức thấp, công tác tìm kiếm, thăm dò ở vùng nước sâu, xa bờ gặp nhiều khó khăn, đòi hỏi chi phí cao hơn so với trước đây... nhưng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ động xây dựng và tổ chức triển khai đồng bộ các giải pháp, hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất của năm 2016 trước thời hạn. Đặc biệt, Tập đoàn phần đầu hoàn thành nhiệm vụ khai thác thêm 1 triệu tấn dầu được Chính phủ giao.

Trong năm 2016, Tập đoàn đã tập trung triển khai thực hiện đồng bộ 8 nhóm giải pháp gồm: quản trị doanh nghiệp, tài chính, đầu tư, thị trường, đào tạo phát triển nguồn nhân lực, khoa học công nghệ, an toàn môi trường và phát triển bền vững, an ninh quốc phòng, đối ngoại. Tập đoàn đã xây dựng và thực hiện chương trình hành động thực hiện Nghị quyết Đại hội Đảng toàn quốc lần

thứ XII, chương trình hành động của Tập đoàn thực hiện Nghị quyết của Chính phủ về những giải pháp chủ yếu chỉ đạo điều hành thực hiện kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội và dự toán ngân sách Nhà nước năm 2016 phù hợp với điều kiện thực tế.

Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu; vận hành an toàn ổn định các nhà



Sản lượng khai thác dầu thô trong nước về đích trước kế hoạch 29 ngày. Ảnh: TTXVN

máy/công trình dầu khí; tập trung vốn cho các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính; chủ động dừng/giãn tiến độ các dự án chưa thực sự cấp bách; chỉ đạo các đơn vị thực hiện phân loại và sắp xếp thứ tự ưu tiên các dự án đầu tư, đảm bảo sử dụng hiệu quả vốn, đầu tư theo trọng điểm. Chủ động và tích cực phối hợp chặt chẽ với các Bộ/ Ngành liên quan trong việc triển khai các hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư của Tập đoàn, đặc biệt là trong công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại khu vực nước

sâu, xa bờ nhằm tăng cường sự hiện diện và khẳng định chủ quyền của Việt Nam trên thực tế, góp phần bảo vệ vững chắc chủ quyền và toàn vẹn lãnh thổ quốc gia trên Biển Đông.

Kết quả, sản lượng khai thác dầu thô trong nước đạt 14,02 triệu tấn vào ngày 2/12/2016, về đích trước kế hoạch 29 ngày. Khai thác khí đạt 9,61 tỷ m³ vào ngày 29/11/2016, về đích trước kế hoạch 32 ngày. Sản xuất xăng dầu đạt 5,69 triệu tấn vào ngày 4/11/2016, về đích trước kế hoạch 57 ngày. Tập đoàn cũng hoàn thành kế hoạch doanh thu vào ngày

Sản lượng khai thác dầu thô trong nước đạt 14,02 triệu tấn vào ngày 2/12/2016, về đích trước kế hoạch 29 ngày. Khai thác khí đạt 9,61 tỷ m³ vào ngày 29/11/2016, về đích trước kế hoạch 32 ngày. Sản xuất xăng dầu đạt 5,69 triệu tấn vào ngày 4/11/2016, về đích trước kế hoạch 57 ngày.

18/12/2016, về đích trước 12 ngày; hoàn thành kế hoạch nộp ngân sách Nhà nước vào ngày 3/12/2016, về đích trước 28 ngày. Dự kiến trong cả năm 2016, Tập đoàn sẽ khai thác khoảng 27,74 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 2,1 triệu tấn), sản xuất 21,3 tỷ kWh điện (vượt kế hoạch 5%) và 1,6 triệu tấn đạm (vượt kế hoạch 2%).

Theo Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng: “Để khai thác thêm 1 triệu tấn dầu, Tập đoàn đã có rất nhiều những giải pháp hay, sáng tạo. Tập đoàn cũng đã thực hiện tái cơ cấu, nâng cao hiệu quả quản lý để giảm chi phí, từ đó hạ giá thành khai thác. Đây chính là biểu hiện rõ nhất cho ý thức trách nhiệm cao của người Dầu khí đối với sự phát triển kinh tế đất nước”.

Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên phải tiếp tục rà soát lại các dự án đã, đang và chuẩn bị đầu tư để điều chỉnh kịp thời các tồn tại, hạn chế, nhằm khai thác, sử dụng có hiệu quả dự án; nâng cao chất lượng các dự án chuẩn bị đầu tư; tăng cường quản lý, kiểm soát quá trình đầu tư xây dựng, không để xảy ra thất thoát, lãng phí. Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng cũng yêu cầu Tập đoàn tích cực đổi mới công tác quản lý, tiết giảm chi phí để giảm giá thành đối với các khâu sản xuất và các loại sản phẩm dầu khí.

Quang Minh

VIỆT NAM KHUYẾN KHÍCH DOANH NGHIỆP ẤN ĐỘ THAM GIA VÀO CÁC LÔ DẦU KHÍ MỞ

Từ ngày 8 - 11/12/2016, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã tham gia đoàn công tác tháp tùng Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân thăm chính thức Ấn Độ. Lãnh đạo hai nước đã tập trung trao đổi các giải pháp nhằm phát triển quan hệ đối tác chiến lược. Trong lĩnh vực dầu khí, Việt Nam khẳng định luôn ủng hộ và khuyến khích các công ty dầu khí của Ấn Độ tham gia đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí tại các lô dầu khí mở thuộc thềm lục địa Việt Nam; đồng thời đề nghị các đối tác Ấn Độ giới thiệu và tạo điều kiện để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia hợp tác trong các dự án dầu khí tiềm năng tại Ấn Độ và các nước thứ ba.

Trong chuyến thăm chính thức Ấn Độ, ngày 9/12/2016, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân đã hội kiến Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi. Lãnh đạo hai nước đã nhất trí phát triển quan hệ đối tác chiến lược, trao đổi các giải pháp xúc tiến, tạo đột phá trong trao đổi thương mại, tạo môi trường thuận lợi cho các nhà đầu tư - kinh doanh để đưa kim ngạch hai chiều đạt 15 tỷ USD vào năm 2020.

Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân khẳng định, Việt Nam ủng hộ và khuyến khích các công ty dầu khí của Ấn Độ tham gia vào các lô dầu khí mở tại thềm lục địa của Việt Nam; đề nghị các đối tác Ấn Độ nghiên cứu các cơ hội hợp tác mới là thể mạnh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; mong muốn Ấn Độ giới thiệu và tạo điều kiện để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham gia hợp tác trong các dự án dầu khí tiềm năng tại Ấn Độ và các nước thứ ba.



Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân tiếp ông Dinesh Kumar Sarraf - Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc điều hành Tổng công ty Dầu khí Ấn Độ (ONGC). Ảnh: TTXVN

Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi khẳng định quan hệ hữu nghị truyền thống, gắn bó lâu đời giữa hai nước là di sản quý báu cho các thế hệ mai sau, cần được gìn giữ, vun đắp và phát triển lên tầm cao mới. Thủ tướng Narendra Modi cho biết các nhà đầu tư Ấn Độ rất ấn tượng về môi trường đầu tư của Việt Nam, đồng thời khẳng định Chính phủ Ấn Độ ủng hộ các nhà đầu tư Ấn Độ đến Việt Nam sản xuất, kinh doanh.

Ngày 10/12/2016, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân đã hội kiến Tổng thống Ấn Độ Pranab Mukherjee tại Dinh Tổng thống. Tổng thống Ấn Độ Pranab Mukherjee đề nghị, Quốc hội và Chính phủ Việt Nam ủng hộ, tạo điều kiện, khuyến khích các doanh nghiệp Việt Nam tham gia vào sáng kiến "Sản xuất tại Ấn Độ" do Chính phủ Ấn Độ phát động và cuộc cách mạng số hóa của Ấn Độ. Hai nước cần đẩy mạnh hợp tác trong lĩnh

vực năng lượng, đặc biệt là năng lượng hạt nhân, năng lượng tái tạo và các dự án năng lượng sạch.

Cùng ngày, Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân đã tiếp ông Dinesh Kumar Sarraf - Chủ tịch kiêm Tổng giám đốc điều hành Tổng công ty Dầu khí Ấn Độ (ONGC) và ông Narendra Kumar Verma - Chủ tịch kiêm Giám đốc ONGC Videsh Limited (OVL). Tham dự buổi tiếp có đại diện các Bộ/Ngành, các Ủy ban của Quốc hội và Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh.

Lãnh đạo ONGC/OVL mong muốn Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân ủng hộ các dự án khai thác dầu khí tại Việt Nam, đồng thời tăng cường hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân khẳng định luôn ủng hộ và khuyến khích các công ty dầu khí của Ấn Độ tham gia đầu tư thăm dò,



Chủ tịch Quốc hội Nguyễn Thị Kim Ngân làm việc với lãnh đạo Tổng công ty Dầu khí Ấn Độ (ONGC) và ONGC Videsh Limited (OVL). Ảnh: PVN



Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh và đoàn công tác làm việc với ONGC và OVL. Ảnh: PVN

Hợp đồng PSC Lô 06-1 với sự tham gia của các đối tác gồm: ONGC (45%), Rosneft Vietnam (35%) và PVN (20%). Từ khi đưa mỏ Lan Tây và Lan Đỏ vào khai thác đến nay, sản lượng khai thác ước đạt 51,89 tỷ m³ khí và 19,72 triệu thùng condensate. Riêng năm 2016, sản lượng khai thác ước đạt 3,19 tỷ m³ khí (so với kế hoạch là 3,2 tỷ m³) và 0,64 triệu thùng condensate.

khai thác dầu khí tại các lô dầu khí mở thuộc thềm lục địa Việt Nam. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam mong muốn hợp tác với các công ty dầu khí Ấn Độ

trong các dự án dầu khí tiềm năng tại Ấn Độ và các nước thứ ba (như Đông Nam Á, châu Mỹ Latinh, Trung Đông, Bắc Phi, Cộng đồng các quốc gia độc lập - CIS). Đối với các lĩnh vực thuộc thế mạnh của Ấn Độ như thiết kế, công nghệ thông tin, giám sát, quản lý các dự án khâu sau, Việt Nam mong muốn Ấn Độ giúp đỡ đào tạo, trao đổi kinh nghiệm cho các cán bộ, kỹ sư Việt Nam tại các dự án khâu sau.

Nhân dịp này, Chủ tịch HĐTV Nguyễn Quốc Khánh và đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với ONGC/OVL tại Thủ đô

New Delhi. Hai bên đã điểm lại tình hình hợp tác trong thời gian qua, trong đó có việc triển khai một số hợp đồng dầu khí của ONGC/OVL tại Việt Nam, đồng thời tìm hiểu và đánh giá thêm một số cơ hội hợp tác mới trong thời gian tới. Hiện nay, ONGC/OVL đang triển khai hoạt động dầu khí ở Việt Nam theo các hợp đồng dầu khí đã ký như: PSC Lô 06-1, PSC Lô 128. Trong đó, ONGC đang cùng với các đối tác tích cực triển khai hoạt động phát triển mỏ Phong Lan Đại với mục tiêu đưa mỏ vào khai thác từ Quý IV/2018. ONGC cũng mong muốn có được các cơ hội hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng công ty Thăm dò và khai thác Dầu khí (PVEP) để phát triển các mỏ dầu khí khác tại Việt Nam. Bên cạnh đó, ONGC đánh giá cao năng lực, trình độ kỹ thuật của Tổng công ty Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC) trong quá trình thực hiện dự án giàn công nghệ trung tâm Heera (HRD) cho dự án phát triển mỏ Heera của ONGC tại Ấn Độ.

Tiến Đạt

HỢP TÁC NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM - HÀN QUỐC



Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh và đoàn công tác thăm trụ sở Daewoo E&C. Ảnh: PVN

Từ ngày 4 - 7/12/2016, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã tham gia đoàn công tác do Bộ trưởng Bộ Công thương Trần Tuấn Anh dẫn đầu tham dự Kỳ họp lần thứ 7 Ủy ban Hỗn hợp Việt Nam - Hàn Quốc và chương trình của Tiểu ban Năng lượng và Khoáng sản tại Hàn Quốc.

Ngày 7/12/2016, tại Thủ đô Seoul, Bộ Công Thương Việt Nam và Bộ Thương mại, Công nghiệp và Năng lượng Hàn Quốc đã tổ chức Kỳ họp lần thứ 7 Ủy ban Hỗn hợp Việt Nam - Hàn Quốc về hợp tác điện hạt nhân, công nghiệp, thương mại. Hai bên đã thống nhất một số nội dung hợp tác song phương trên các lĩnh vực như: năng lượng và khoáng sản; vườn ươm công nghệ Việt Nam - Hàn Quốc; sản xuất nguyên vật liệu và phụ tùng; phát triển nguồn nhân lực công nghệ công nghiệp... Đây là cơ sở để Việt Nam - Hàn Quốc xây dựng và triển khai các dự án cụ thể và thiết thực nhằm phát triển mối quan hệ hợp tác trong các lĩnh vực công nghiệp, thương mại và năng lượng.

Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh và Bộ trưởng Bộ Thương mại, Công nghiệp và Năng lượng Hàn Quốc Joo Hyung-hwan thống nhất sẽ tiếp tục nỗ lực để làm sâu sắc hơn nữa quan hệ

hợp tác thương mại, công nghiệp và năng lượng, góp phần hiện thực hóa quan hệ đối tác chiến lược và phấn đấu đạt mục tiêu 70 tỷ USD thương mại song phương vào năm 2020.

Trong thời gian công tác tại Hàn Quốc, Bộ trưởng Bộ Công Thương, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thăm và làm việc với các đối tác Hàn Quốc gồm: Công ty Dầu khí Quốc gia Hàn Quốc (KNOC) và Tổng công ty Thiết kế và Xây lắp Daewoo (Daewoo E&C).

Trong buổi làm việc với KNOC, Bộ trưởng Bộ Công Thương đánh giá cao quan hệ hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và KNOC. KNOC là một trong những công ty dầu khí nước ngoài sớm tham gia vào hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam. Cụ thể, KNOC đang hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khai thác dầu khí tại Lô 15-1 và Lô 11-2. Các lô hợp đồng này có đóng góp quan trọng đối với sản



Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh làm việc với KNOC. Ảnh: PVN



Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh và đoàn công tác làm việc với Daewoo E&C. Ảnh: PVN

lượng khai thác dầu khí hàng năm của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Bộ trưởng Bộ Công Thương mong muốn KNOC tiếp tục mở rộng hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại các lô mở thuộc thềm lục địa Việt Nam cũng như các dự án dầu khí tại nước thứ ba.

Tổng giám đốc điều hành KNOC Jung Rae Kim khẳng định Việt Nam là địa bàn chiến lược của KNOC, đồng thời mong muốn với kinh nghiệm và một số thành tựu trong khoa học đã đạt được, sẽ tiếp tục

hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực tăng cường hệ số thu hồi dầu, cung cấp hóa phẩm. Tổng giám đốc Jung Rae Kim tin tưởng với sự hỗ trợ của Chính phủ và Bộ Công Thương, quan hệ hợp tác giữa KNOC và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ đạt được nhiều thành công mới, làm tiền đề cho việc mở rộng hợp tác trong các lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại các lô mở ở Việt Nam và nước thứ ba.

Cũng trong dịp này, Bộ trưởng Bộ Công Thương và đoàn công tác

đã đến thăm trụ sở Công ty Thiết kế và Xây lắp Daewoo (Daewoo E&C). Bộ trưởng Trần Tuấn Anh cho biết Chính phủ Việt Nam luôn tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư nước ngoài tham gia đầu tư tại Việt Nam, trong đó có các doanh nghiệp Hàn Quốc. Ngay từ khi hai nước chính thức thiết lập quan hệ ngoại giao, Daewoo là doanh nghiệp tiên phong trong việc tham gia vào thị trường xây lắp tại Việt Nam. Bộ trưởng Bộ Công Thương mong muốn trong thời gian tới, Daewoo E&C không chỉ đầu tư vào lĩnh vực xây dựng cơ bản mà còn mở rộng sang các lĩnh vực có tiềm năng khác của Việt Nam như: xây dựng cơ sở hạ tầng, đầu tư các công trình xây lắp trong đó có các công trình dầu khí.

Tại buổi làm việc, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã giới thiệu với đối tác Daewoo E&C các dự án nhiệt điện than và điện khí, một số dự án thuộc khâu sau như xây dựng cảng nhập LNG và LPG... Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hy vọng Daewoo E&C sẽ tăng cường hợp tác không chỉ với tư cách là tổng thầu xây dựng mà còn có thể tham gia đầu tư trực tiếp vào các dự án này.

Đại diện lãnh đạo Daewoo E&C, ông Chang-Min Park cho biết Công ty đang có kế hoạch mở rộng lĩnh vực hoạt động tại Việt Nam và mong muốn được tham gia vào các dự án về năng lượng như: xây dựng nhà máy điện, đầu tư, xây dựng hệ thống cầu cảng tại Việt Nam. Lãnh đạo Daewoo E&C hy vọng hai bên sẽ tiến tới các thỏa thuận hợp tác cụ thể trong thời gian tới, góp phần tăng cường quan hệ đối tác chiến lược Việt Nam - Hàn Quốc.

Quốc Anh

VIETSOVPETRO ĐẢM BẢO KHAI THÁC AN TOÀN 5 triệu tấn dầu và condensate trong năm 2017



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn và Tổng giám đốc OAO Zarubezhneft Sergey I. Kudryashov ký văn kiện Kỳ họp Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" lần thứ 47. Ảnh: Đức Hậu

Tại Kỳ họp lần thứ 47, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã thống nhất các giải pháp để đảm bảo khai thác an toàn 5 triệu tấn dầu/condensate trong năm 2017. Đồng thời, Hội đồng đã xem xét và thông qua một số nội dung liên quan đến công tác mở rộng vùng hoạt động, kế hoạch 5 năm 2017 - 2021.

Ngày 8/12/2016, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tổ chức Kỳ họp lần thứ 47. Đoàn phía Việt Nam do ông Nguyễn Vũ Trường Sơn - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm trưởng đoàn. Đoàn phía Liên bang Nga do ông Sergey I. Kudryashov - Tổng giám đốc OAO Zarubezhneft làm trưởng đoàn.

Về kết quả thực hiện 11 tháng đầu năm 2016, Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa cho biết Vietsovpetro đã khoan 3 giếng thăm dò (đạt 100% kế hoạch) gồm: ThT-8X, BH-47 và CT-4X đều có phát hiện dòng dầu khí công nghiệp. Trữ lượng dầu thu hồi phát hiện tại các giếng này đạt 4,8 triệu tấn (so với kế hoạch 2,3 triệu tấn). Trong lĩnh vực khoan khai thác, Vietsovpetro thực hiện 91.400m khoan (đạt 102% kế hoạch), kết thúc thi công 28 giếng và

thực hiện sửa chữa lớn 18 lượt giếng khoan (gồm 3 giếng sửa chữa đặc biệt). Trong đó, có nhiều giếng khoan mới đã khoan cho lưu lượng dầu tốt tạo điều kiện để Vietsovpetro hoàn thành sản lượng dầu khai thác. Tốc độ thương mại của khoan khai thác là 2.547m/tháng - máy, là kỷ lục về tốc độ khoan thương mại của Vietsovpetro từ trước đến nay. Trong lĩnh vực xây dựng cơ bản, Vietsovpetro đã hoàn thành công tác xây lắp và đưa vào hoạt động giàn RC-9 vào ngày 6/6/2016, sớm trước 1 tháng 9 ngày so với kế hoạch; chế tạo và lắp đặt thành công giàn BK - Thiên Ưng cùng 4 công trình nhà giàn DK.

Vietsovpetro cho biết sẽ hoàn thành kế hoạch khai thác dầu được giao với 5,04 triệu tấn và cung cấp vào bờ hơn 1,6 tỷ m³ khí (vượt 27% so với kế hoạch). Trong đó, sản lượng khí từ Lô



Mô Bạch Hồ. Ảnh: VSP

PHÁT HIỆN VĨA DẦU MỚI Ở GIẾNG KHOAN BH-47, LÔ 09-1 BỂ CỬU LONG

Vào 9 giờ 40 ngày 30/11/2016, khi tiến hành thử vỉa đối tượng thứ 2 tại giếng khoan thăm dò Bạch Hồ - 47 (BH-47), Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã nhận được dòng dầu tự phun mạnh, không có nước từ đối tượng Miocene ở chiều sâu 3.178 - 3.277m. Áp suất miệng của giếng khoan ở chế độ côn 25,4mm là 32atm, dầu có tỷ trọng trung bình 0,83g/cm³, lưu lượng dầu tính toán là 610m³/ngày, khí 110.000m³/ngày.

09-1 ước đạt 654 triệu m³, vượt 64% so với kế hoạch (254 triệu m³). Dự kiến cả năm 2016, Vietsovpetro đạt doanh thu trên 1,7 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước trên 683 triệu USD, lợi nhuận phía Nga đạt 121 triệu USD, lợi nhuận phía Việt Nam đạt 126 triệu USD, tiết giảm chi tiêu khoảng 138 triệu USD (vượt 20% so với kế hoạch).

Về kế hoạch năm 2017, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

thống nhất sẽ triển khai các giải pháp đảm bảo khai thác an toàn với sản lượng 5 triệu tấn dầu/condensate, sản lượng khí thiên nhiên hơn 180 triệu m³, thu gom và cung cấp vào bờ 500 triệu m³ khí từ Lô 09-1. Trong công tác tìm kiếm thăm dò, Vietsovpetro phấn đấu khoan 14.300m, kết thúc khoan và thử vỉa 4 giếng ở Lô 09-1; khoan 4.680m, kết thúc khoan và thử vỉa 1 giếng ở Lô 09-3/12. Trữ lượng dầu thu hồi dự kiến đạt gần 4 triệu tấn ở cả 2 lô (tính riêng Vietsovpetro). Đồng thời, Vietsovpetro đặt mục tiêu đảm bảo hoàn thành khối lượng trên 55.000m khoan khai thác, kết thúc thi công 17 giếng mới, tiến hành sửa chữa lớn 22 lượt giếng khoan và cắt thân hai 28.500m tại 14 giếng. Bên cạnh đó, Vietsovpetro sẽ tập trung lực lượng đảm bảo tiến độ chế tạo, lắp đặt, xây dựng để đưa vào khai thác giàn nhẹ ThTC-3 trong Quý II/2017; tiếp tục thực hiện đóng mới 2 tàu dịch vụ (sẽ đưa vào hoạt động tháng 12/2017) và đảm bảo tiến độ

thực hiện các dự án: mở rộng công suất nén khí Lô 09-1, cải hoán hệ thống công nghệ trên mỏ Rồng để tăng khả năng tách nước sản phẩm dầu...

Về công tác mở rộng vùng hoạt động, Vietsovpetro sẽ thực hiện nhiệm vụ trong chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt và các nghĩa vụ đối với các lô hiện có, đồng thời tiếp tục nghiên cứu tiềm năng dầu khí và khả năng tham gia của Vietsovpetro vào các lô mở ở Việt Nam, Liên bang Nga, các nước thứ ba.

Tại kỳ họp lần này, Hội đồng Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cũng xem xét và thông qua một số nội dung khác liên quan đến công tác mở rộng vùng hoạt động, kế hoạch 5 năm 2017 - 2021, sửa đổi, bổ sung một số điểm trong Quy chế nhân viên và xem xét việc hoàn thiện cơ cấu tổ chức của Vietsovpetro.

Nguyễn Thanh



PVEP VỀ ĐÍCH TRƯỚC 30 NGÀY KẾ HOẠCH SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU KHÍ

Tính đến 15 giờ 30 phút ngày 1/12/2016, sản lượng khai thác dầu khí năm 2016 của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã cán mốc 5,15 triệu tấn dầu quy đổi, về đích trước 30 ngày so với kế hoạch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao. Dự kiến cả năm 2016, sản lượng khai thác dầu khí của PVEP ước đạt 5,55 triệu tấn.

Đối diện với các thách thức khi giá dầu thô tiếp tục duy trì ở mức thấp, PVEP đã bám sát diễn biến giá dầu, xây dựng và triển khai các giải pháp ứng phó với giá dầu suy giảm, rà soát, tối ưu hóa chi phí, quản lý an toàn mỏ, duy trì sản lượng khai thác tối ưu. Đồng thời, PVEP tăng cường ứng dụng công nghệ mới; cập nhật mô hình

địa chất, mô hình khai thác thường xuyên nhằm tối ưu hóa chế độ khai thác và công tác quản lý mỏ, đạt được hệ số thu hồi cao nhất, kiểm soát tốc độ ngập nước tại các mỏ đặc biệt là các đối tượng móng nứt nẻ; thực hiện các giải pháp kỹ thuật công nghệ tăng cường thu hồi dầu... Tính đến 15 giờ 30 phút ngày 1/12/2016, PVEP đã cán mốc sản



Sản lượng khai thác của mỏ Đại Hùng về đích trước kế hoạch vào ngày 29/11/2016. Ảnh: PVEP

lượng khai thác 5,15 triệu tấn dầu quy đổi, hoàn thành kế hoạch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao. PVEP dự kiến đến hết ngày 31/12/2016, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2016 ước đạt 5,55 triệu tấn dầu quy đổi, đạt 108% kế hoạch năm.

Tổng công ty cho biết, các dự án của Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Trong nước (PVEP POC) - đơn vị chủ lực của PVEP đã về đích trước các chỉ tiêu sản lượng khai thác: mỏ Sông Đốc - Lô 46/13 (ngày 25/11/2016), dự án thu gom khí Đại



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và PVEP làm việc, trao đổi với các nhà điều hành, để triển khai thực hiện các giải pháp tối ưu, đảm bảo khai thác an toàn. Ảnh: PVEP

Hùng (ngày 27/11/2016) và mỏ Đại Hùng - Lô 05/1(a) (ngày 29/11/2016); trước đó các dự án khai thác khí của PVEP đã hoàn thành mức kế hoạch sản lượng 1.150 triệu m³ khí từ ngày 11/11/2016.

Đồng thời, PVEP đã thường xuyên tổ chức làm việc, trao đổi với các nhà điều hành, để triển khai thực hiện các giải pháp tối ưu, đảm bảo khai thác an toàn tuyệt đối, giúp PVEP gia tăng sản lượng khai thác dầu khí trong điều kiện kiểm soát chặt chẽ chi phí, phù hợp với khả năng tài chính của Tổng công ty. PVEP cũng đã chủ động, linh hoạt và quyết tâm cao độ trong triển khai chủ trương bổ sung sản lượng khai thác của Chính phủ, điều độ có hiệu quả các dự án có đóng góp sản lượng lớn để tính toán và tiến hành kịp thời các biện pháp gia tăng sản lượng khai thác (khoan bổ sung giếng SNS-6P để án Cuu Long JOC, thực hiện can thiệp giếng ngăn cách nước, bắn mở thêm vỉa, xử lý acid giếng, xử lý muối, tối ưu chế độ khai thác tại các dự án thuộc Hoàng Long JOC, Thang Long JOC, POVO, PM3-CAA, Algeria...). Hệ thống thiết

bị khai thác luôn được đảm bảo duy trì bảo dưỡng tốt và hoạt động hiệu quả, không có sự cố ở cường độ cao (95 - 99%), đặc biệt với các dự án có FPSO và FSO.

Để giữ vững sự ổn định sản xuất kinh doanh trong bối cảnh giá dầu suy giảm kéo dài, PVEP đã triển khai đồng bộ các giải pháp, trong đó đóng vai trò nền tảng là các giải pháp về tài chính và đẩy mạnh phát huy sáng kiến, hợp lý hóa sản xuất. Trong năm 2016, Tổng công ty đã tối ưu chi phí vận hành, tiêu hao nhiên liệu, mua sắm vật tư/tồn kho, nguyên nhiên liệu, đàm phán với các nhà thầu cung cấp dịch vụ tiết giảm 52 triệu USD, đàm phán với các ngân hàng giảm 140 tỷ đồng lãi suất các khoản vay, đồng thời tự cắt giảm chi phí hành chính trong khối Trụ sở Tổng công ty đạt trên 60 tỷ đồng, tại các đơn vị, dự án đạt 105 tỷ đồng. Trong năm 2016, PVEP đã thẩm định và công nhận 12 sáng kiến cấp Tổng công ty, 8 giải pháp của các đơn vị, với tổng số tiền làm lợi khoảng 71,5 triệu USD.

Mạnh Hòa

NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG, GIÁ TRỊ THỰC TIỄN VÀ TÍNH ỨNG DỤNG CỦA CÁC NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



VPI tập trung triển khai các nghiên cứu có tính ứng dụng cao. Ảnh: VPI

Trong năm 2016, mặc dù các công ty/nhà thầu dầu khí tiếp tục cắt giảm kinh phí nghiên cứu khoa học, dừng/giãn tiến độ dự án do giá dầu giảm, nhưng Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã vượt qua khó khăn, triển khai thực hiện 344 hợp đồng nghiên cứu khoa học công nghệ; thực hiện phân tích mẫu theo hợp đồng khung; đọc phản biện, nhận xét 24 báo cáo RAR, ODP, FDP... cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương.

Theo TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam, trong năm 2016, VPI đã tập trung nâng cao chất lượng khoa học công nghệ, trong đó tập trung triển khai các nghiên cứu có tính ứng dụng cao (tư vấn, tham gia xây dựng Quy hoạch phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, Chiến lược phát triển khoa học công nghệ, đào tạo; thăm dò địa chấn tổng thể toàn thềm lục địa Việt Nam...); phát triển các sản phẩm đặc trưng (phần mềm xử lý đặc biệt, anode hy sinh nhôm, chống đóng cặn, chất độn chống ăn mòn, có 19 đơn đăng ký sáng chế...); tập trung phát triển nguồn lực (đào tạo chuyên sâu/chuyên gia, đưa vào sử dụng công trình Trung

tâm Phân tích Thí nghiệm và Văn phòng Viện Dầu khí Việt Nam tại Tp. Hồ Chí Minh).

Đặc biệt, Viện Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh xây dựng, triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: Nghiên cứu cấu trúc địa chất và các điều kiện hình thành khí hydrate ở vùng nước sâu thềm lục địa miền Trung và Đông Nam Bộ Việt Nam; Nghiên cứu tổ hợp các phương pháp địa chất - địa vật lý dự báo các bẫy phi cấu tạo trong trầm tích Miocene - Pliocene ở khu vực trung tâm bể trầm tích Nam Côn Sơn, Đông Nam thềm lục địa Việt Nam; Nghiên cứu ứng dụng và phát triển nghiên cứu công nghệ chế tạo phụ gia ZSM-5 từ các nguồn nguyên liệu trong nước



Ông Nguyễn Như Chính - Vụ trưởng Vụ Thi đua Khen thưởng, Bộ Công Thương và TS. Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao tặng Bằng khen của Bộ Công Thương cho các tập thể có thành tích xuất sắc. Ảnh: VPI



TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trao tặng Bằng khen của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho các tập thể có thành tích xuất sắc. Ảnh: Hồng Ngọc

Trong năm 2016, Viện Dầu khí Việt Nam triển khai thực hiện 344 hợp đồng nghiên cứu khoa học công nghệ; đọc phản biện, nhận xét 24 báo cáo RAR, ODP, FDP... cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương; có 12 đơn đăng ký sáng chế được Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ chấp nhận đơn hợp lệ, được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam công nhận 1 sáng kiến, được Viện công nhận 6 sáng kiến/sản phẩm đặc trưng cấp cơ sở.

dùng để tăng hiệu suất propylene của Phân xưởng RFCC...

Trong năm 2017, VPI tập trung ổn định cơ cấu tổ chức và mô hình "Tự đảm bảo chi thường xuyên và chi đầu tư" theo Nghị định 54/2016/NĐ-CP ngày 14/6/2016 của Chính phủ; tiếp tục nâng cao chất lượng, giá trị nghiên cứu khoa học; tăng cường hợp tác, mở rộng đối tượng

và phạm vi cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ. Đặc biệt, VPI tiếp tục đẩy mạnh việc triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: Hoàn thiện phương án thăm dò địa chấn toàn thềm lục địa Việt Nam trong giai đoạn 2017 - 2020; nghiên cứu cấu trúc địa chất khu vực nước sâu xa bờ; chương trình tổng thể áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) cho các mỏ dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam. VPI cũng đẩy mạnh ứng dụng khoa học công nghệ, phát triển các sản phẩm thương mại: sản xuất và cung cấp anode hy sinh, hóa chất khai thác (chống đóng cặn, de-oiler), sản phẩm thông dụng (cồn rửa tay), phần mềm dầu khí chuyên dụng; đồng thời hỗ trợ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong công tác quản lý, thu thập, lưu trữ và sử dụng hiệu quả tài liệu, mẫu vật.

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2016 và triển

khai kế hoạch năm 2017, TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao đóng góp của VPI vào thành công chung của Tập đoàn trong năm 2016. TS. Nguyễn Quỳnh Lâm cho biết Lãnh đạo Tập đoàn sẽ phân tích, quyết định mô hình hoạt động mới của VPI, sớm ban hành Quy chế Quản lý Khoa học Công nghệ và Quy chế sử dụng Quỹ phát triển Khoa học và Công nghệ... để khoa học công nghệ thực sự trở thành động lực cho sự phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam.

Trong bối cảnh năm 2017 dự báo còn nhiều khó khăn, thách thức, diễn biến giá dầu phức tạp, TS. Nguyễn Quỳnh Lâm yêu cầu VPI tiếp tục đẩy mạnh công tác đào tạo, phát triển nguồn nhân lực, trở thành nơi hội tụ chất xám và các nhà khoa học yên tâm nghiên cứu. Phó Tổng giám đốc Nguyễn Quỳnh Lâm tin tưởng với sự đoàn kết, đồng lòng nhất trí của tập thể người lao động, Ban lãnh đạo trẻ, nhiệt huyết, có năng lực, VPI sẽ giữ vững tốc độ phát triển, hoàn thành tốt nhiệm vụ Tập đoàn giao.

Cán bộ, công nhân viên, người lao động VPI tiếp tục tổ chức thực hiện hiệu quả phong trào thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, sáng kiến cải tiến kỹ thuật, hợp lý hóa quy trình làm việc, tiết kiệm chi phí, nâng cao chất lượng nhằm tăng hiệu quả quản trị, tăng năng suất lao động, tập trung tối đa mọi nguồn lực thi đua lao động nhằm hoàn thành vượt mức kế hoạch 2017, tạo đà quan trọng cho việc thực hiện các mục tiêu chiến lược trong giai đoạn 2016 - 2020.

Ngọc Minh

ỨNG DỤNG MÔ HÌNH GIẢI TÍCH ĐỂ DỰ BÁO KHẢ NĂNG SINH CÁT CỦA CÁC VĨA KHÍ TẦNG MIOCENE MỎ HẢI THẠCH, BỂ NAM CÔN SƠN

ThS. Hoàng Thanh Tùng¹, CN. Lê Thị Hoàng Thi¹

TS. Trương Hoài Nam², ThS. Lê Vũ Quân³, KS. Tạ Văn Cường⁴

¹Công ty TNHH MTV Khoan dầu khí nước sâu PVD

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

³Viện Dầu khí Việt Nam

⁴Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

Tóm tắt

Hiện tượng sinh cát (sand production) trong các giếng khai thác sẽ gây ảnh hưởng nghiêm trọng tới sản lượng khai thác, kéo theo sự suy giảm hệ số thu hồi dầu cũng như gây xâm thực, ăn mòn các thiết bị lòng giếng, trên bề mặt, làm hư hại các van an toàn. Ngoài ra, các giàn khai thác dầu khí thường ở xa bờ nên việc thay thế các thiết bị do cát ăn mòn tốn nhiều thời gian và chi phí, ảnh hưởng lớn đến lợi nhuận khai thác.

Do đó, việc dự báo khả năng sinh cát trong các vỉa dầu khí sẽ giúp nâng cao hiệu quả khai thác, giảm thiểu rủi ro trong quá trình khai thác, đảm bảo an toàn và hiệu suất của thiết bị cũng như lựa chọn thiết bị phù hợp để có phương án khai thác tối ưu, giảm thiểu chi phí đầu tư, tăng khả năng thu hồi vốn. Việc dự báo khả năng sinh cát giúp đưa ra các giải pháp hoàn thiện giếng có/không kiểm soát cát một cách hợp lý giúp tối ưu hóa chi phí đầu tư. Việc chủ động ứng dụng mô hình giải tích (analytical model) kết hợp các thông số địa cơ thông qua dữ liệu các giếng đã khoan giúp cho các giếng khoan khai thác trên mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh ngăn ngừa khả năng sinh cát cũng như lựa chọn được hướng bắn mở vỉa thích hợp vào các hướng có độ bền tốt của thành hệ làm giảm thiểu khả năng sập lở kênh dẫn bắn mở vỉa và giảm thiểu các hạt rắn (cát) theo kênh dẫn vào giếng khoan.

Từ khóa: Mô hình giải tích, dự báo khả năng sinh cát, áp suất suy giảm tới hạn, kiểm soát cát, hoàn thiện giếng.

1. Giới thiệu

Ngay từ khi ngành công nghiệp khai thác dầu khí ra đời thì vấn đề sinh cát trong quá trình khai thác đã được các công ty dầu khí quan tâm, do vấn đề này có ảnh hưởng lớn đến sản lượng khai thác và tuổi thọ của hệ thống thiết bị. Tuy nhiên từ những năm 90 thế kỷ trước trở lại đây, các phương pháp dự báo sinh cát trong quá trình khai thác dầu khí mới được tập trung nghiên cứu nhiều, giúp các công ty dầu khí có khả năng kiểm soát cát tốt hơn, qua đó giảm thiểu rủi ro và giảm chi phí đầu tư ban đầu cho giếng khoan khai thác.

Năm 2013, Ian Palmer [2] đã mô tả các phương pháp dự báo sinh cát của BP được phát triển thành 3 giai đoạn: (1) Giai đoạn khi bắt đầu có dấu hiệu sinh cát (Onset), (2) Giai đoạn cát sinh ra trong giếng (Transient sanding), (3) Giai đoạn cát sinh ra với lưu lượng ổn định trong thân giếng (Steady-state sanding) và trình bày rõ lý thuyết của phương pháp onset được sử dụng dựa trên mô hình ứng suất và kết quả, kinh nghiệm nghiên cứu tại thực địa.

Năm 2002, Hans Vaziri [3] đã áp dụng 3 mô hình dự báo khả năng sinh cát cho 6 giếng nhiệt độ cao, áp suất cao. Mô hình dự báo này đã đánh giá được tính hiệu

dụng của việc sử dụng mô hình giải tích trong việc dự báo khả năng sinh cát cho các giếng khoan nhiệt độ cao, áp suất cao.

Khi áp dụng mô hình dự báo khả năng sinh cát vào thực tế, các nhà nghiên cứu cũng gặp không ít khó khăn, điển hình là X.Yi [4] trong việc áp dụng một số mô hình dự báo khả năng sinh cát và định hướng sử dụng mô hình giải tích với các thông số về địa cơ học để làm cơ sở tính toán như: hằng số Biot, tỷ số Poisson, ứng suất nén một trục, ứng suất tại chỗ cùng các kết quả đo tại thực địa để xác định áp suất suy giảm tới hạn, từ đó xác định ngưỡng sinh cát trong giếng.

Để có số liệu đầu vào đáng tin cậy trong việc xây dựng mô hình cần lấy mẫu đất đá, cách thức xác định các thông số cơ học đất đá, A.Khahsar [5] đã đề cập chi tiết các phương pháp kiểm tra cơ học cho mẫu như: SST, MST, UCS, TWC... và mối tương quan giữa chúng.

Việc xây dựng mô hình dự báo khả năng sinh cát phụ thuộc rất nhiều vào yếu tố đầu vào là các thông số địa cơ học cũng như cách xác định các thông số này. Bên cạnh đó, tùy đặc điểm cấu kiến tạo, địa tầng trầm tích; nhiệt áp... của từng vỉa sản phẩm mà việc áp dụng phương pháp xây dựng mô hình dự báo sinh cát sẽ khác nhau.

Tại Việt Nam đã có một số nghiên cứu, đánh giá về mô hình sinh cát tại một số mỏ dầu khí ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn.

Năm 2007, Colin A. Mc Phee [6] đã nghiên cứu khả năng sinh cát dựa trên các dữ liệu từ kết quả phân tích mẫu lõi của giếng 12E-CS-1X ST1 và Dua-4X (mỏ Chim Sáo - Dừa thuộc bể Nam Côn Sơn) và các kết quả được hiệu chỉnh cùng kết quả đo log (density, sonic). Dựa vào các thông số địa cơ học, báo cáo đã chứng minh khả năng sinh cát cho các giếng ở khu vực này rất nhỏ. Nghiên cứu đã trình bày cơ sở lý thuyết của việc áp dụng mô hình địa cơ học trong việc dự báo khả năng sinh cát cũng như các phương pháp thử nghiệm để xác định các thông số liên quan.

Năm 2003 và 2014, Tạ Quốc Dũng [7, 8] đã công bố 2 nghiên cứu về hiện tượng cát xuất hiện trong giếng khai thác ở tầng cát kết ở các giếng khai thác bể Cửu Long và căn cứ vào đặc tính của thành hệ, phân tích các cơ chế phá hủy, nghiên cứu đưa ra phương pháp để dự báo khả năng sinh cát trong tầng trầm tích thuộc bể Cửu Long. Tại Hội nghị quốc tế về khoa học trái đất, Tạ Quốc Dũng đã trình bày kết quả nghiên cứu mô hình dự báo khả năng sinh cát dựa vào các thông số cơ học đất đá để xác định áp suất suy giảm tới hạn trong đó có xét đến góc nghiêng của thân giếng khoan và đưa ra các giải pháp hoàn thiện giếng tương ứng.

Năm 2015, M.S.Asadi [9] đã đưa ra lưu đồ đánh giá khả năng sinh cát cho các mỏ dầu khí tại Việt Nam nằm trong các vỉa trầm tích. Dữ liệu từ các giếng đã khoan được sử dụng để xây dựng nên mô

hình địa cơ học - cho mỏ ở bể Cửu Long. Kết quả nghiên cứu cho thấy đối với vỉa trầm tích nằm ở các đứt gãy thông thường, 2 giá trị ứng suất ngang cực tiểu và cực đại có giá trị gần bằng nhau và thấp hơn ứng suất địa tĩnh. Mô hình dự báo sinh cát (mô hình giải tích) được hiệu chuẩn với kết quả DST và chỉ ra rằng không xuất hiện dấu hiệu sinh cát. Kết quả hiệu chỉnh mô hình này được sử dụng để đánh giá khả năng sinh cát trong suốt tuổi đời của giếng khoan.

Có thể nói, các nghiên cứu trên mới chỉ mang tính tổng quan về lý thuyết dự báo khả năng sinh cát. Đến nay, Việt Nam chưa có báo cáo nào công bố kết quả tính toán và phân tích dự báo khả năng sinh cát cho khu vực mỏ Hải Thạch thuộc bể Nam Côn Sơn. Do đó, thông qua tổng quan tình hình nghiên cứu trong và ngoài nước, nhóm tác giả đề xuất giải pháp "Ứng dụng mô hình giải tích để dự báo khả năng sinh cát của các vỉa khí tầng Miocene mỏ Hải Thạch, Nam Côn Sơn".

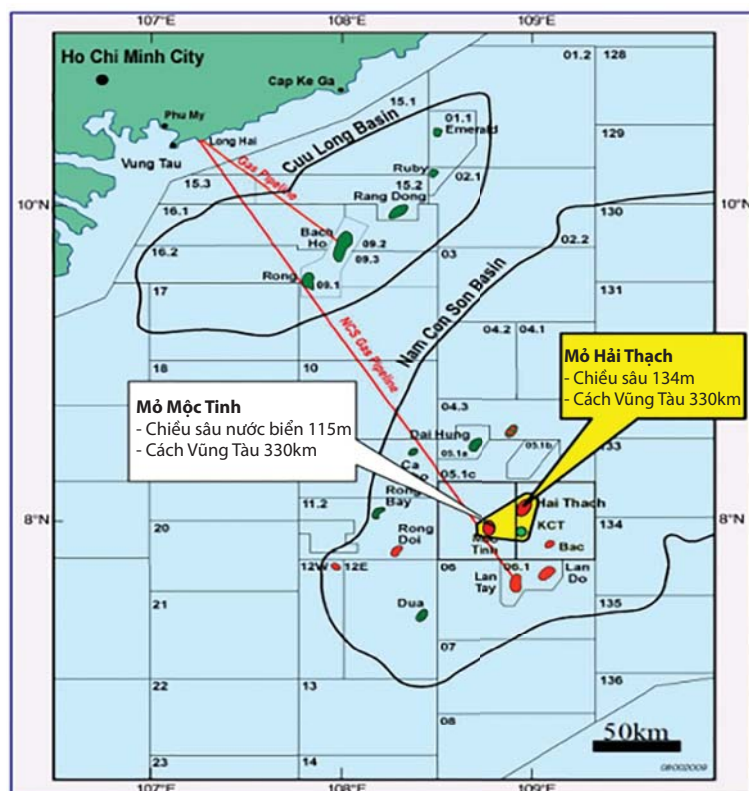
- Mục đích của nghiên cứu này là khảo sát ảnh hưởng của ứng suất nén một trục (UCS) và góc nghiêng của giếng lên khả năng sinh cát; kết quả tính toán, phân tích khả năng sinh cát của giếng HT-A, HT-B và HT-C mỏ Hải Thạch và dự báo khả năng sinh cát theo độ sâu của vỉa sản phẩm.

- Đối tượng là tính định lượng giá trị giảm áp tới hạn (critical drawdown pressure) từ các thông số cơ học đất đá của vỉa kết hợp với các thông số địa cơ học thực lấy từ dữ liệu thử vỉa để đồ thị hóa các số liệu từ giếng đặc trưng. Sau khi so sánh với tiêu chuẩn tính toán, đưa ra kết luận độ sâu nào có khả năng sinh cát, giải pháp bơm vỉa phù hợp để giảm thiểu khả năng sinh cát cũng như đảm bảo độ bền thành hệ, kênh dẫn vào giếng sau khi bơm vỉa. Việc tính toán đều có so sánh, đối chiếu với kết quả báo cáo từ thực địa.

- Phạm vi nghiên cứu là các vỉa khí trong đá trầm tích tầng Miocene mỏ Hải Thạch.

2. Hiện tượng sinh cát

Sinh cát là hiện tượng xuất hiện số lượng nhỏ hay lớn về thành phần hạt rắn di chuyển cùng với chất lưu trong vỉa. Khi lượng cát được sinh ra



Hình 1. Sơ đồ vị trí mỏ Hải Thạch, bể Nam Côn Sơn [1]

lớn hơn một giới hạn nào đó (giới hạn này phụ thuộc vào điều kiện mỏ quy định), cần phải áp dụng các biện pháp khống chế cát phù hợp.

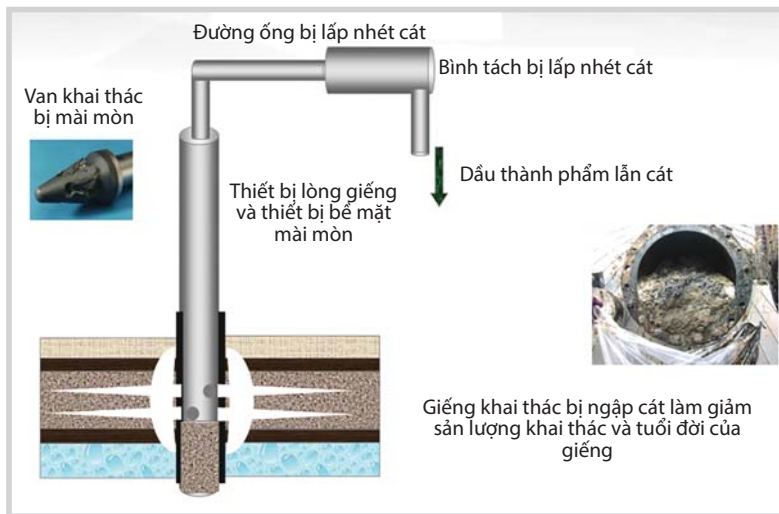
Do đó, hiện tượng sinh cát tùy thuộc vào 3 yếu tố chính [9, 10]:

- Độ bền của đất đá và đặc tính cơ học bên trong của đất đá;
- Ứng suất khu vực tác động lên thành giếng hoặc kênh dẫn bồn mở vỉa;
- Lực tác động tại chỗ tác động lên thành giếng hoặc kênh dẫn bồn mở vỉa bởi sự xuất hiện của lỗ hổng, dòng chảy, suy giảm áp suất lỗ rỗng và sự có mặt của nước.

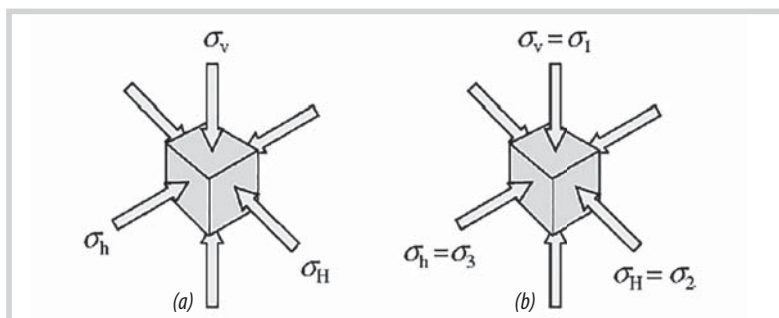
Không kiểm soát được giới hạn sinh cát có thể gây ra hậu quả nghiêm trọng, cát xuất hiện làm đầy trong giếng đang khai thác dẫn đến việc có thể phải hủy giếng, gây ra hiện tượng sụp lỗ trong thành hệ, không thể đưa giếng vào khai thác được, hay hiện tượng dâng cát trong giếng khi đang khoan.

Việc xuất hiện cát trong thành hệ phụ thuộc rất nhiều vào mức độ gắn kết của thành hệ, các thông số của vỉa như áp suất, nhiệt độ, chế độ dòng chảy hoặc chế độ khai thác:

- Sự gắn kết của thành hệ;
- Vật liệu xi măng gắn kết;



Hình 2. Ảnh hưởng của quá trình sinh cát tới khai thác



Hình 3. Ứng suất tại chỗ (In-situ stress) trên một phân tử $\sigma_v > \sigma_h > \sigma_3$ (a) và ứng suất tại chỗ trên một phân tử cho giếng khoan thẳng đứng (b) [11]

- Lưu lượng khai thác;
- Độ nhớt của dòng chất lưu;
- Góc ma sát trong và sự tập trung ứng suất;
- Mật độ và hình dạng lỗ mở vỉa;
- Sự xâm nhập của nước.

3. Các thành phần ứng suất, cách xác định và cơ chế phá hủy đá

3.1. Ứng suất tại chỗ (In-situ stress)

Tại bất kỳ điểm nào nằm dưới bề mặt đất, đá đều chịu tác dụng của ứng suất. Các giá trị của ứng suất có thể cao hoặc thấp tùy theo độ sâu của điểm cần khảo sát. Trạng thái ứng suất tác dụng lên đá khi chưa có tác động nào từ con người bao gồm 3 thành phần chính tác dụng tương ứng lên một đơn vị diện tích: thành phần ứng suất thẳng đứng σ_v (thành phần ứng suất nén theo phương thẳng đứng hay ứng suất địa tĩnh - overburden stress được sinh ra do sức nặng đè nén của lớp đất đá địa tầng phía trên điểm khảo sát), 2 thành phần ứng suất ngang σ_H và σ_h (thành phần ứng suất biên ngang - horizontal lateral stress). Theo quy ước thì thành phần ứng suất ngang có giá trị lớn nhất là σ_H và có giá trị nhỏ nhất là σ_h .

3.2. Ứng suất xung quanh thành giếng khoan (Stress around wellbore)

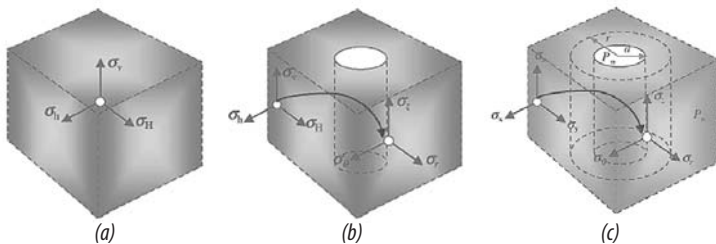
Trạng thái ứng suất trên thành giếng khi khoan qua thành hệ sẽ bị thay đổi, mùn khoan được vận chuyển trong khi khoan sẽ theo dung dịch khoan lên bề mặt, nhưng tỷ trọng của dung dịch khoan tạo ra một ứng suất không hoàn toàn cân đối với ứng suất gây ra bởi lượng mùn khoan đó. Kết quả là có sự mất cân bằng ứng suất xảy ra trên thành giếng do chịu tác dụng từ các ứng suất xung quanh (Hình 4).

3.3. Cơ chế phá hủy đá

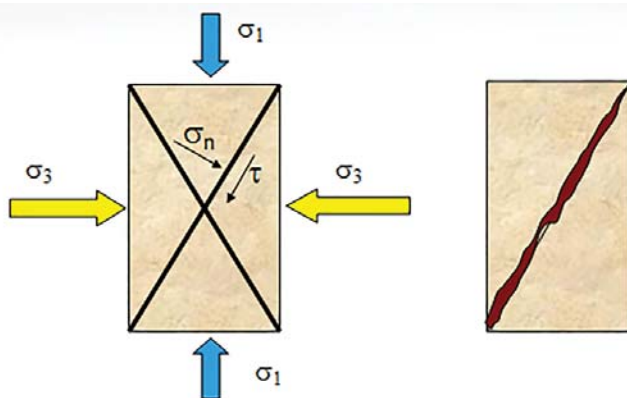
Cơ học phá hủy thành hệ bao gồm các trạng thái phá hủy: cắt, kéo, gắn kết và lỗ rỗng. Trong đó, phá hủy cắt và kéo là hai phá hủy chính và chủ yếu sinh cát.

- Phá hủy cắt (Shear strength) là kết quả của độ chênh áp giữa áp suất đáy giếng và áp suất vỉa tạo nên ứng suất cắt lớn hơn độ bền cắt của thành hệ.

- Phá hủy kéo (Tensile strength): lực kéo do dòng chảy từ vỉa vào giếng tạo nên lớn hơn độ bền kéo của đất đá thành hệ. Khi độ lớn của ứng suất tác dụng lên đá lớn hơn độ bền của nó thì hiện



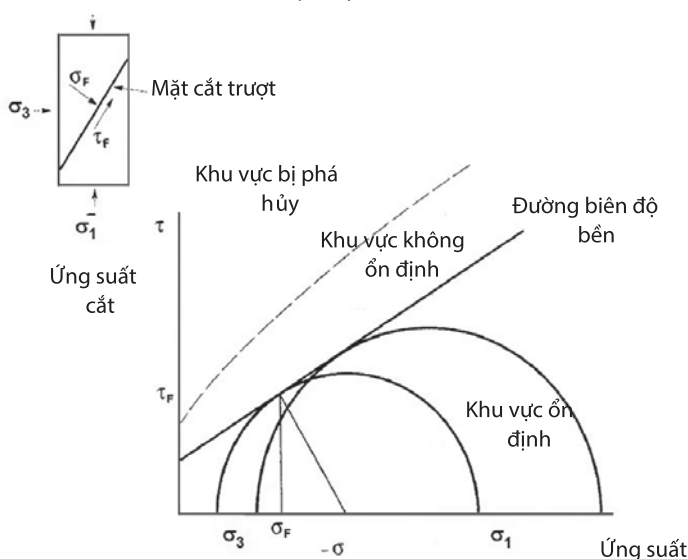
Hình 4. Các ứng suất thể hiện trên một phần tử (a), các ứng suất thể hiện khi xuất hiện giếng khoan (b), vị trí của các ứng suất xung quanh giếng khoan (c) [11]



Hình 5. Mô tả phá hủy cắt (Shear failure) [12]



Hình 6. Mô tả phá hủy kéo (Tensile failure) [12]



Hình 7. Cơ chế phá hủy theo vòng tròn Mohr - Coulomb [6]

tượng phá hủy đá sẽ xảy ra, do đó cần phải dự đoán trước được khả năng phá hủy thành hệ.

Hiện nay, các tiêu chuẩn của Tresca (tiêu chuẩn phá hủy theo ứng suất kéo lớn nhất), Von Mises (tiêu chuẩn phá hủy theo năng lượng biến dạng lớn nhất) và tiêu chuẩn phá hủy Mohr-Coulomb thường được sử dụng để dự đoán khả năng phá hủy thành hệ. Hai tiêu chuẩn của Tresca và Von Mises áp dụng cho các vật liệu mềm, do đó không được sử dụng nhiều trong việc xác định hiện tượng phá hủy đá trong thành hệ. Thay vào đó, tiêu chuẩn Mohr-Coulomb áp dụng cho các vật liệu cứng và giòn hơn.

Ứng suất tác động lên thân giếng hay trên kênh dẫn bắn mở vỉa là nguyên nhân cốt lõi gây nên sự phá hủy đất đá. Vòng tròn Mohr - Coulomb (Hình 7) tập trung vào ứng suất cực đại σ_1 và ứng suất cực tiểu σ_3 , qua đó dựng được đường biên độ bền phân định rõ vùng phá hủy và vùng ổn định của đất đá. Nếu vòng tròn của vật liệu không nằm ngoài vùng ổn định (ứng suất tác dụng nhỏ) thì sẽ không bị phá hủy và ngược lại nếu quá lớn (tức là ứng suất tác dụng lớn) và vượt ra khỏi đường biên độ bền thì vật liệu sẽ bị phá hủy.

3.4. Cách xác định các thành phần ứng suất

Các thành phần ứng suất được xác định thông qua tính toán lý thuyết hoặc bằng thực nghiệm được thể hiện như sau:

3.4.1. Ứng suất địa tĩnh (Overburden stress) [11]

$$\sigma_v = \int_0^d \rho_b(h) g dh$$

Trong đó:

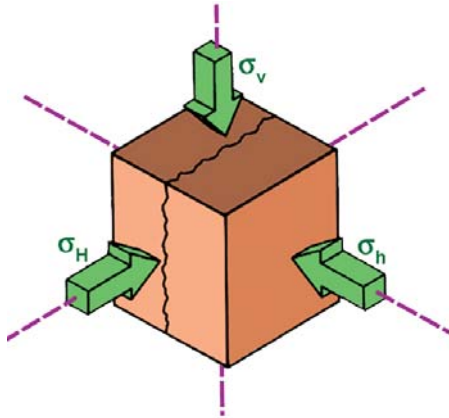
g: Gia tốc trọng trường (32,175ft/s²);

ρ_b : Khối lượng riêng của lớp phủ (lb/ft³);

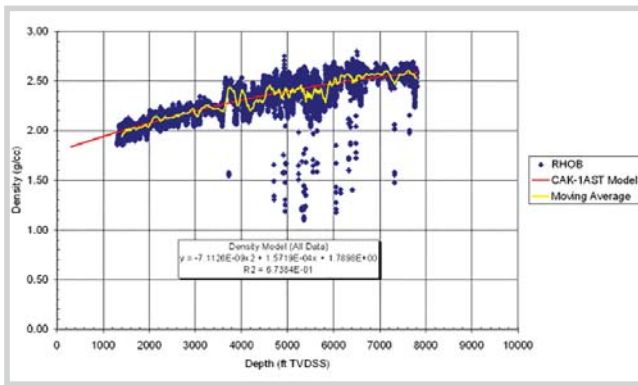
h: Chiều dày của vỉa (ft);

d: Chiều sâu của vỉa (ft).

Ngoài ra, bằng phương pháp thực nghiệm có thể xác định σ_v ở độ sâu lớn bằng các phương pháp phân tích đường log mật độ khối (RHOB), phân tích mật độ mẫu lõi. Một mô hình thường được hiệu chỉnh cho những số liệu log mật độ từ



Hình 8. Mô tả các thành phần ứng suất



Hình 9. Khối lượng riêng theo độ sâu thẳng đứng [6]

giống với những số liệu tỷ trọng chính xác nhất (Hình 9) và tính ra gradient ứng suất thẳng đứng [6].

Mô hình ứng suất thẳng đứng thường có dạng phương trình bậc hai theo chiều sâu:

$$\sigma_{v(grad)} = aZ^2 + bZ + c$$

Trong đó:

$\sigma_{v(grad)}$: Gradient ứng suất thẳng đứng (psi/m);

Z: Độ sâu thẳng đứng (m).

3.4.2. Ứng ngang nhỏ nhất (σ_h)

Giá trị ứng suất ngang cực tiểu được xác định thông qua đo từ thí nghiệm hoặc từ mô hình biến dạng đàn hồi hoặc từ tương quan thực nghiệm.

Các ứng suất biên ngang được xác định dựa trên hệ số Poisson và hằng số Biot. Công thức tính toán σ_h được xây dựng dựa trên cơ sở thực nghiệm như sau:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \beta P_o) + \beta P_o$$

Trong đó:

ν : Hệ số Poisson;

β : Hằng số Biot;

P_o : Áp suất lỗ rỗng.

Ngoài ra, trên cơ sở thực nghiệm, Breckels và Van Eekelen đã xây dựng mối quan hệ giữa σ_h (psi) và độ sâu thẳng đứng Z (ft) [6]:

Đối với vỉa áp suất bình thường:

$$\sigma_h = 0,197Z^{1,145} \text{ với } Z < 11.500 \text{ ft và } \sigma_h = 1,167Z - 4596 \text{ với } Z > 11.500 \text{ ft}$$

Đối với vỉa áp suất dị thường:

$$\sigma_h = 0,197Z^{1,145} + 0,46(p_p - p_{pn}) \text{ với } Z < 11.500 \text{ ft}$$

$$\sigma_h = 1,167Z - 4596 + 0,46(p_p - p_{pn}) \text{ với } Z > 11.500 \text{ ft}$$

Trong đó:

p_p : Áp suất vỉa;

p_{pn} : Áp suất thủy tĩnh.

3.4.3. Ứng biên ngang lớn nhất (σ_H)

Có thể tính được giá trị ứng suất σ_H dựa vào áp suất bắt đầu gây nứt nẻ và áp suất lỗ rỗng theo công thức [7]:

$$\sigma_H = 3\sigma_h + p_f + p_p + \sigma_T$$

Trong đó:

p_p : Áp suất lỗ rỗng;

p_f : Áp suất bắt đầu gây nứt nẻ;

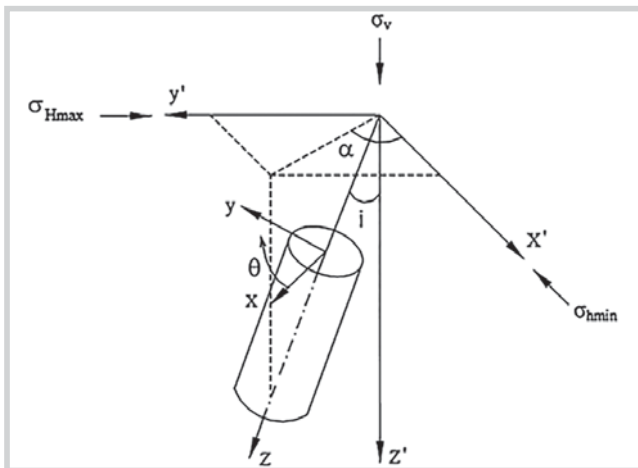
σ_T : Độ bền kéo (có thể bỏ qua).

Việc xác định các đại lượng σ_H và σ_h cần phải có các dữ liệu của thí nghiệm LOT. Điểm hạn chế của công thức trên là phải có dữ liệu thử nghiệm thực tế, nhưng do trong công tác khoan không phải chiều sâu nào cũng có thể tiến hành LOT được. Trong trường hợp không có đầy đủ dữ liệu trên (theo Mc Phee và các cộng sự năm 2001), có thể dựa vào các mô hình đồng nhất, bất đẳng hướng để tính toán theo công thức:

$$\sigma_H = \frac{\sigma_v + \sigma_h}{2}$$

3.4.4. Phương pháp đổi trục tọa độ để tương ứng góc nghiêng (i) và góc phương vị (θ) của giếng khoan

Trong Hình 10, các giá trị ứng suất tự nhiên σ_v , σ_H , σ_h được thể hiện bằng các giá trị x' , y' , z' tương ứng trong hệ trục tọa độ bên trái. Để chuyển sang hệ trục tọa độ x , y , z , trong đó x là hướng ứng suất hướng tâm thấp nhất, y là hướng ứng suất ngang và z là hướng song song với trục của giếng. Việc dời trục tọa độ sẽ cho các giá trị ứng suất mới, cần phải tính toán lại theo các giá trị ứng suất cũ kết hợp với góc nghiêng và góc phương vị tương ứng tại vị trí



Hình 10. Phương pháp đổi trục tọa độ [7]

giếng. Việc xác định các ứng suất mới phụ thuộc vào các góc nghiêng i và góc giữa hướng giếng khoan với phương của ứng suất ngang lớn nhất θ . Các giá trị ứng suất mới sẽ được tính toán theo các công thức sau [7, 13]:

$$\sigma_x = \sigma_H \cos^2 \theta \cos^2 i + \sigma_h \sin^2 \theta \cos^2 i + \sigma_v \sin^2 i$$

$$\sigma_v = \sigma_H \sin^2 \theta + \sigma_h \cos^2 \theta$$

$$\sigma_z = \sigma_H \cos^2 \theta \sin^2 i + \sigma_h \sin^2 \theta \sin^2 i + \sigma_v \cos^2 i$$

Để xây dựng được mô hình sinh cát cần xác định chính xác thời điểm hay vị trí thành hệ bắt đầu bị phá hủy, dẫn đến cát xâm nhập. Để tránh xảy ra hiện tượng này, giá trị ứng suất tiếp tuyến hiệu dụng lớn nhất ($\sigma_{t1} - p_w$) phải nhỏ hơn độ bền hiệu dụng U của thành hệ, như vậy có quan hệ:

$$\sigma_{\tau 1} - p_w \leq U \quad (1)$$

Theo Hans Vaziri [3] giá trị áp suất dòng chảy đáy giếng để không xảy ra hiện tượng sinh cát được xác định như sau [10]:

$$p_w \geq \frac{3\sigma_H - \sigma_h - U}{2 - A} - p_r \frac{A}{2 - A} \quad (2)$$

Trong đó:

p_r : Giá trị trung bình của áp suất vỉa;

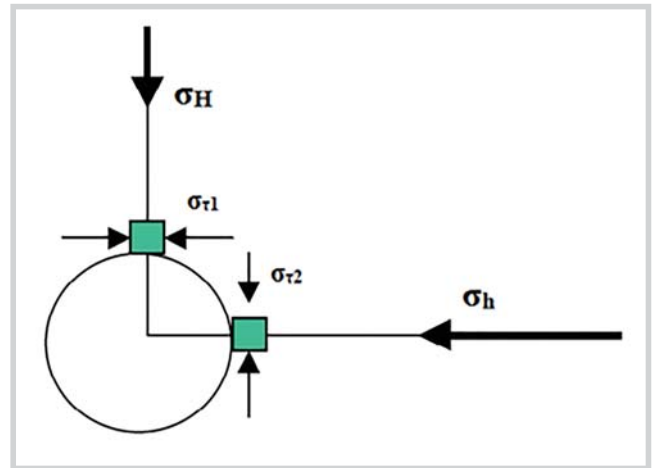
p_w : Áp suất đáy giếng;

A: Hằng số poro-elastic, $A = \frac{(1-2\nu)\alpha}{1-\nu}$ (α : hệ số Biot, ν : Hệ số Poisson)

Giá trị giảm áp tới hạn - Critical Drawdown Pressure (CDP) được định nghĩa là giá trị giảm áp từ áp suất vỉa tới giá trị áp suất mà tại đó gây ra sự phá hủy thành hệ. Do đó, áp suất đáy giếng sẽ được xác định:

$$p_w = p_r - CDP \quad (3)$$

Từ phương trình (1) và (2) có:



Hình 11. Ứng suất tiếp gần thành giếng khoan [8]

$$p_r = \frac{1}{2} [3\sigma_H - \sigma_h - U + CDP (2-A)] \quad (4)$$

$$\text{hay } CDP = \frac{1}{2-A} [2p_r - (3\sigma_H - \sigma_h - U)] \quad (5)$$

Với các thông số như trên có thể xây dựng một mô hình phá hủy đơn giản cho các giếng thẳng đứng với các số liệu đầu vào tương ứng. Tuy nhiên, các giếng đều có độ nghiêng nên cần phải hiệu chỉnh các giá trị ứng suất cho phù hợp.

Áp suất tối hạn - Critical Reservoir Pressure (CRP) là độ suy giảm áp suất vỉa tương ứng với $CDP = 0$.

$$CRP = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - U}{2} \quad (6)$$

Độ bền hiệu dụng của thành hệ U được xác định dựa vào thí nghiệm mẫu trực thành dày (TWC) với tỷ số đường kính ngoài và đường kính trong nằm trong khoảng từ 3 - 3,8 theo biểu thức sau:

$$U = 3,1 \times TWC \quad (7)$$

TWC: Giá trị được xác định trong phòng thí nghiệm. Thực tế, giá trị này có quan hệ với giá trị độ bền trong thí nghiệm nén một trục UCS. Do đó, biết được giá trị UCS có thể dễ dàng tính được TWC theo công thức:

$$TWC = 83 \times UCS^{0,5262} \quad (8)$$

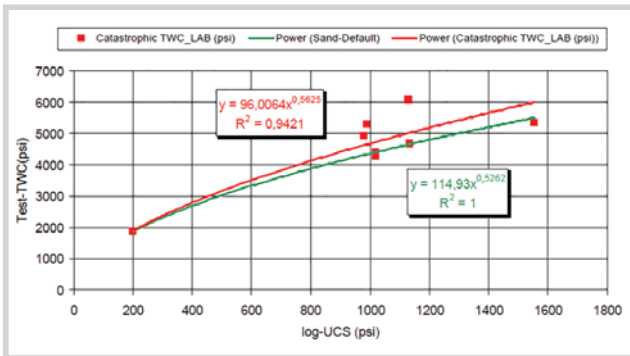
4. Hiệu chỉnh dữ liệu và kết quả tính toán

4.1. Hiệu chỉnh số liệu

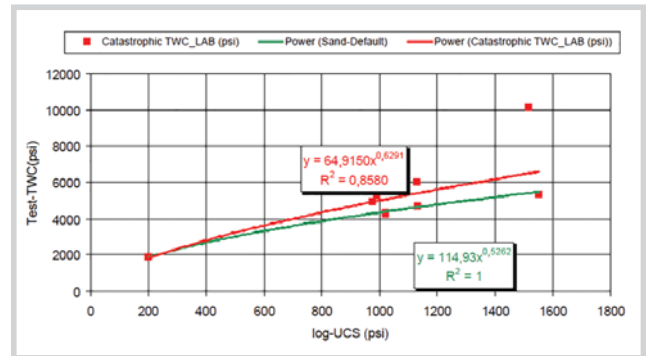
Tuy nhiên, việc xác định áp suất tới hạn ngoài ứng suất biên ngang nhỏ nhất (σ_n) và lớn nhất (σ_H) còn phải xét đến độ bền hiệu dụng (U) dựa trên kết quả tính toán TWC và độ bền theo công thức (7) và (8) hoặc kết quả thí nghiệm mẫu lõi. Theo công thức trên, giá trị TWC được xác định thông qua độ bền nén một trục như sau:

Bảng 1. Bảng giá trị độ bền nén một trục (UCS) và thí nghiệm mẫu thành dày (TWC) của mẫu lõi giếng HT-B, HT-C

CoreMD (ft)	Shifted-up (ft)	Giếng	Log MD (ft)	Measured UCS (psi)	Log-UCS (psi)	Catastrophic TWC LAB (psi)
Pivot point				200	200,00	1.867
9.858,14	-1,64	HT-B	9.856,50	3.498	1.130,20	6.065
9.865,22	-1,64	HT-B	9.863,58	1.836	976,00	4.934
9.865,39	-1,64	HT-B	9.863,75	2.692	990,50	5.280
9.888,19	-1,64	HT-B	9.886,55	8.445	1.515,00	10.192
10.793,14	2,62	HT-C	10.795,77	2.581	1.019,60	4.260
10.793,27	2,62	HT-C	10.795,90	1.764	1.019,60	4.387
10.813,48	8,53	HT-C	10.822,01	3.044	1.553,50	5.347
10.823,36	8,53	HT-C	10.831,89	2.094	1.131,40	4.689



Hình 12. So sánh độ bền tương quan dựa trên cơ sở thử nghiệm mẫu lõi của giếng HT-B và HT-C với giá trị tiêu chuẩn mặc định của BP (không bao gồm thông số mẫu được bôi vàng trong Bảng 1)



Hình 13. So sánh độ bền tương quan dựa trên cơ sở thử nghiệm mẫu lõi của giếng HT-B và HT-C với giá trị tiêu chuẩn mặc định của BP (gồm thông số mẫu được bôi vàng trong Bảng 1)

$TWC = 83 \times UCS^{0,5262}$. Giá trị 83 được áp dụng cho kết quả tính toán tại bể Nam Côn Sơn thông qua báo cáo của Colin A. Mc Phee [6]. Thậm chí, giá trị mặc định tương quan của BP được công bố dùng để tính toán (BP default correlation): $TWC = 114,93 \times UCS^{0,5262}$. Do vậy, để hiệu chỉnh tương quan chính xác cho việc xây dựng mô hình cần xét đến kết quả thử nghiệm mẫu lõi được lấy từ giếng HT-B và HT-C (Bảng 1) mới có được giá trị sát với thực tế.

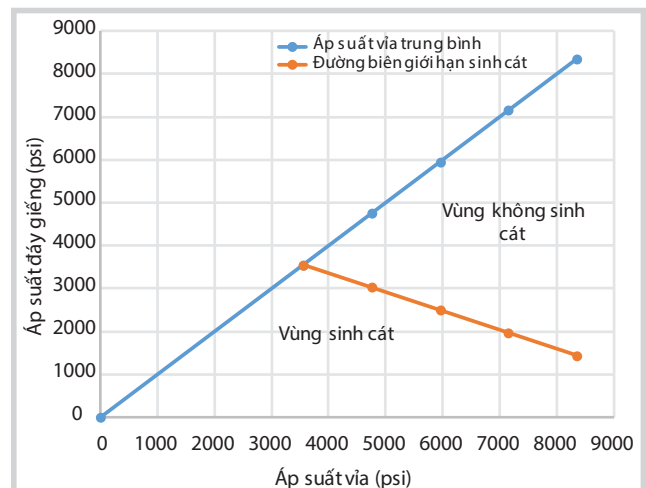
Giá trị tại Pivot point là giá trị mặc định dựa trên kinh nghiệm của BP liên quan tới TWC và UCS. Sự tương quan giữa kết quả tính toán theo lý thuyết và kết quả thử nghiệm thực tế được thể hiện ở Hình 12 và 13. Trong đó, Hình 13 thể hiện điểm lệch với giá trị được bôi vàng trong Bảng 1 và cho thấy số liệu mẫu lõi này không phù hợp với các kết quả mẫu lõi còn lại với độ lệch tương đối lớn.

Như vậy, công thức xác định TWC được hiệu chỉnh dựa trên kết quả thử nghiệm mẫu lõi thực tế của giếng HT-B và HT-C khác xa so với tiêu chuẩn BP và kết quả tính toán tại mỏ Chim Sáo [6] đã được công bố cũng như kết quả giá trị tính TWC áp dụng cho bồn trũng Cửu Long. Công thức xác định TWC được đề xuất cho quá trình tính toán dự báo sinh cát ở mỏ Hải Thạch như sau:

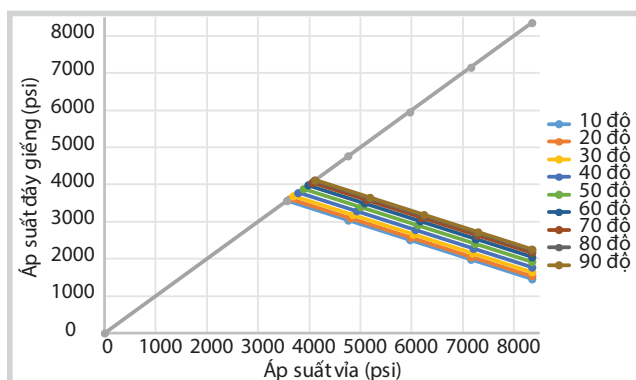
$$TWC = 96,0064 \times UCS^{0,5625}$$

Bảng 2. Dữ liệu đầu vào của tập UMA 15 giếng HT-A

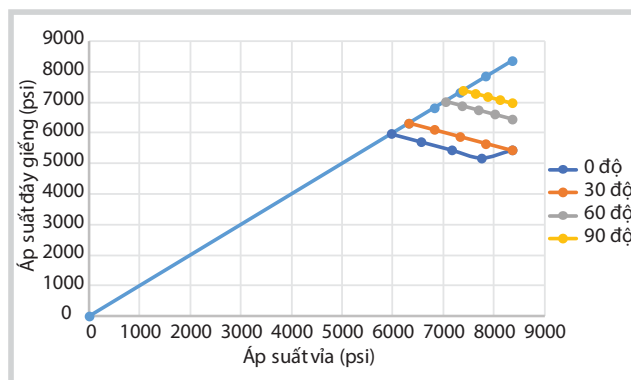
Giếng HT-A Tập UMA5-15	
Độ sâu (TVD, m)	2.925,6
Áp suất vỉa (psi)	8.000
Góc phương vị (độ)	68,7
Góc nghiêng (độ)	5,94
Hệ số Poisson	0,28
Ứng suất nén một trục (UCS, psi)	1.000
Ứng suất thẳng đứng (σ_v , psi)	8.700
Ứng suất ngang lớn nhất (σ_H , psi)	9.100
Ứng suất ngang nhỏ nhất (σ_h , psi)	8.200



Hình 14. Đồ thị vùng sinh cát cho tập UMA5-15 được khảo sát



Hình 15. Đồ thị phân tích sự ảnh hưởng của góc nghiêng tới khả năng sinh cát cho tập UMA5-15 được khảo sát



Hình 16. Đồ thị phân tích sự ảnh hưởng của góc phương vị tới khả năng sinh cát cho tập UMA5-15 được khảo sát

Bảng 3. Kết quả tính toán và đề xuất giải pháp hoàn thiện giếng cho các giếng HT-A, HT-B và HT-C

Via	Góc nghiêng/ phương vị (độ)	Áp suất ban đầu của vỉa (psi)	Áp suất đóng giếng (Pc) (psi)	Áp suất vỉa suy giảm tối đa (psi)	Đề xuất giải pháp hoàn thiện giếng
Giếng HT-A					
UMA5-15	5,94/68,7	8.350	3.084	3.555	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMH10	5,94/68,7	9.131	3.109	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH10	5,94/68,7	9.836	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH20	5,94/68,7	10.264	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH30	5,94/68,7	10.668	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
Giếng HT-A					
UMA5-15	45/68,7	8.350	3.084	3.834,81	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMH10	45/68,7	9.131	3.109	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH10	45/68,7	9.836	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH20	45/68,7	10.264	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH30	45/68,7	10.668	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
Giếng HT-A					
UMA5-15	90/68,7	8.350	3.084	4.121	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMH10	90/68,7	9.131	3.109	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH10	90/68,7	9.836	4.858	6.073,12	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
LMH20	90/68,7	10.264	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
LMH30	90/68,7	10.668	4.858	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
Giếng HT-B					
UMA5-15	5,56/341,85	7.754	3.084	4.288,44	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
UMA5-15 Pay	5,56/341,85	7.754	3.084	3.827,76	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF10-15	5,56/341,85	9.156 - 8.880	3.109	3.827,76	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF30	5,56/341,85	8.498	4.737	5.437,52	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
Giếng HT-B					
UMA5-15	45/341,85	7.754	3.084	4.159,11	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
UMA5-15 Pay	45/341,85	7.754	3.084	3.808,81	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF10-15	45/341,85	9.156 - 8.880	3.109	3.808,81	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF30	45/341,85	8.498	4.737	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
Giếng HT-B					
UMA5-15	90/341,85	7.754	3.084	4.027,31	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
UMA5-15 Pay	90/341,85	7.754	3.084	3.789,51	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF10-15	90/341,85	9.156 - 8.880	3.109	3.789,51	Kiểm soát cát bằng chọn hướng bắn mở vỉa
MMF30	90/341,85	8.498	4.737	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
Giếng HT-C					
UMA5-30	25,37/113,42	8.498	3.084	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
Giếng HT-C					
UMA5-30	45/113,42	8.498	3.084	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên
Giếng HT-C					
UMA5-30	90/113,42	8.498	3.084	Tới Pc	Bắn mở vỉa ngẫu nhiên

4.2. Kết quả tính toán

Từ các bước tính toán sơ bộ có được bảng số liệu cho việc tính áp suất đáy giếng tới hạn. Đối với các giếng HT-A, HT-2 và HT-C các thông số đầu vào phục vụ cho quá trình tính toán như đã đề cập ở trên. Khảo sát tập UMA5-15 của giếng HT-A cho dữ liệu tại Bảng 2.

Bằng cách sử dụng phần mềm Microsoft Excel và áp dụng công thức như trên thu được kết quả như Hình 14.

Thông qua Hình 14 xác định được áp suất đáy giếng suy giảm tối đa (Max Drawdown, CBHFP) là 1.445,21psi và áp suất vỉa suy giảm tối đa (Max. Depletion Rerservoir

Pressure) là 3.555psi. Do vậy, việc khống chế áp suất đáy giếng để duy trì áp suất vỉa nằm trong ngưỡng không sinh cát sẽ tối ưu hóa quá trình khai thác.

4.2.1. Phân tích mức độ ảnh hưởng của góc nghiêng thân giếng với khả năng sinh cát

Xác định vùng có nguy cơ sinh cát và vùng không sinh cát tương ứng cho từng vỉa theo góc nghiêng của giếng (Hình 15 và 16).

Hình 15 và 16 cho thấy giếng có độ nghiêng càng lớn (giếng xiên, ngang) thì khả năng sinh cát càng cao. Tương tự theo các trình tự như trên tính toán cho các vỉa

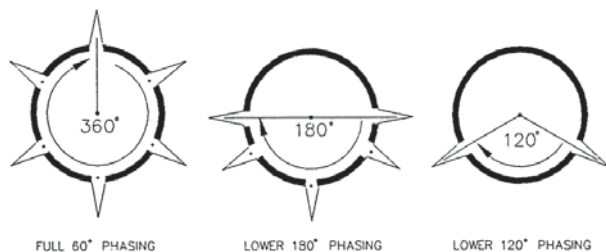
Bảng 4. Bảng đề xuất góc bắn mở vỉa tối ưu để giảm thiểu khả năng sinh cát

Vỉa	Góc nghiêng/phương vị (độ)	Áp suất vỉa suy giảm tối đa (psi)	Góc bắn mở vỉa đề xuất (độ)
Giếng HT-A			
UMA5-15	5,94/68,7	3.555	-68 và 112
MMH10	5,94/68,7	0	0 và 180
LMH10	5,94/68,7	0	0 và 180
LMH20	5,94/68,7	0	0 và 180
LMH30	5,94/68,7	0	0 và 180
Giếng HT-A			
UMA5-15	45/68,7	3.834,81	-68 và 112
MMH10	45/68,7	0	0 và 180
LMH10	45/68,7	0	0 và 180
LMH20	45/68,7	0	0 và 180
LMH30	45/68,7	0	0 và 180
Giếng HT-A			
UMA5-15	90/68,7	4.121	-68 và 112
MMH10	90/68,7	0	0 và 180
LMH10	90/68,7	6.073,12	-68 và 112
LMH20	90/68,7	0	0 và 180
LMH30	90/68,7	0	0 và 180
Giếng HT-B			
UMA5-15	5,56/341,85	4.288,44	-68 và 112
UMA5-15 Pay	5,56/341,85	3.827,76	-68 và 112
MMF10-15	5,56/341,85	3.827,76	-68 và 112
MMF30	5,56/341,85	5.437,52	-68 và 112
Giếng HT-B			
UMA5-15	45/341,85	4.159,11	-68 và 112
UMA5-15 Pay	45/341,85	3.808,81	-68 và 112
MMF10-15	45/341,85	3.808,81	-68 và 112
MMF30	45/341,85	0	0 và 180
Giếng HT-B			
UMA5-15	90/341,85	4.027,31	-68 và 112
UMA5-15 Pay	90/341,85	3.789,51	-68 và 112
MMF10-15	90/341,85	3.789,51	-68 và 112
MMF30	90/341,85	0	0 và 180
Giếng HT-C			
UMA5-30	25,37/113,42	0	0 và 180
Giếng HT-C			
UMA5-30	45/113,42	0	0 và 180
Giếng HT-C			
UMA5-30	90/113,42	0	0 và 180

còn lại của giếng HT-A, HT-B và HT-C và thu được kết quả tại Bảng 3.

4.2.2. Hướng bắn mở vỉa phù hợp để giảm thiểu khả năng sinh cát

Căn cứ theo tài liệu về mô hình địa cơ cập nhật mới nhất tháng 4/2015 [14], hướng của ứng suất ngang lớn nhất (σ_H) $\sim 112^\circ\text{N}$ (Azimuth). Mặt khác, xu hướng ứng suất nội tại (tại chỗ) trong giai đoạn ban đầu là trường ứng suất trượt bằng (strike slip) $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$. Hướng bắn mở vỉa chính song song với ứng suất ngang lớn nhất sẽ tạo ra ứng suất tập trung vào kênh bắn mở vỉa nhỏ nhất, làm giảm nguy cơ sập kênh bắn mở vỉa. Đối với vỉa có khả năng cát xâm nhập vào giếng, cần tiến hành bắn định hướng (oriented perforation) theo hướng nằm trong mặt phẳng thẳng đứng nơi có 2 giá trị ứng suất lớn nhất (trong trường hợp này là σ_H và σ_v) sẽ cho hiệu quả cao hơn. Còn đối với vỉa không có khả năng cát xâm nhập vào giếng, phương thức bắn mở vỉa được lựa chọn là bắn ngẫu nhiên (random perforation). Do đó, hướng bắn mở vỉa theo tính toán được đề xuất như sau:



5. Kết luận và kiến nghị

5.1. Kết luận

- Giá trị TWC của các khu vực khác nhau. Do vậy, để có được kết quả dự báo hợp lý cần phải hiệu chuẩn lại giá trị TWC dựa trên căn cứ thí nghiệm mẫu lõi của các giếng đã khoan.

- Vỉa khí UMA5-15 của mỏ Hải Thạch có khả năng sinh cát cao. Đối với những vỉa có khả năng sinh cát, cần triển khai hướng bắn mở vỉa chọn lọc để giảm thiểu khả năng cát xâm nhập vào giếng. Điều này đã áp dụng thực tiễn qua các giếng khoan trên mỏ Hải Thạch với phương thức lựa chọn hướng bắn mở vỉa vào các vị trí có độ bền thành hệ lớn (phù hợp với hướng của ứng suất biên ngang lớn nhất) và cho kết quả khả quan khi không có dấu hiệu sinh cát ở vỉa này.

- Các giếng khoan có góc nghiêng càng lớn thì khả năng sinh cát càng cao.

- Kết quả tính toán cũng đưa ra giá trị áp suất suy

giảm tới hạn của đáy giếng và vỉa, qua đó giúp điều chỉnh cơ chế khai thác phù hợp để hạn chế việc sinh cát trong giếng khoan.

- Căn cứ vào giá trị ứng suất nội tại có thể lựa chọn được hướng bắn mở vỉa phù hợp để giảm thiểu khả năng sinh cát trong giếng khoan.

5.2. Kiến nghị

- Giá trị áp suất vỉa sẽ giảm dần theo thời gian, do đó cần theo dõi chế độ khai thác định kỳ để đề phòng và hạn chế hiện tượng sinh cát cho giếng khai thác.

- Cần xem xét sự ảnh hưởng của các yếu tố bắn mở vỉa như: mật độ lỗ bắn, hình dạng lỗ bắn... đến khả năng sinh cát của giếng.

- Quá trình hoạt động khai thác có mối liên hệ mật thiết với giá trị giảm áp suất vỉa, do đó cần khai thác một cách hợp lý, tránh việc giảm áp suất đáy giếng quá lớn dẫn đến khả năng thành hệ bị phá hủy và cát sẽ chảy vào giếng.

- Cập nhật định kỳ mô hình địa cơ (geomechanics model) để phân tích chính xác, kịp thời các yếu tố liên quan tới khả năng sinh cát và ổn định thành giếng trong quá trình khai thác cũng như trong quá trình khoan phát triển thêm sau này.

- Quá trình tính toán cần dự phòng 500psi áp suất suy giảm và +15% áp suất đáy giếng cho các yếu tố chưa chắc chắn (uncertains) để giảm thiểu rủi ro và sai lệch phát sinh.

Tài liệu tham khảo

1. Bien Dong POC. 05-2-HT-1P development well, drilling program rev 1, document code: BD-D&C-P-0007/HT-1P. 2013.
2. Ian Palmer, Hans Vaziri, Stephen Willson, Zissis Moschovidis, John Cameron, Ion Ispas. *Predicting and managing sand production: A new strategy*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. 5 - 8 October, 2003.
3. Hans Vaziri, Yuing Xiao, Ian Palmer. *Assessment of several sand prediction models with particular reference to HPHT wells*. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas. 20 - 23 October, 2002.
4. X.Yi, P.P.Valko, J.E.Russell. *Predicting critical drawdown for the onset of sanding production*. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana. 18 - 20 February, 2004.

5. Abbas Khahsar, Philip Geoffrey Taylor, Zhi Fang, Toby John Kayes, Abraham Salazar, Khalil Rahman. *Rock strength from core and logs: Where we stand and ways to go*. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands. 8 - 11 June, 2009.
6. Colin A. Mc Phee, Gillian Daniels, Z. Richard Lemanczyk. *Sand production evaluation for Chim Sao (Black Bird) and Dua fields, Nam Con Son basin - offshore Vietnam*. Premier Oil Vietnam Offshore B.V. 2007.
7. Tạ Quốc Dũng, Hoàng Trọng Quang. *Nghiên cứu điều kiện sinh cát và thiết lập chương trình mô phỏng sinh cát trong các giếng khoan khai thác dầu tầng Miocene thềm lục địa Việt Nam*. Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh. 2003.
8. Tạ Quốc Dũng, Hoàng Thanh Tùng. *Mô hình dự báo sinh cát cho các giếng khai thác bồn trũng Cửu Long*. Tạp chí Phát triển Khoa học & Công nghệ. Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2014; 17.
9. Mohammad Sadegh Asadi, K. Rahman, H. V. Pham, T. M. Le, A. Butt. *Sand production assessment considering the reservoir geomechanics and water breakthrough*. APPEA Journal 2015.
10. Jonathan Bellarby. *Well completion design*. Elsevier. 2009.
11. Bernt S. Aadnoy, Reza Looyeh. *Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design*. Elsevier Inc. 2012.
12. Abbas Khaksar. *Sanding production prediction for a holistic sand management*. GMI Geomechanics Services, Perth Australia. 26 - 28 August 2013.
13. E. Fjaer, R. M. Holt, P. Horsrud, A. M. Raaen, R. Risnes. *Petroleum related rock mechanics, 2nd edition*. Elsevier. 2008.
14. Avirup Chatterjee, Andang Kustamsi. *Geomechanical model update in Hai Thach field, offshore Vietnam*. 2015.

Utilising analytical model for sanding prediction of gas reservoir in Miocene of Hai Thach field, Nam Con Son basin

Hoang Thanh Tung¹, Le Thi Hoang Thi¹
 Truong Hoai Nam², Le Vu Quan³, Ta Van Cuong⁴

¹PVD Deepwater Co. Ltd

²Vietnam Oil and Gas Group

³Vietnam Petroleum Institute

⁴Bien Dong POC

Email: tunght@pvdrilling.com.vn

Summary

Sand production in production wells not only heavily influences the quality of reservoirs and decreases the oil return index, but also rapidly erodes the down-hole equipment and may bring risk to choke and safety valves. Moreover, because the production wellhead platforms are usually located far away from the shore, it takes time and cost to replace the equipment that is eroded by sand, thus affecting the production profit.

Therefore, forecasting sand production in reservoirs helps to improve productivity, minimise risks in operation, guarantee equipment performance and efficiency as well as choose the right equipment for production optimisation, investment cost minimisation and increase of the capital claw-back capacity. Thanks to this, it is possible to develop advanced well completion solutions to optimise the investment cost. The analytical model has been applied in combination with geo-mechanical parameters from drilled wells for sand control in the production wells in Hai Thach-Moc Tinh field.

Key words: Analytical model, sanding prediction, critical drawdown pressure, sand control, well completion.

NGUỒN GỐC THÀNH TẠO - BIẾN ĐỔI THỨ SINH VÀ KHẢ NĂNG CHỨA CỦA TRẦM TÍCH TẬP F - OLIGOCENE SỚM, HỆ TẦNG TRÀ CÚ, BỂ CỬU LONG

ThS. Bùi Thị Ngọc Phương, CN. Lê Thị Thu Hằng
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: phuongbntn@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo tổng hợp các kết quả nghiên cứu địa chấn địa tầng và phân tích thạch học trầm tích, sinh địa tầng của các mẫu thuộc thành tạo trầm tích tập F tuổi Oligocene sớm, hệ tầng Trà Cú, bể Cửu Long. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả rút ra các kết luận về đặc điểm thạch học, môi trường lắng đọng, nguồn gốc thành tạo, quá trình biến đổi sau trầm tích ảnh hưởng đến chất lượng chứa của đá.

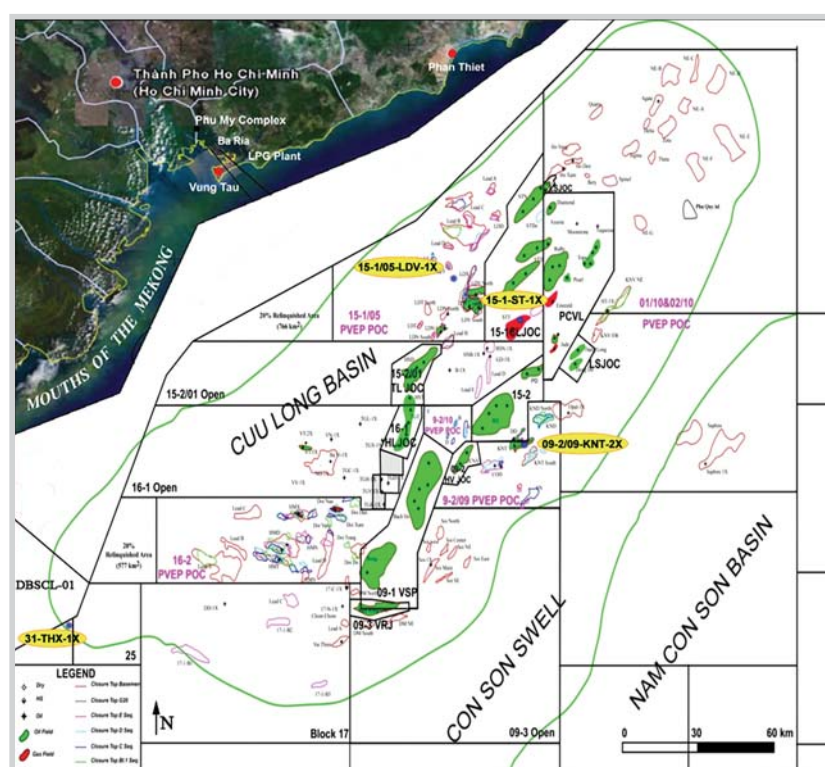
Từ khóa: Nguồn gốc, biến đổi thứ sinh, chứa, tập F, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Thành tạo trầm tích tập F tuổi Oligocene sớm, thuộc hệ tầng Trà Cú được xem là pha trầm tích đầu tiên lắng đọng và lấp đầy các địa hào trên bề mặt móng của bể Cửu Long. Nguồn vật liệu của trầm tích tập F này chủ yếu là tại chỗ do sự bóc mòn từ những nơi khối móng nâng cao do sự tách giãn tạo địa hình phân dị. Trầm tích tập F - tuổi Oligocene sớm thường vắng mặt trong những khối móng nâng cao do sự bóc mòn hoặc không có vật liệu trầm tích và chỉ hiện diện ở các địa hào hay bán địa hào. Việc xác định ranh giới tập F ở bể Cửu Long đến nay vẫn còn một số quan điểm chưa thống nhất. Kết quả nghiên cứu mới nhất của Viện Dầu khí Việt Nam cho thấy trầm tích tập F - tuổi Oligocene sớm được đặc trưng bởi mặt phản xạ không liên tục với đới hóa thạch chủ đạo *Florschuetzia Trilobata*. Theo kết quả nghiên cứu thạch học, trầm tích tập F xuất hiện tại một số giếng khoan (Hình 1) thuộc khu vực phía Bắc trung tâm bể Cửu Long ở cấu tạo Sư Tử Trắng (Lô 15-1), phần rìa phía Tây thuộc cấu tạo Lạc Đà Vàng (giếng khoan 15-1/05-LDV-1X) phần rìa phía Đông thuộc cấu tạo Kinh Ngư Trắng (giếng khoan 09-2/09-KNT-2X), và rìa phía Nam thuộc cấu tạo Tôm Hùm Xanh (giếng khoan 31-THX-1X).

Thành tạo trầm tích tập F là tập cát kết dày xen kẽ với cuội kết, bột kết, sét

kết cùng với các lớp trầm tích phun trào, lớp/đai mạch đá phun trào và đá á phun trào. Trầm tích tập F có nguồn gốc từ móng nâng lục địa và nguồn gốc cung đảo magma; với môi trường trầm tích chủ yếu là môi trường lục địa (như đồng bằng sông năng lượng cao, hồ nước ngọt đôi khi xen lẫn đồng bằng ven bờ - khu vực rìa phía Nam). Thành tạo trầm tích tập F ở khu vực rìa phía Nam và rìa phía Đông của bể Cửu Long trong giai đoạn thành tạo đá trung bình cao ($T = 70 - 100^{\circ}\text{C}$); trong khi đó ở khu vực phần rìa phía Tây và phía Nam trung tâm bể ở giai đoạn thành tạo đá cao ($T = 90 - 130^{\circ}\text{C}$). Độ rỗng của trầm tích tập F phần lớn tập trung tại các giếng khoan ở khu vực phía Bắc trung tâm bể Cửu Long và khu vực rìa phía Nam với độ rỗng nguyên sinh trung bình khoảng 10 - 12%, có khi đến 20%. Trong khi đó, độ



Hình 1. Vị trí các giếng khoan phát hiện trầm tích tập F - Oligocene sớm [1 - 3]

rỗng tại các giếng 15-1/05-LDV-1X và 09-2/09-KNT-2X gần như bị phá hủy hoàn toàn. Tuy nhiên, chất lượng đá chứa của trầm tích tập F một phần do rỗng thứ sinh như rỗng giữa hạt vì sự hòa tan khoáng vật feldspar hạt và rỗng nứt nẻ do hoạt động kiến tạo.

Từ kết quả phân tích khoảng 200 mẫu lát mỏng thạch học thuộc trầm tích tập F, nhóm tác giả trình bày chi tiết đặc trưng về kiến trúc của đá, phân loại tên đá của từng mẫu, thành phần khoáng vật tạo đá, thành phần khoáng vật đồng trầm tích, thành phần khoáng vật thứ sinh. Từ đó, xác định nguồn gốc thành tạo đá và môi trường trầm tích; xác định mức độ biến đổi thứ sinh sau trầm tích như: quá trình thay đổi nhiệt dịch, hoạt động kiến tạo, các quá trình nén ép của đá, quá trình xi măng hóa, quá trình hòa tan của các khoáng vật không bền vững, đánh giá sự ảnh hưởng của chúng đến chất lượng của đá chứa. Nhóm tác giả phân loại tên đá cát kết dựa trên phân loại của R.L.Folk [4]; phân loại cuội kết - cát kết - bùn kết dựa vào phân loại của Folk, Andrews và Lewis [5]; phân loại nguồn gốc vật liệu trầm tích của đá trong bối cảnh kiến tạo dựa theo F.J.Pettijohn và Dickinson [6]. Đánh giá sự ảnh hưởng của quá trình xi măng và nén ép đối với mức độ phá hủy độ rỗng nguyên sinh của đá dựa trên phương pháp của David W.Houseknecht [1].

2. Kết quả nghiên cứu

Theo tài liệu địa chấn, trầm tích tập F tuổi Oligocene sớm thuộc hệ tầng Trà Cú nằm trong các địa hào và bán địa hào, thường bị bào mòn tại đỉnh của các khối móng nâng cao. Các trầm tích tập F phân bố trong bể Cửu Long có tính cục bộ, được lấp đầy các trũng nhỏ hẹp thừa kế địa hình móng trước Cenozoic. Theo tài liệu nghiên cứu cổ sinh, hệ tầng Trà Cú - tuổi Oligocene sớm được xác nhận với các phức hệ hóa thạch bào tử phấn: *Cicatricosporites*, *Magnastriatites howardi*, *Crassoretitrites*, *Jussiaena*, *Lycopodiumsporites neogenicus* và sự vắng mặt của phấn *Verrutricolporites pachydermus*. Mặc dù đến nay việc xác định ranh giới của trầm tích tập F vẫn còn một số quan điểm chưa thống nhất, nhưng dựa trên kết quả một số nghiên cứu mới đây [7, 8] thì trầm tích này tập trung ở khu vực phía Bắc trung tâm bể Cửu Long tại một số giếng khoan trong cấu tạo Sư Tử Trắng, phần rìa phía Tây cấu tạo Lạc Đà Vàng (giếng khoan 15-1/05 LDV-1X), phần rìa phía Đông cấu tạo Kinh Ngư Trắng (giếng khoan 09-2/09 KNT-2X) và rìa phía Nam cấu tạo Tôm Hùm Xanh (giếng khoan 31-THX-1X).

Thành phần thạch học và chất lượng chứa của tập trầm tích F - tuổi Oligocene sớm rất phức tạp; từng khu

vực có sự chênh lệch về độ sâu của ranh giới địa tầng đến chiều dày tập trầm tích, nguồn gốc thành tạo, môi trường trầm tích cũng như những thay đổi về biến đổi thứ sinh sau quá trình trầm tích. Kết quả nghiên cứu thạch học cho thấy trầm tích tập F với thành phần thạch học rất đa dạng gồm nhiều loại đá như: sét kết, bột kết, cát kết, cuội kết đa khoáng, trầm tích phun trào (tuff), đá phun trào và đá á phun trào.

2.1. Khu vực trung tâm bể Cửu Long

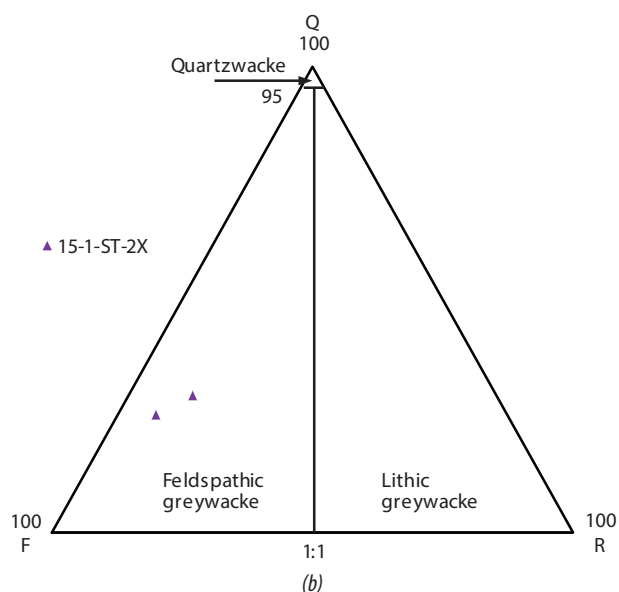
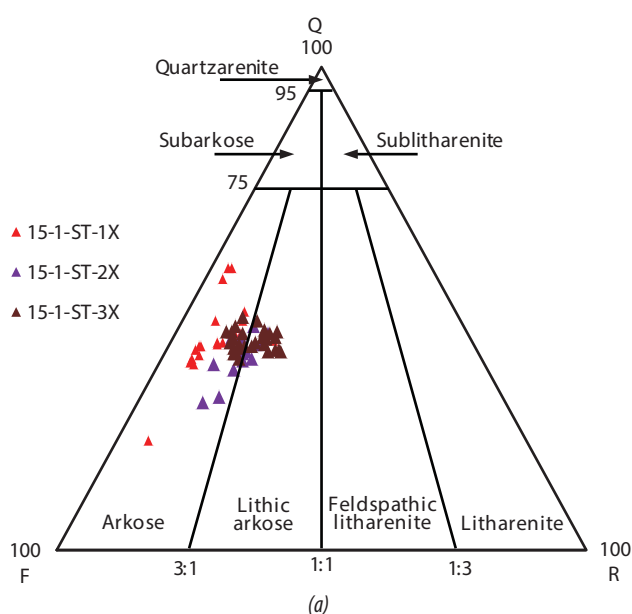
Đặc trưng của trầm tích tập F - tuổi Oligocene sớm ở khu vực trung tâm bể Cửu Long là mặt phản xạ có biên độ trung bình đến mạnh, kể áp vào các khối cao móng. Phức hệ hóa thạch rất nghèo, kém đa dạng với nhịp phát triển tương đối mạnh của các hóa thạch: *Bosedinia*, *Pediastrum* và một số hóa thạch nước ngọt khác. Các đới hóa thạch được xác định gồm: *Florschuetzia trilobata*, phụ đới *Cicricosporites dorogensis* - *Lycopodium neogenicus* - *Jussiaena* - *Gothanipollis basensis*. Môi trường lắng đọng là trầm tích lục địa, chủ yếu là trầm tích lòng máng sông, đồng bằng ngập lụt và hồ nước ngọt.

Ở phía Bắc trung tâm bể Cửu Long, thành tạo trầm tích tập F của một số giếng khoan trong cấu tạo Sư Tử Trắng (Lô 15-1) chủ yếu là cát kết sạch arkose và lithic arkose (Hình 2a) cùng với một ít cát kết feldspathic greywacke (Hình 2b), đá phun trào rhyolite và trầm tích phun trào - tuff gặp tại giếng 15-1-ST-1X. Cát kết có kích thước hạt từ trung bình đến thô và độ chọn lọc trung bình - kém, mức độ nén ép từ trung bình mạnh - mạnh, tiếp xúc hạt dài và lỗi lổm. Cát kết chứa phong phú thạch anh, feldspar. Mảnh đá rất phong phú, chủ yếu là granite (10 - 20%), volcanic (5 - 10%, rhyolite với thành phần gồm có ban tinh như: thạch anh, K-feldspar, plagioclase nằm trên nền thủy tinh) và một ít mảnh đá phiến, mảnh đá silic. Thành phần khoáng vật thứ sinh chiếm số lượng lớn, chủ yếu là zeolite, thạch anh, khoáng vật sét; calcite xuất hiện không đồng nhất trong mặt cắt của cấu tạo Sư Tử Trắng, đôi chỗ chiếm tỷ lệ rất lớn (Hình 3).

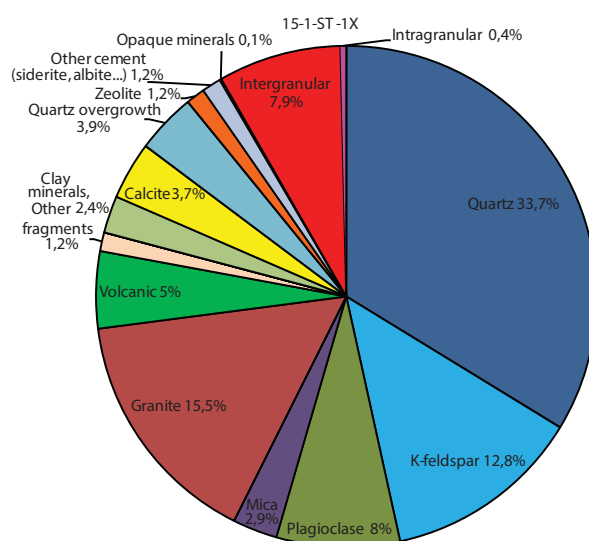
Kết quả phân tích XRD của toàn bộ đá (Hình 4a) cho thấy thạch anh là khoáng vật tạo đá phổ biến nhất; khoáng vật nhiệt dịch chủ yếu là khoáng vật sét với ít calcite và zeolite. Kết quả phân tích XRD cho khoáng vật sét (Hình 4b) cho thấy sét chlorite là khoáng vật sét phổ biến nhất, tiếp theo là illite và hỗn hợp illite - smectite. Trong đó, càng xuống sâu thì chlorite càng có khuynh hướng giảm dần; còn illite lại có khuynh hướng tăng dần. Sét smectite và kaolinite vắng mặt trong trầm tích tập F tại khu vực này. Kết quả cho thấy đá đã bước vào giai đoạn

tạo đá muon ($T \sim 90 - 130^{\circ}\text{C}$). Vật liệu trầm tích tập F chủ yếu có nguồn gốc cung đảo magma và một ít nguồn gốc móng nâng (Hình 5).

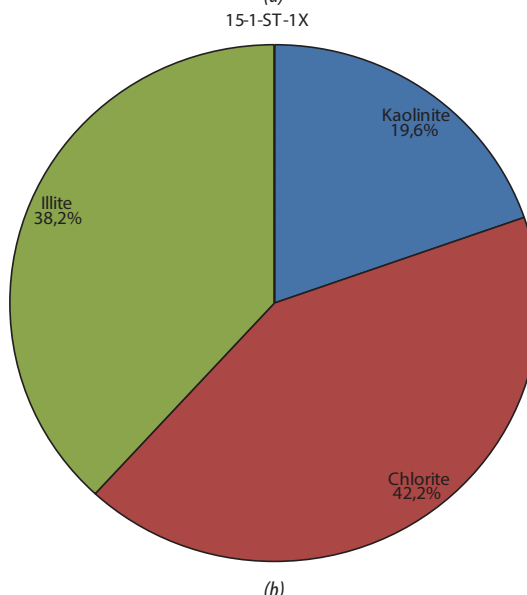
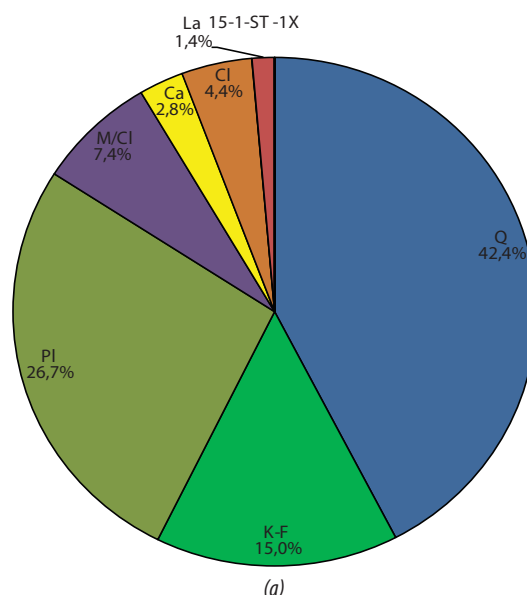
Độ rỗng của trầm tích tập F tại trung tâm bể Cửu Long khá tốt, đặc biệt là giếng khoan 15-1-ST-1X với phần lớn là độ rỗng nguyên sinh (trung bình $\sim 12\%$) và được nâng cao bởi rỗng thứ sinh ($\sim 1 - 2\%$) do sự hòa tan của một số khoáng vật không bền vững như K-feldspar, plagioclase. Tuy nhiên, sự xuất hiện của các khoáng vật thứ sinh như: zeolite, thạch anh, calcite và pyrite với hàm lượng từ thấp đến trung bình, đôi chỗ khá cao đã làm giảm cục bộ độ rỗng của cát kết, đặc biệt calcite đôi chỗ xuất hiện dạng khảm làm giảm đáng kể hệ thống thấm của tập trầm tích



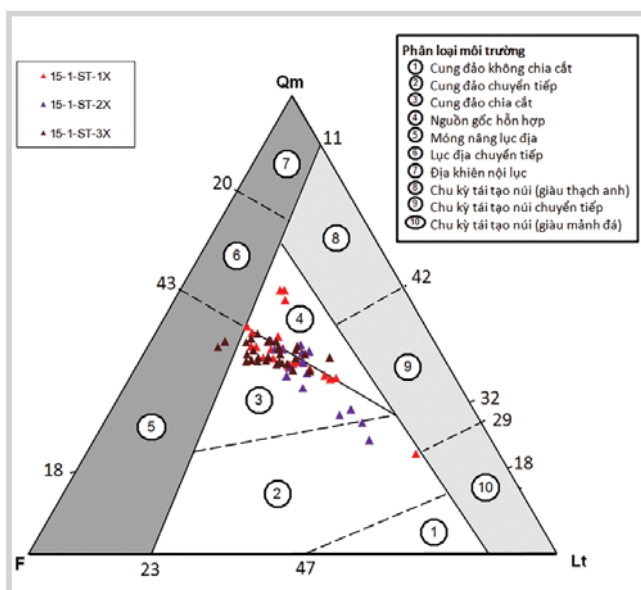
Hình 2. Phân loại cát kết của giếng khoan Sư Tử Trắng (Lô 15-1) với thành phần matrix < 15% (a) và > 15% (b)



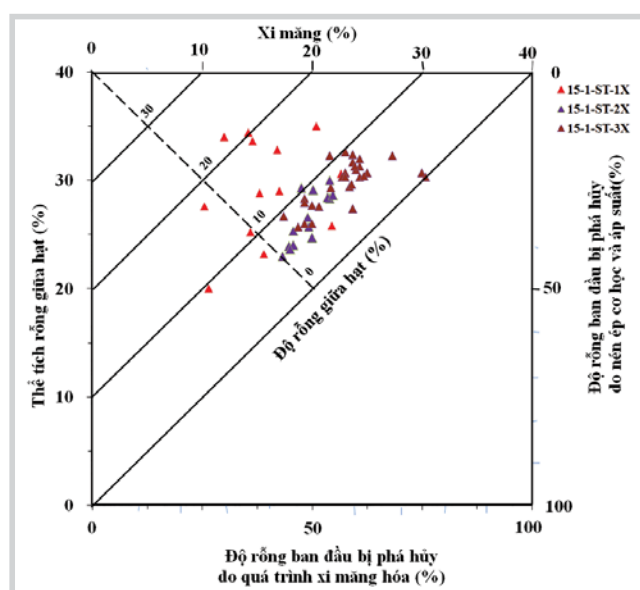
Hình 3. Kết quả phân tích thạch học giếng khoan Sư Tử Trắng (Lô 15-1)



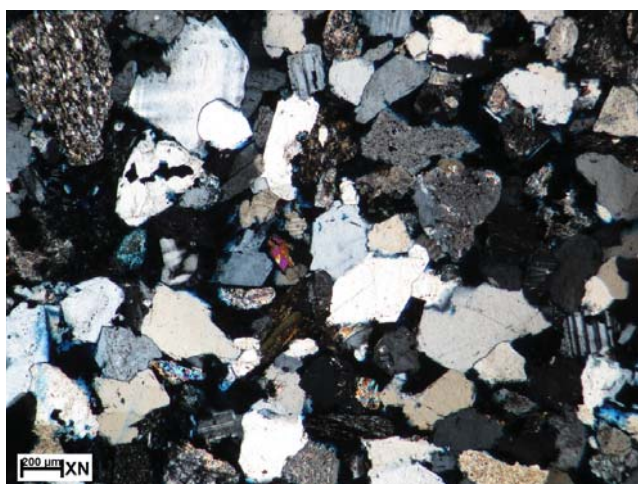
Hình 4. Kết quả phân tích XRD cho toàn bộ đá (a) và khoáng vật sét (b) của giếng khoan Sư Tử Trắng (Lô 15-1)



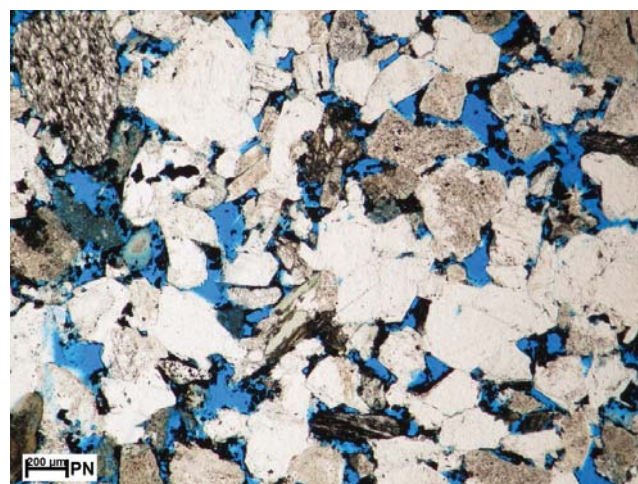
Hình 5. Nguồn gốc thành phần trầm tích trong bối cảnh kiến tạo [6] của giếng khoan Sư Tử Trắng (Lô 15-1)



Hình 6. Mối liên hệ giữa quá trình xi măng và nén ép với độ rỗng nguyên sinh của cát kết [1] của giếng khoan Sư Tử Trắng (Lô 15-1)



Hình 7. Ảnh thạch học độ sâu 4.080m giếng khoan 15-1-ST-1X: Cát kết arkose hạt trung bình, chọn lọc trung bình. Độ rỗng nguyên sinh giữa các hạt được bảo tồn tốt (~20%) và một ít rỗng thứ sinh (~1%) do sự hòa tan khoáng vật feldspar



này. Hình 6 cho thấy khoảng 40 - 60% độ rỗng nguyên sinh của trầm tích tập F bị giảm là do xi măng; trong khi đó khoảng 20 - 40% độ rỗng nguyên sinh của tập trầm tích F tại khu vực này bị phá hủy do sự nén ép.

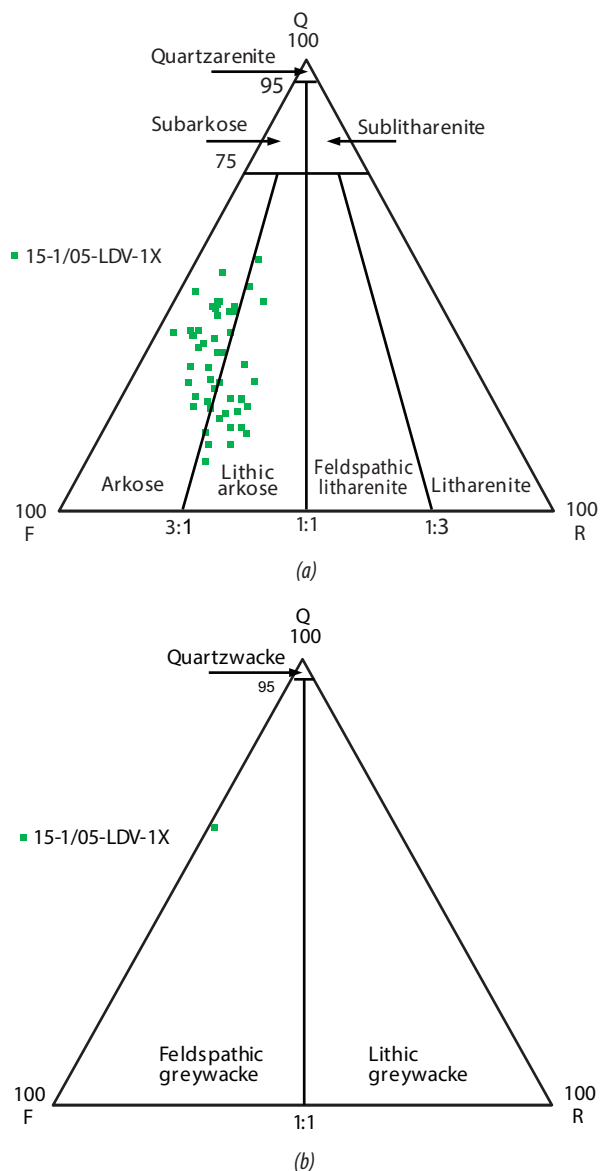
2.2. Khu vực phía Tây bể Cửu Long

Trầm tích tập F ở khu vực phía Tây bể Cửu Long được quan sát rõ ở các trứng sâu đặc trưng bởi các mặt phân xạ có biên độ trung bình đến mạnh kể áp vào các khối cao. Hóa thạch rất nghèo, kém đa dạng với một vài nhíp phát triển tương đối mạnh của các hóa thạch: Bose-dinia, Pediastrum và một số hóa thạch nước ngọt khác. Môi trường tích tụ trầm tích thay đổi từ trên xuống có xu hướng chuyển từ gần ven rìa bồn với năng lượng tương đối cao sang ven rìa bồn, năng lượng cao với môi trường

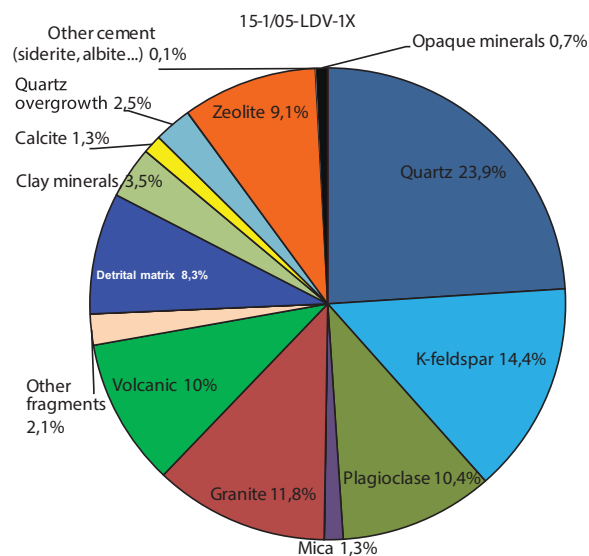
lắng đọng là trầm tích lục địa, chủ yếu là quạt bồi tích đến lòng máng sông và đồng bằng ngập lụt. Thành tạo trầm tích tập F tại giếng 15-1/05-LDV-1X là tập cát kết lithic arkose/arkose (Hình 8a), ít cát kết feldspathic greywacke (Hình 8b) với kích thước hạt từ trung bình đến thô xen kẽ với các lớp sét kết, sét vôi và sét bột kết. Hạt vụn có độ mài tròn tốt, độ chọn lọc trung bình, độ nén ép trung bình mạnh với tiếp xúc hạt kiểu đường và lõi - lõm. Thành phần khoáng vật (Hình 9) chủ yếu là thạch anh, K-feldspar, plagioclase, với một ít mica và hornblend. Trầm tích tập F tại khu vực này chứa lượng lớn mảnh đá, trong đó phong phú nhất là granite (phổ biến 15 - 20%), volcanic (phổ biến 10 - 15%) và ít các mảnh đá quartzite, carbonate, schist và chert. Khoáng vật thứ sinh có tỷ lệ cao trong đó chủ yếu là zeolite (phổ biến 10 - 15%), calcite (phổ biến 2 - 4%),

quartz (phổ biến 3 - 5%) và các khoáng vật sét (6, 7% phổ biến 3 - 5%).

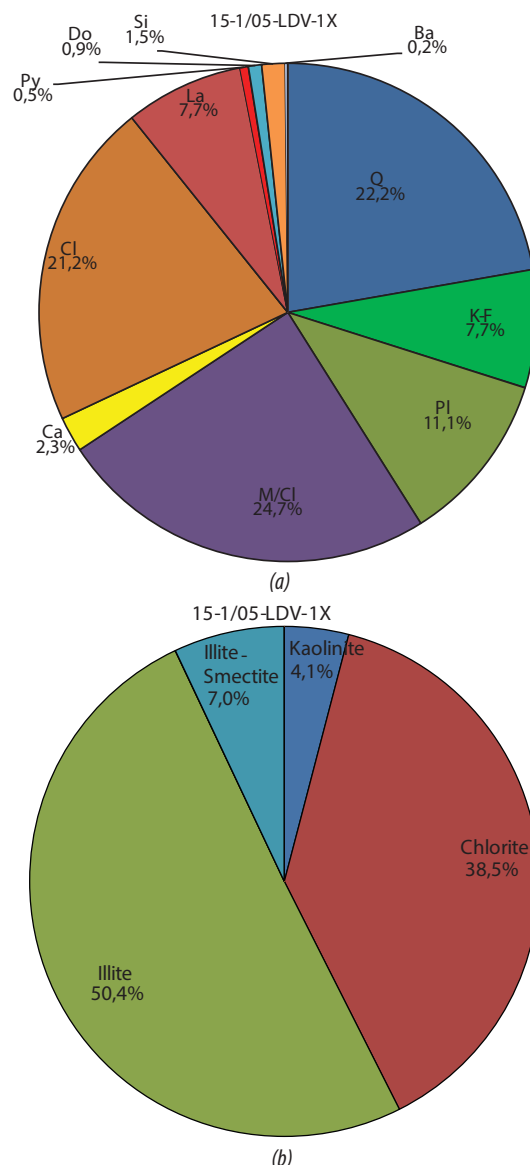
Kết quả phân tích XRD toàn bộ đá cho thấy thành phần khoáng vật tạo đá chủ yếu là thạch anh và khoáng vật sét; khoáng vật zeolite ở khu vực phía Tây bể Cửu Long xuất hiện phổ biến hơn khu vực trung tâm bể (Hình 10a). Khoáng vật sét của trầm tích tập F chủ yếu là illite, tiếp theo là chlorite với ít hỗn hợp sét chlorite - smectite (Hình 10b), trong khi đó smectite và kaolinite gần như không xuất hiện. Điều này cho thấy smectite và kaolinite đã bị biến đổi thành chlorite - smectite, chlorite và illite. Càng xuống sâu thì hỗn hợp sét illite - smectite càng giảm và có khuynh hướng chuyển sang illite và chlorite. Ngoài ra, sự xuất hiện của một lượng lớn zeolite cho thấy đá đã bị



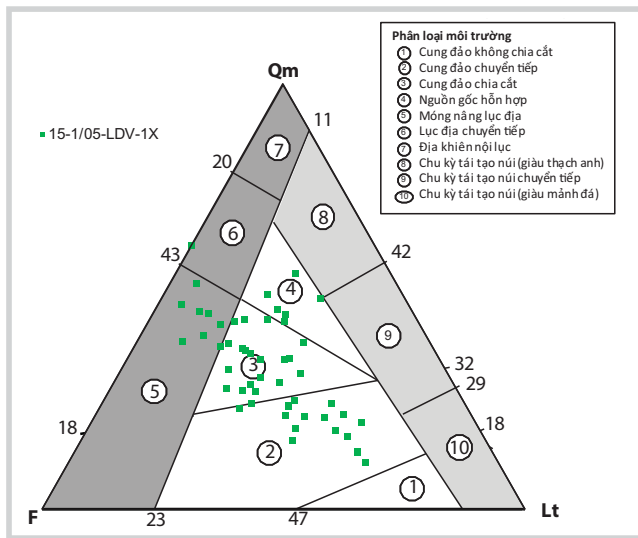
Hình 8. Phân loại cát kết của giếng khoan 15-1/05-LDV-1X với thành phần matrix < 15% (a) và > 15% (b) [4]



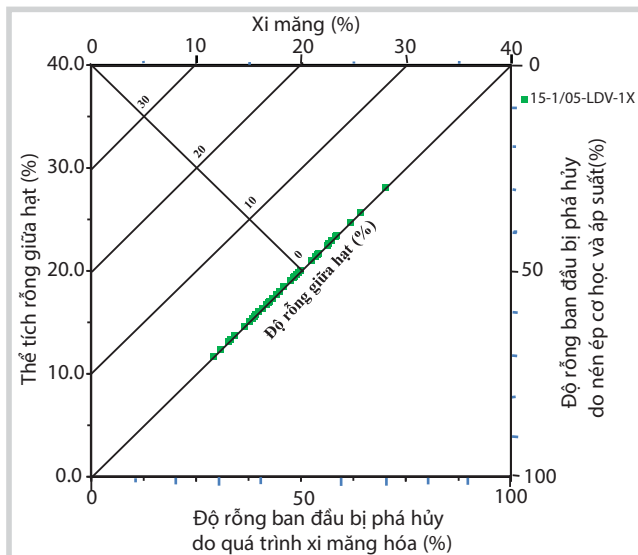
Hình 9. Kết quả phân tích thạch học của giếng khoan 15-1/05-LDV-1X



Hình 10. Kết quả phân tích XRD cho toàn bộ đá (a) và khoáng vật sét (b) của giếng khoan 15-1/05-LDV-1X



Hình 11. Nguồn gốc thành phần trầm tích trong bối cảnh kiến tạo [6] giếng khoan 15-1/05-LDV-1X



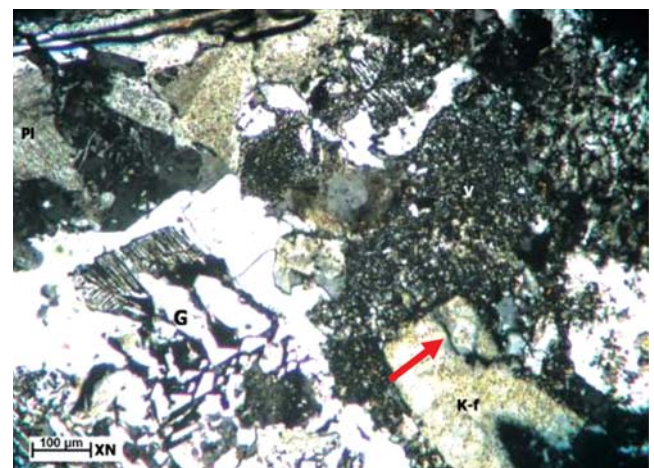
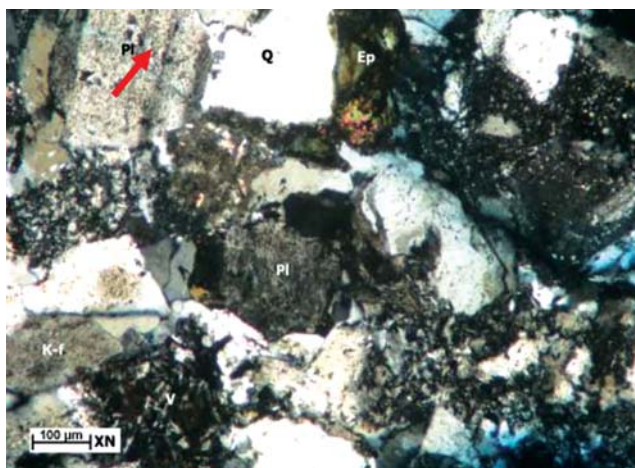
Hình 12. Mối liên hệ giữa quá trình xi măng và nén ép tới việc giảm độ rỗng nguyên sinh của cát kết [1] giếng khoan 15-1/05-LDV-1X

ảnh hưởng bởi quá trình nhiệt dịch. Từ các dấu hiệu này có thể kết luận đá đã bước vào giai đoạn tạo đá muộn ($T = 90 - 130^{\circ}\text{C}$).

Trầm tích tập F tại khu vực này là một tập cuội - tảng và là sản phẩm phong hóa của các khối granite nhô cao và các thành tạo phun trào trong các đứt gãy, khe nứt của granite được vận chuyển lắng đọng trong môi trường có dòng năng lượng cao và được trầm tích trong môi trường quạt bồi tích và lòng sông. Hình 11 cho thấy trầm tích tập F có nguồn gốc từ cung đảo magma, trong đó một phần là móng nâng và khối tầng lục địa. Độ rỗng bị phá hủy bởi các khoáng vật thứ sinh, đặc biệt là zeolite, calcite, thạch anh và sét. Hình 12 cho thấy độ rỗng nguyên sinh của tập trầm tích F tại khu vực phía Tây bể Cửu Long gần như hoàn toàn bị phá hủy do xi măng (30 - 70%) và do sự nén ép (30 - 70%). Tuy nhiên, chất lượng chứa của tập trầm tích này là từ rỗng thứ sinh, đặc biệt là rỗng nứt nẻ (Hình 13).

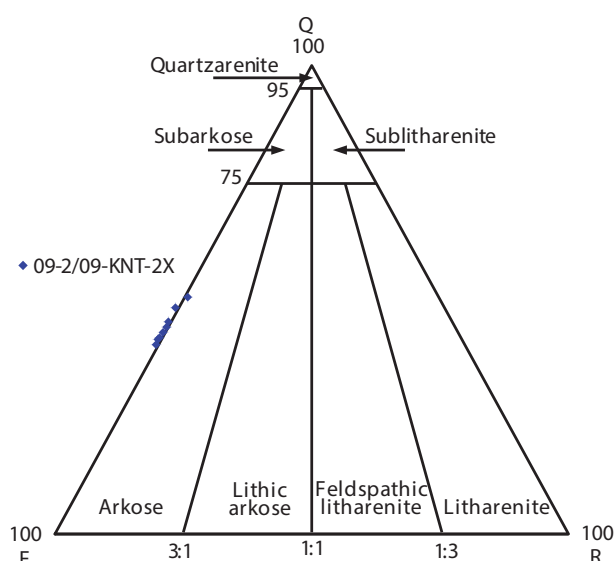
2.3. Khu vực phía Đông bể Cửu Long

Theo tài liệu địa chấn, trầm tích tập F được xác định tương ứng với lát cắt trầm tích tuổi Oligocene sớm giới hạn bởi minh giải bề mặt móng và tập F quan sát rõ ở các trung sâu khu vực Lô 09-2/09 đặc trưng bởi các phản xạ có biên độ trung bình đến mạnh kế áp vào các khối cao [7, 8]. Trong trầm tích phát hiện được phức hệ hóa thạch bào tử phần Cicatricosisporites, Magnastriatites howardi, Crassoretitrites, Jussiena. Lycopodiumsporites neogenic và sự vắng mặt phần Verrutricolporites pachydermus [7, 8]. Thành phần thạch học trong khu vực này tại giếng khoan 09-2/09-KNT-2X phần lớn là cát kết xen kẽ với các lớp phun trào dolerite, đây có thể là một đai mạch phun trào hay lớp xen kẽ với các lớp trầm tích do sự hoạt động không liên tục của các pha phun trào xen kẽ với các đợt

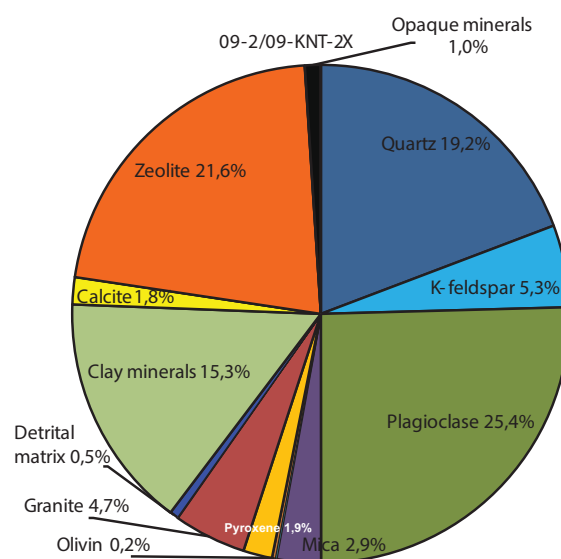


(a) **Hình 13.** Ảnh thạch học độ sâu 4.125m (a) và 4.170m (b) - Giếng khoan 15-1/05-LDV-1X

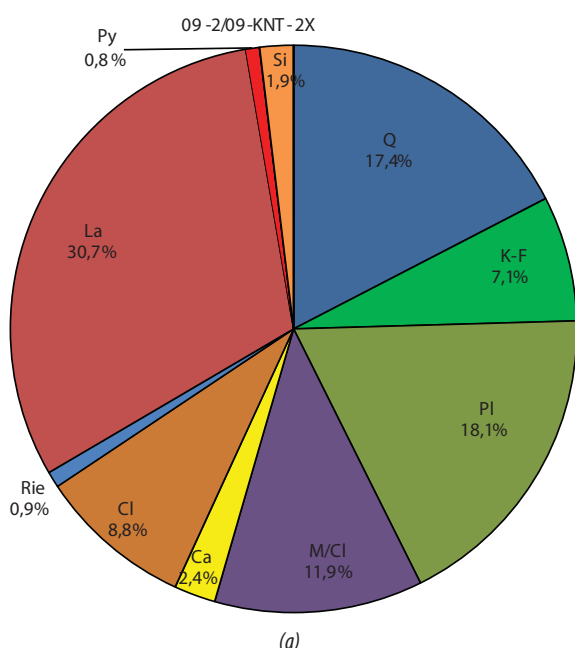
Cát kết arkose hạt trung bình thô, chọn lọc trung bình. Độ rỗng nguyên sinh giữa các hạt bị lấp đầy bởi zeolite, thạch anh. Rỗng của cát kết này chủ yếu là do nứt nẻ (mũi tên đỏ)



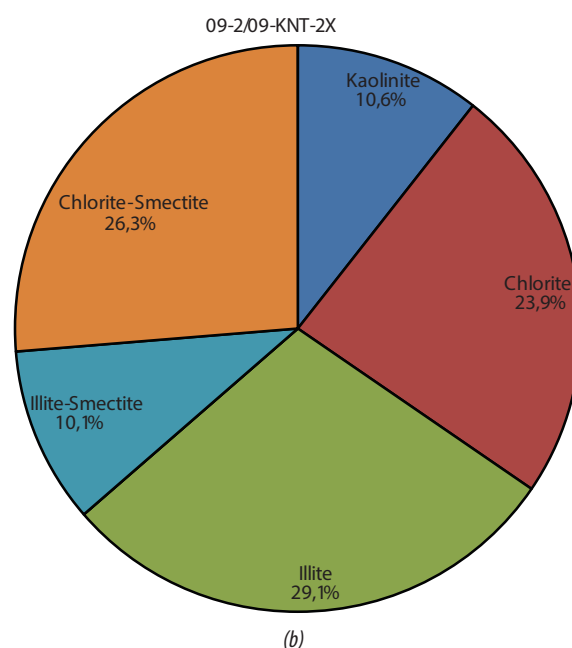
Hình 14. Phân loại cát kết với thành phần matrix <15% [4] giếng khoan 09-2/09-KNT-2X



Hình 15. Kết quả phân tích thạch học giếng khoan 09-2/09-KNT-2X



(a)

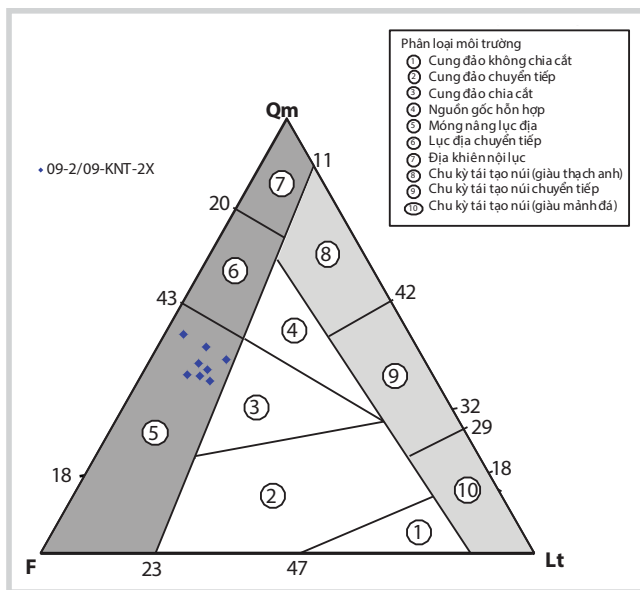


(b)

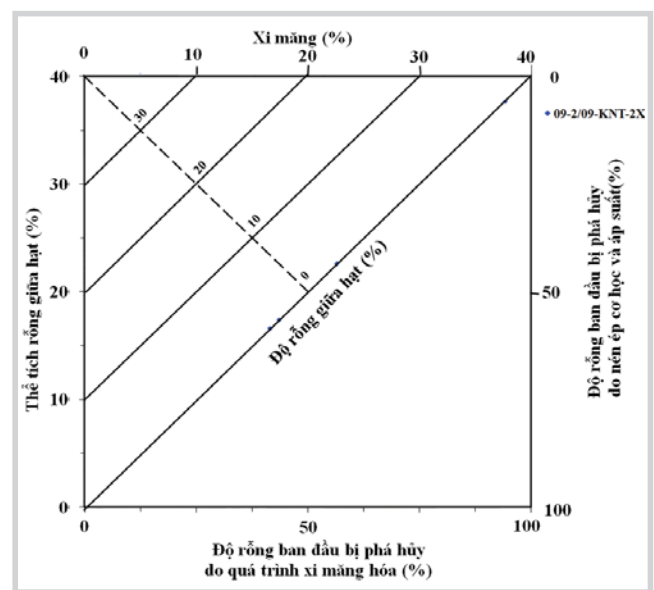
Hình 16. Kết quả phân tích XRD cho toàn bộ đá (a) và cho khoáng vật sét (b) giếng khoan 09-2/09-KNT-2X

trầm tích. Cát kết được phân loại hầu hết là cát kết arkose (Hình 14) với kích thước hạt và chọn lọc trung bình. Đá chứa phong phú các loại mảnh đá như granite và hiếm gặp các loại mảnh đá khác. Cát kết của tập trầm tích F tại khu vực này tương đối sạch; trong đó lượng vật chất đồng trầm tích cũng hiện diện rất ít hoặc vắng mặt (Hình 15). Khoáng vật thứ sinh phổ biến là zeolite (phổ biến 10 - 20%, đôi khi 60%) với ít calcite (~ 2%) và khoáng vật sét (~ 5%). Các thành tạo phun trào dolerite và basalt tại đây cũng bị phong hóa mạnh bởi khoáng vật sét đặc biệt là chlorite. Từ các đặc tính về thành phần và kiến trúc, có thể xác định lớp trầm tích này được cung cấp từ các đợt trầm tích mảnh vụn xen kẽ với các đợt magma phun trào, đây

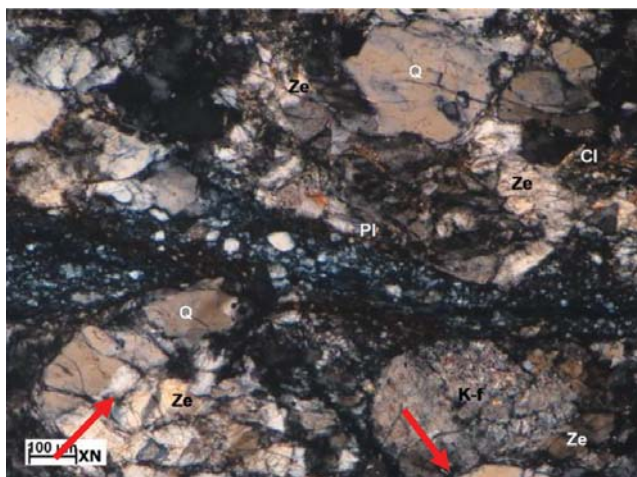
chính là nguyên nhân gây ra sự biến đổi nhiệt dịch và hình thành zeolite trong những cát kết. Kết quả phân tích XRD cho toàn bộ đá của các thành tạo trầm tích tập F tại giếng 09-2/09-KNT-2X chứa một hàm lượng rất lớn zeolite (trung bình ~30%); là nguyên nhân làm cho độ rỗng nguyên sinh giữa các hạt bị phá hủy nghiêm trọng. Kết quả phân tích XRD cho khoáng vật sét (Hình 16b) cho thấy chủ yếu là sét chlorite và illite với ít kaolinite, illite - smectite, chlorite - smectite. Smectite không xuất hiện trong tập F này. Hỗn hợp chlorite - smectite và chlorite có khuynh hướng tăng từ trên xuống trong khi kaolinite có khuynh hướng giảm; điều này có thể kết luận rằng smectite và kaolinite đã bị biến đổi thành chlorite - smectite, chlorite. Từ các kết quả



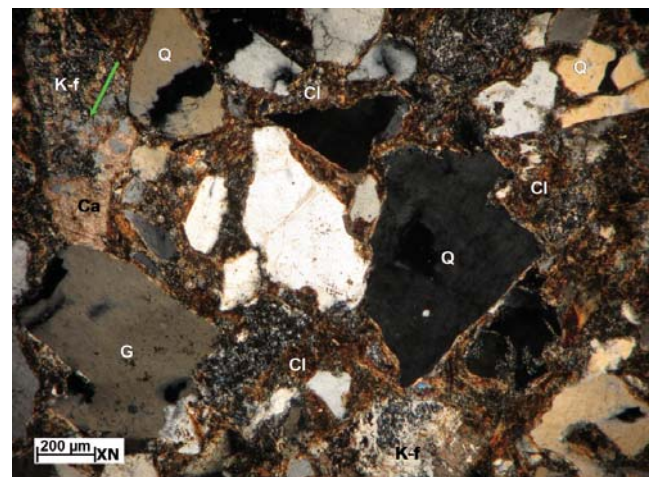
Hình 17. Nguồn gốc thành phần trầm tích trong bối cảnh kiến tạo [6] giếng khoan 09-2/09-KNT-2X



Hình 18. Mối liên hệ giữa quá trình xi măng và nén ép tới việc giảm độ rỗng nguyên sinh của cát kết [1] giếng khoan 09-2/09-KNT-2X



Hình 19. Ảnh thạch học độ sâu 4.030m giếng khoan 09-2/09-KNT-2X: Cát kết arkose hạt trung bình, chọn lọc trung bình. Độ rỗng nguyên sinh giữa các hạt bị mất hoàn toàn do zeolite. Độ rỗng còn lại phần lớn là rỗng thứ sinh - nứt nẻ (mũi tên đỏ)



Hình 20. Ảnh thạch học độ sâu 4.030m giếng khoan 09-2/09-KNT-2X: Cát kết feldspathic greywacke hạt trung bình, chọn lọc kém. Độ rỗng nguyên sinh giữa các hạt bị mất hoàn toàn do vật chất đông trầm tích

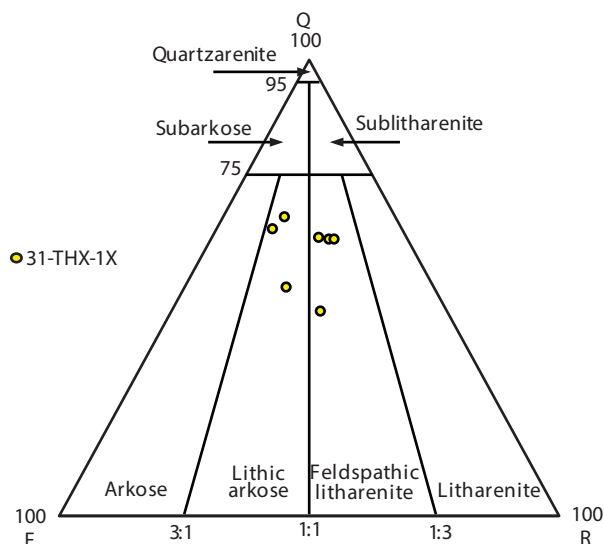
này kết luận đã bước vào giai đoạn tạo đá muộn ($T = 70 - 100^{\circ}\text{C}$). Từ các đặc tính về thành phần và kiến trúc, có thể xác định trầm tích tập F tại giếng 09-2/09-KNT-2X được thành tạo bởi các đợt trầm tích xen kẽ với các đợt phun trào. Vật liệu trầm tích được vận chuyển chưa quá xa nguồn cung cấp với độ hạt có khuynh hướng mịn dần lên và được trầm tích trong môi trường lòng máng sông, đồng bằng ngập lụt và đầm hồ. Hình 17 cho thấy trầm tích tập F tại giếng 09-2/09-KNT-2X có nguồn gốc móng nâng lục địa. Độ rỗng của trầm tích tập F tại khu vực này bị giảm mạnh là do khoáng vật thứ sinh đặc biệt là zeolite, một phần calcite, khoáng vật sét và hơn thế nữa là do vật chất đông trầm tích. Ngoài ra hệ thống rỗng - thấm của giếng này bị giảm mạnh do các đai mạch phun trào doler-

ite và các lớp sét xen kẽ. Hình 18 cho thấy nguyên nhân làm giảm độ rỗng nguyên sinh của tập trầm tích này là xi măng và do sự nén ép (40 - 60%). Độ rỗng hữu dụng của khu vực này phần lớn là rỗng nứt nẻ, do hoạt động kiến tạo. Tuy nhiên, kết quả phân tích lát mỏng thạch học dưới kính hiển vi phân cực xác định không chính xác do diện tích mẫu nhỏ.

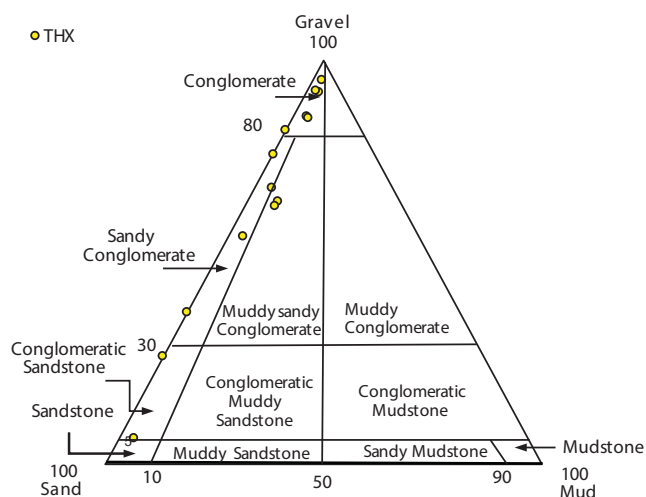
2.4. Khu vực rìa phía Nam bể Cửu Long

Tại khu vực rìa phía Nam bể Cửu Long, trầm tích tập F - hệ tầng Trà Cú tại giếng khoan 31-THX-1X được đặc trưng với mặt phản xạ mạnh đến trung bình; rất nghèo hóa thạch, phát triển từ các trầm tích đồng bằng sông đến đồng bằng ven bờ. Thành tạo trầm tích tại giếng khoan

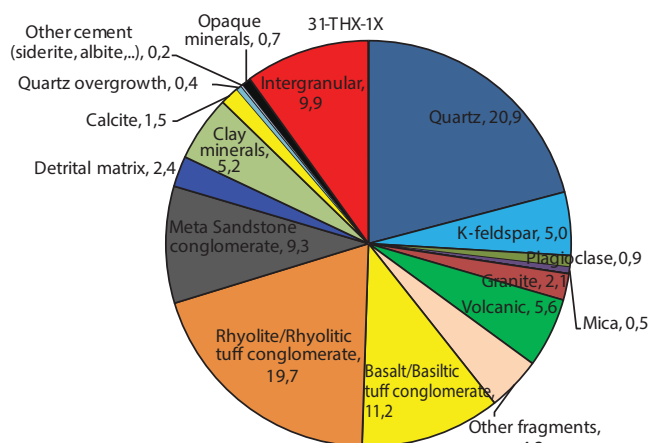
31-THX-1X là một lớp cát kết arkose (Hình 21) hạt trung bình xen kẽ với các lớp cuội sạn đa khoáng (Hình 22). Đá chứa nhiều mảnh đá có kích thước cát đến cuội (> 2mm) gồm các mảnh granite, rhyolite, basalt, cát kết, quartzite, mảnh đá silic và mảnh đá phiến. Hạt vụn có độ mài tròn tốt, độ chọn lọc kém. Hàm lượng khoáng vật sét đồng trầm tích ít; trong khi đó thành phần hạt vụn kích cỡ cát đôi khi đóng vai trò như xi măng gắn kết (matrix) của cuội kết. Xi măng và khoáng vật thứ sinh với hàm lượng thấp chủ yếu là calcite, kaolinite, chlorite và khoáng vật sét khác. Thành phần khoáng vật sét (Hình 24b) chủ yếu là chlorite, tiếp theo là illite, kaolinite và chlorite - smectite; không có sự xuất hiện của smectite. Càng xuống sâu, kaolinite càng có khuynh hướng tăng dần; trong khi chlorite và hỗn hợp illite - smectite giảm dần. Tuy nhiên, xu hướng tăng giảm của các khoáng vật sét này không theo quy luật



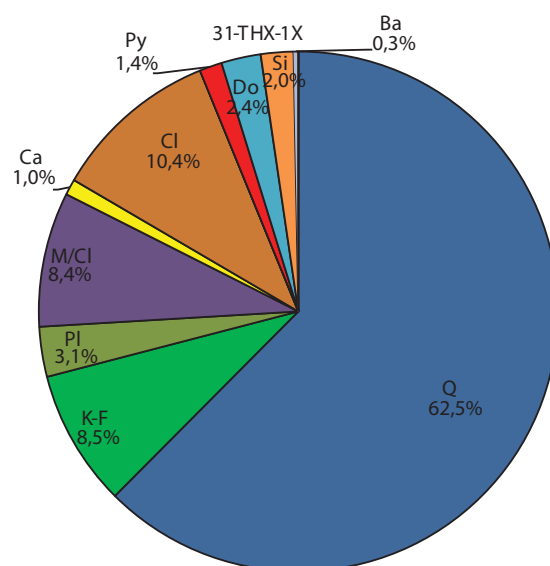
Hình 21. Phân loại cát kết với thành phần matrix <15% [4] giếng khoan 31-THX-1X



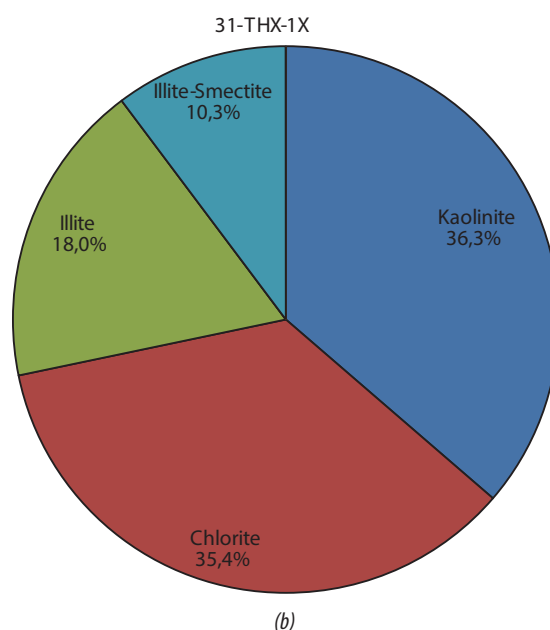
Hình 22. Phân loại cuội kết/cát kết/sét kết [5] giếng khoan 31-THX-1X



Hình 23. Kết quả phân tích thạch học giếng khoan 31-THX-1X

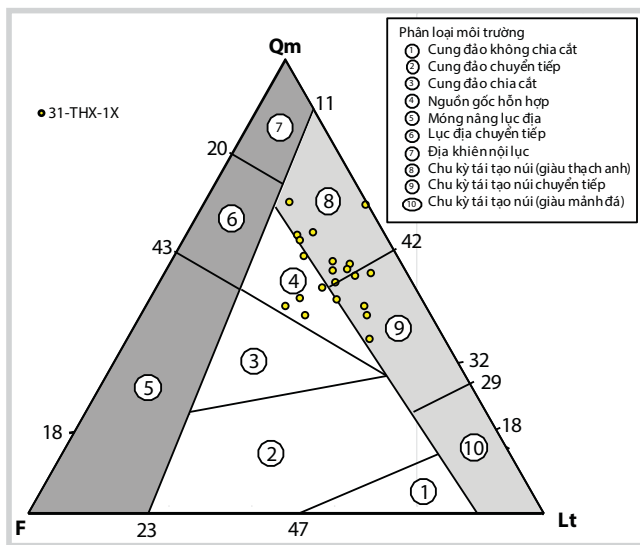


(a)

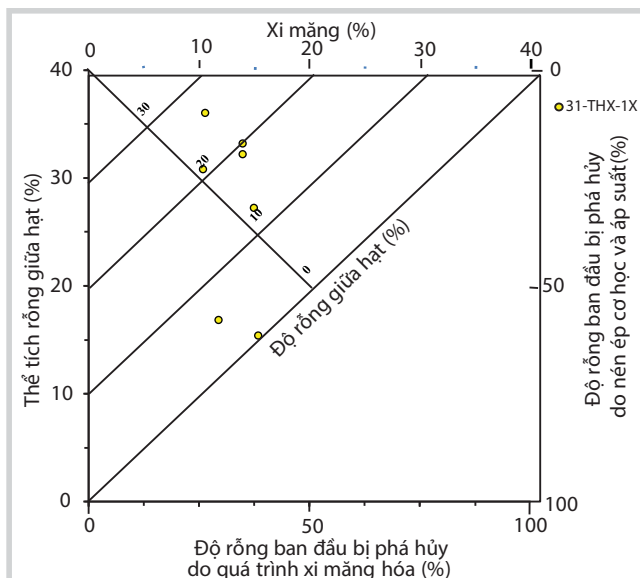


(b)

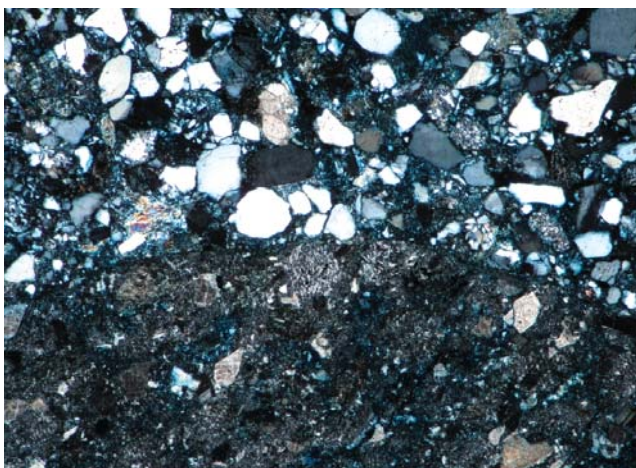
Hình 24. Kết quả phân tích XRD cho toàn bộ đá (a) và khoáng vật sét (b) tại giếng khoan 31-THX-1X



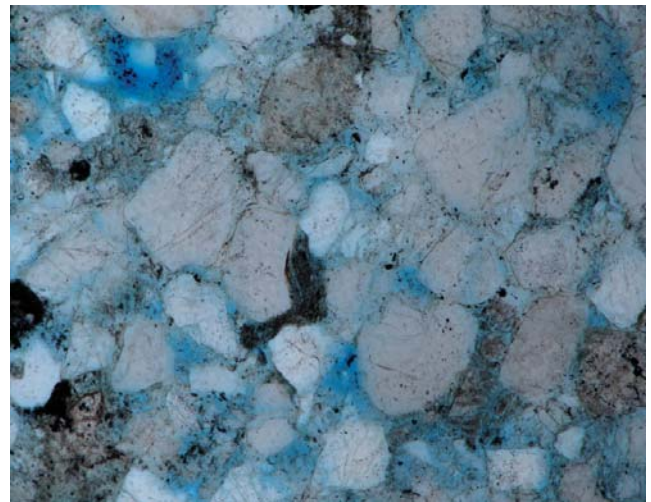
Hình 25. Nguồn gốc thành phần trầm tích trong bối cảnh kiến tạo [6] tại giếng khoan 31-THX-1X



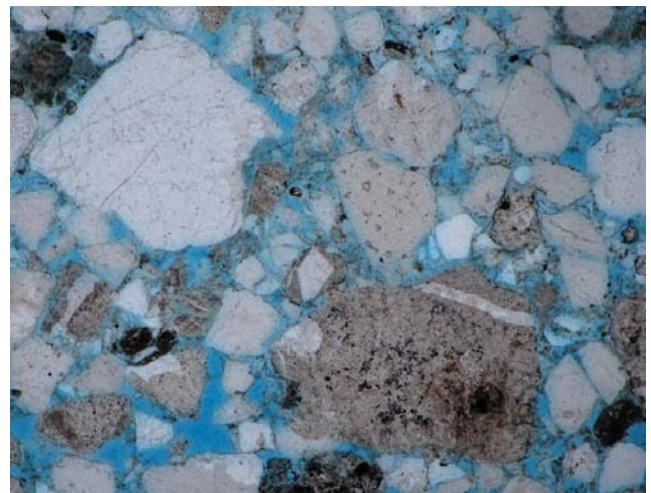
Hình 26. Mối liên hệ giữa quá trình xi măng hóa và nén ép tới việc giảm độ rỗng nguyên sinh của cát kết [1] tại giếng khoan 31-THX-1X



Hình 27. Ảnh thạch học độ sâu 2.135m - Giếng khoan 31-THX-1X
Sandy conglomerate (grain-supported) chứa nhiều mảnh đá phun trào kích thước cuội



(a)



(b)

Hình 28. Ảnh thạch học độ sâu 2.109,5m (a) và 2.124m (b) giếng khoan 31-THX-1X
Độ rỗng phân lớn hiện diện trong phần cát kết (matrix)

của độ sâu trong chôn vùi, mà bị ảnh hưởng bởi sự hiện diện của khoáng vật và mảnh đá tạo đá. Hình 25 cho thấy trầm tích tập F tại giếng khoan 31-THX-1X có nguồn gốc cung đảo magma và liên quan đến các chu kỳ tạo núi. Độ rỗng của tập trầm tích này phân bố không đồng nhất, chủ yếu xuất hiện trong phần cát kết rỗng giữa hạt. Hình 26 cho thấy rỗng nguyên sinh của tập trầm tích này bị giảm do quá trình xi măng (~ 20 - 30%) và quá trình nén ép (trong một dải rộng từ 10 - 60%).

3. Kết luận

Các thành tạo trầm tích tập F tại bể Cửu Long chủ yếu là cát kết xen kẽ với cuội kết, bột kết, sét kết cùng với các thành tạo trầm tích phun trào (tuff) và đá phun trào/á phun trào. Môi trường trầm tích chủ yếu môi trường lục địa như đồng bằng sông năng lượng cao, hồ nước ngọt ít khi xen lẫn đồng bằng ven bờ (khu

vực phía rìa Nam - giếng 31-THX-1X). Cát kết tương đối sạch được phân loại chủ yếu là arkose, lithic arkose, đôi khi là feldspathic greywacke chứa nhiều vật chất đồng trầm tích.

Các thành tạo trầm tích tập F tại bể Cửu Long có nguồn gốc móng nâng lục địa và nguồn gốc cung đảo magma và ít liên quan đến chu kỳ tạo núi, trong đó các mảnh đá magma phun trào và magma xâm nhập rất phong phú.

Độ rỗng của trầm tích tập F phân bố không đồng nhất trong toàn bể Cửu Long, độ rỗng nguyên sinh giữa các hạt bị phá hủy mạnh do các khoáng vật nhiệt dịch như zeolite, calcite, thạch anh thứ sinh và khoáng vật sét. Tuy nhiên, độ rỗng toàn phần của cát kết tại khu vực này một phần gia tăng bởi rỗng thứ sinh do sự hòa tan các khoáng vật không bền vững và rỗng nứt nẻ do hoạt động kiến tạo. Độ rỗng tốt nhất của thành tạo trầm tích F tại bể Cửu Long tập trung tại các cấu tạo (Sư Tử Trắng) ở phía Bắc phần trung tâm bể và khu vực rìa phía Nam (giếng 31-THX-1X). Trong khi đó, độ rỗng nguyên sinh giữa các hạt trong các thành tạo trầm tích tại khu vực rìa phía Tây (giếng 15-1-LDV-1X) và khu vực phía Đông (giếng 09-2/09-KNT-2X) gần như bị phá hủy hoàn toàn do zeolite, calcite, thạch anh thứ sinh và khoáng vật sét. Độ rỗng tồn tại ở các khu vực này là rỗng thứ sinh như rỗng trong hạt do sự hòa tan các khoáng vật không bền vững và rỗng nứt nẻ do hoạt động kiến tạo.

Tài liệu tham khảo

1. David W. Houseknecht. *Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones*. AAPG Bullentin. 1987; 71(6): p. 633 - 642.
2. F.J. Pettijohn. *Sedimentary rocks*. Harper & Row. 1975.
3. Maurice Tucker. *Techniques in sedimentology*. Department of Geological Sciences. 1988.
4. Robert L. Folk. *Petrology of Sedimentary Rocks*. Hemphill Publishing Company. 1980.
5. Robert L. Folk, Peter B. Andrews & D. W. Lewis. *Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand*. New Zealand Journal of Geology and Geophysics. 1970.
6. William Dickinson. *Interpreting provenance relations from detrital modes of sandstones*. Department of Geosciences. 1985.
7. Viện Dầu khí Việt Nam. *Atlas địa tầng bể Cửu Long*. 2016.
8. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu sự phân bố, đặc điểm môi trường trầm tích và dự báo chất lượng đá chứa trầm tích E, F và cổ hơn Oligocen trong bể trầm tích Cửu Long*. 2014.
9. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007.

Forming provenance, secondary alteration and reservoir property of Early Oligocene F sequence sediments, Tra Cu formation, Cuu Long basin

Bui Thi Ngoc Phuong, Le Thi Thu Hang
Vietnam Petroleum Institute
Email: phuongbtn@vpi.pvn.vn

Summary

The paper aggregated the results of seismic stratigraphy, bio-stratigraphy and petrography studies of Early Oligocene F sequence sediments, Tra Cu formation in Cuu Long basin. On that basis, the authors drew conclusions on the detailed lithological characteristics, depositional environment, origin of rock formation, post-depositional alternation and their effect on the reservoir quality.

Key words: Provenance, secondary alteration, reservoir property, F sequence, Cuu Long basin.

PHƯƠNG PHÁP MINH GIẢI TÀI LIỆU ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN ĐỐI VỚI CÁC VỈA CÁT SÉT PHÂN LỚP MỎNG

ThS. Bùi Thiệu Sơn, ThS. Cao Hữu Bình
TS. Phùng Văn Hải, ThS. Nguyễn Đức Đồng
KS. Phan Thanh Lợi

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)
Email: haipv@pvep.com.vn

Tóm tắt

Bài viết giới thiệu kinh nghiệm, phương pháp luận minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan đối với các vỉa cát sét phân lớp mỏng và có điện trở suất thấp dựa trên các tài liệu thu được từ giếng khoan như: wireline, FMI, 3D induction resistivity, MDT/RCI, mẫu lõi và áp suất mao dẫn.

Từ khóa: Địa vật lý giếng khoan, phân lớp mỏng, điện trở suất thấp, Thomas-Stieber, Tensor (3D induction resistivity), FMI, áp suất mao dẫn.

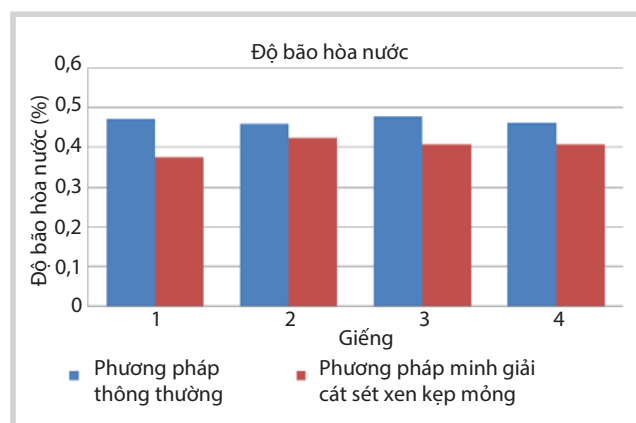
1. Giới thiệu

Trong quá trình đánh giá, minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan, việc tính toán các thông số vỉa của các mỏ có vỉa cát sét phân lớp mỏng gặp nhiều khó khăn do điện trở suất thành hệ thấp hơn điện trở thật của vỉa, dẫn đến tín hiệu bị sai lệch trong quá trình đo đạc. Từ đó, việc xác định các thông số vỉa như độ rỗng, độ bão hòa nước và chiều dày cát hiệu dụng chưa đúng với tính chất của vỉa. Vì vậy, cần áp dụng các phương pháp phân tích, minh giải để đánh giá chính xác các vỉa cát sét phân lớp mỏng (Hình 1, 2, 3).

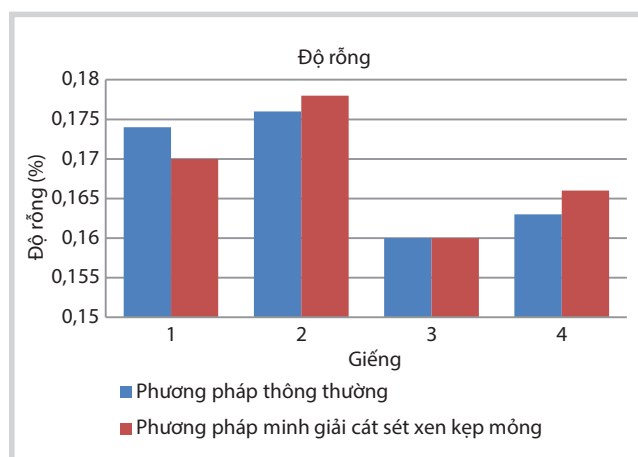
Cát sét phân lớp mỏng bao gồm các phân lớp địa chất mỏng có bề dày < 24inch. Theo địa vật lý giếng khoan, phân lớp mỏng là đơn vị trầm tích có độ dày nhỏ hơn độ phân giải dọc của các thiết bị đo tiêu chuẩn, ví dụ gamma ray, mật độ, neutron, điện trở, âm học... [1] (Hình 4).

2. Cơ sở lý thuyết trầm tích cát sét phân lớp mỏng và phương pháp minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan

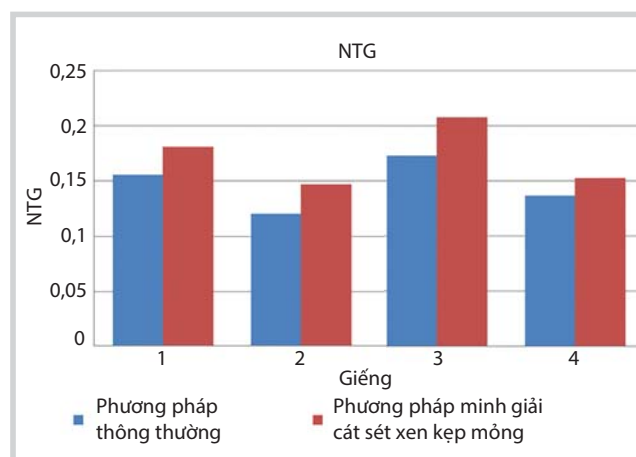
Đối với các tập trầm tích phân lớp mỏng, sét ảnh hưởng đến các thông số vỉa (Hình 6).



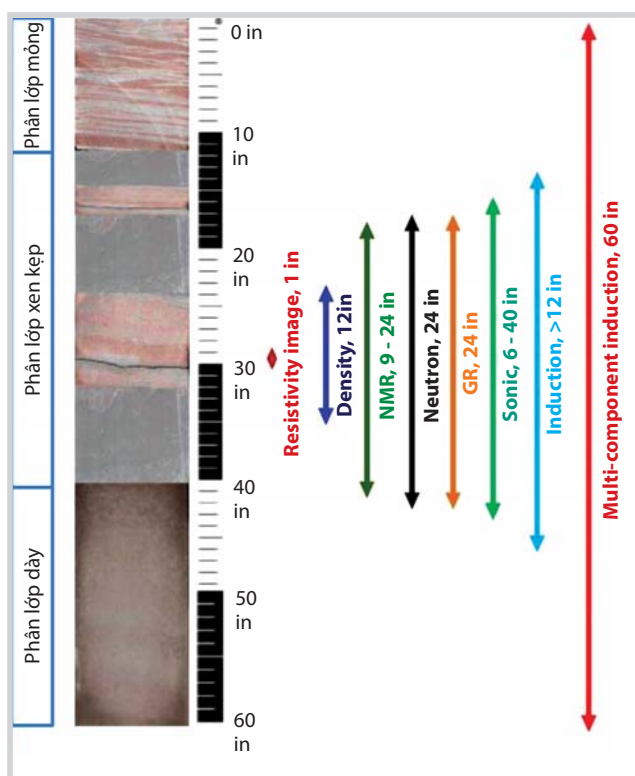
Hình 2. Kết quả minh giải độ bão hòa nước bằng phương pháp thông thường và phương pháp cát sét phân lớp mỏng



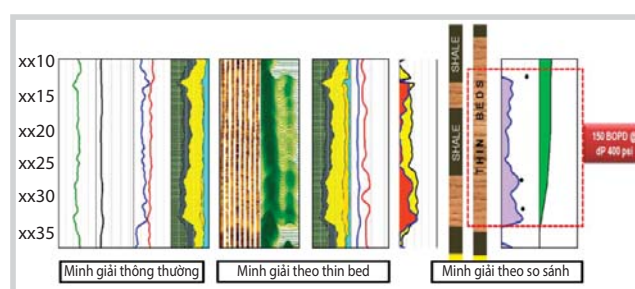
Hình 1. Kết quả minh giải độ rỗng bằng phương pháp thông thường và phương pháp cát sét phân lớp mỏng



Hình 3. Kết quả minh giải NTG bằng phương pháp thông thường và phương pháp cát sét phân lớp mỏng



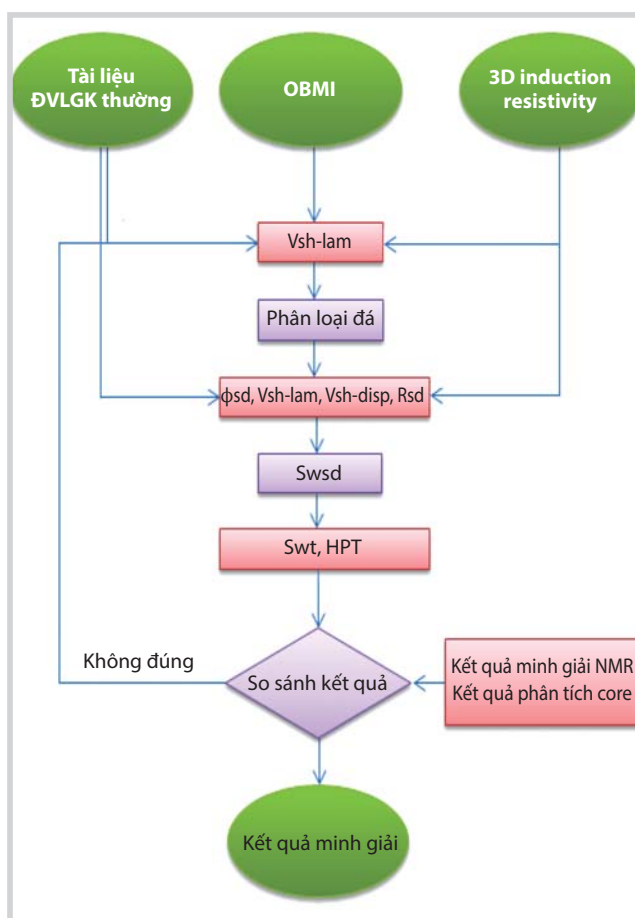
Hình 4. Độ phân giải các thiết bị đo trong giếng khoan



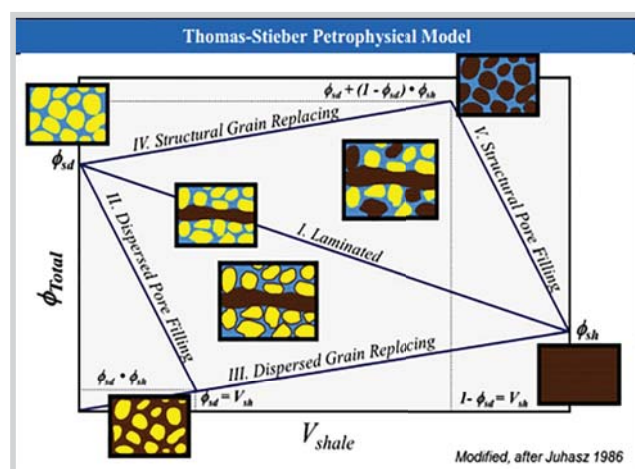
Hình 5. Kết quả minh giải thông thường và minh giải bằng các phương pháp áp dụng cho vỉa cát sét phân lớp mỏng

Cát sạch	Sét phân lớp	Sét cấu trúc	Sét xâm tán
Porosity	Porosity	Porosity	Porosity Shale
Quartz	Quartz Shale	Quartz Shale	Quartz

Hình 6. Sự phân bố sét trong cát kết và sự ảnh hưởng đến độ rỗng



Hình 7. Các phương pháp minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan cho vỉa cát sét phân lớp mỏng



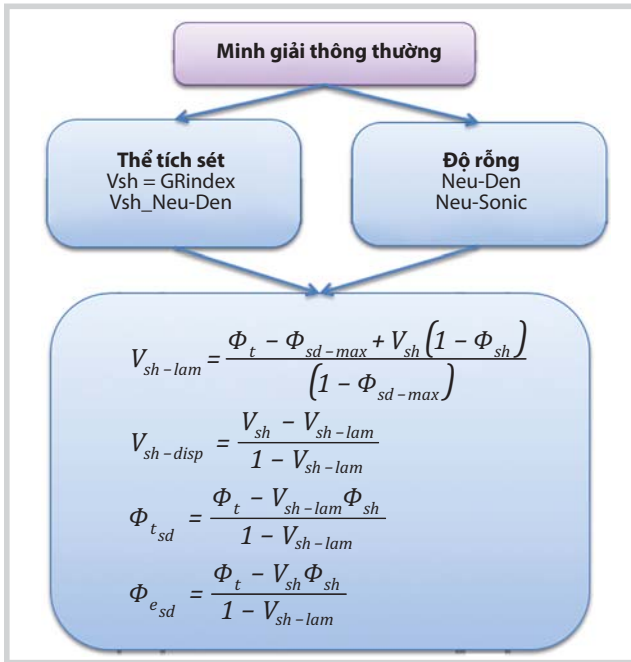
Hình 8. Thomas-Stieber's cross plot

Các phương pháp minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan cho vỉa cát sét phân lớp mỏng được thể hiện trong Hình 7.

2.1. Phương pháp Thomas-Stieber

Việc xác định thành phần, thể tích sét phân lớp và sét xâm tán, độ rỗng cát được xây dựng theo phương pháp Thomas-Stieber [2, 3] (Hình 8).

Workflow minh giải theo phương pháp Thomas-Stieber.



Trong đó:

GR_{index} : Chỉ số gamma ray;

V_{sh} : Thể tích sét;

V_{sh-lam} : Thể tích sét phân lớp;

$V_{sh-disp}$: Thể tích sét xâm tán;

Φ_t : Độ rỗng tổng;

Φ_{sd-max} : Độ rỗng lớn nhất của cát;

Φ_{sh} : Độ rỗng của sét;

$\Phi_{t_{sd}}$: Độ rỗng tổng của cát;

$\Phi_{e_{sd}}$: Độ rỗng hiệu dụng của cát.

Việc xác định độ bão hòa nước đối với các vỉa cát sét phân lớp mỏng được tính thông qua các phương pháp sau:

Archie

$$S_{w_{sd}}^n = \frac{a \times R_w}{\phi_{sd}^m \times R_t}$$

Waxman-Smits

$$R_t = \frac{R_w}{S_{w_{sd}}^{n^*} \phi_{sd}^{m^*} \left(1 + R_w B \frac{Q_v}{S_w}\right)}$$

Dual Water

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_{sd}^{m^*} S_{w_{sd}}^{n^*}}{a} \left[\frac{1}{R_w} + \frac{S_{wb}}{S_{w_{sd}}} \left(\frac{1}{R_{wb}} - \frac{1}{R_w} \right) \right]$$

$$S_{wb} = \frac{V_{sh-disp} \phi_{sh}}{\phi_{sd}}$$

$$R_{wb} = \frac{\phi_{sh}^{m^*} R_{sh}}{a}$$

Độ bão hòa nước tổng được tính như sau:

$$S_{wt} = \frac{S_{w_{sd}} \phi_{sd} (1 - V_{sh-lam}) + V_{sh-lam} \phi_{sh}}{\phi_t}$$

Trong đó:

a, m, n, m^*, n^* : Hệ số Archie;

Q_v : Volumetric CEC;

B : Equivalent Cationic Conductance of a Sodium Ion;

S_{wb} : Độ bão hòa nước màng bao trong 1 đơn vị cát;

R_w : Điện trở suất của nước;

R_{wb} : Điện trở suất nước màng bao.

Tuy nhiên, các vỉa cát sét phân lớp có điện trở suất thấp dẫn đến khó tính toán chính xác độ bão hòa nước. Phương pháp Thomas-Stieber chỉ có thể xác định được thành phần sét và độ rỗng cát.

2.2. Phương pháp hình ảnh từ dung dịch khoan gốc dầu (OBMI-Oil base mud image)

Dựa trên điện trở suất thẩm rửa R_{xo} để tính thể tích sét phân lớp, từ đó tính được các thông số về độ rỗng cát. Tuy nhiên, kết quả tính toán độ bão hòa nước vẫn gặp khó khăn do việc xác định điện trở suất của vỉa trong trường hợp vỉa có điện trở suất thấp.

2.3. Phương pháp cảm ứng điện trở suất 3D (3D Induction resistivity)

Với phương pháp này, ngoài việc minh giải trên các đường cong địa vật lý giếng khoan thu được từ wireline, cần phải đo thêm điện trở suất ngang và điện trở suất dọc của vỉa dựa trên các thiết bị đo điện trở 3D induction [4 - 7] (Hình 9).

Klein's plot được xây dựng trên nguyên tắc sau:

$$R_v = F_{sand} R_{sand} + F_{shale} R_{sh_v}$$

$$1/R_h = F_{sand}/R_{sand} + F_{shale}/R_{sh_h}$$

$$1 = F_{sand} + F_{shale}$$

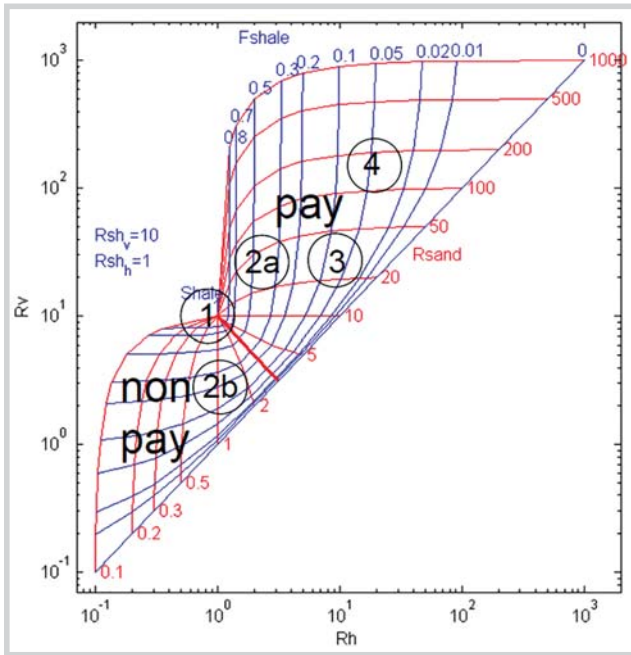
$$F_{sand} = V_{sd}/(1 - \phi_e)$$

$$F_{shale} = V_{sh}/(1 - \phi_e)$$

Trong đó:

R_{sh_h} : Điện trở suất sét ngang;

R_{sh_v} : Điện trở suất sét dọc.



Hình 9. Klein's plot (Điểm 1: sét bất đẳng hướng, 2a: vỉa cát/sét chứa sản phẩm, 2b: vỉa cát/sét không chứa sản phẩm, 3: kích thước hạt biến đổi mạnh, 4: đá vôi chặt sét)

Từ đó xác định được thể tích sét phân lớp và điện trở suất của cát dựa trên bộ phương trình sau:

$$\frac{1}{R_h} = \frac{V_{sh-lam}}{R_{shh}} + \frac{1 - V_{sh-lam}}{R_{sd}}$$

$$V_{sh-lam} R_{shv} + (1 - V_{sh-lam}) R_{sd}$$

Trong đó:

R_h : Điện trở suất ngang đo được từ thiết bị 3D induction;

R_v : Điện trở suất dọc đo được từ thiết bị 3D induction;

R_{shh} : Điện trở suất ngang của sét đo được từ mẫu core;

R_{shv} : Điện trở suất dọc của sét đo được từ mẫu core.

Tiếp theo có thể tính được thể tích sét xâm tán, độ rỗng của cát như sau:

$$V_{sh-disp} = \frac{V_{sh} - V_{sh-lam}}{1 - V_{sh-lam}}$$

$$\phi_{tsd} = \frac{\phi_t - V_{sh-lam} \phi_{sh}}{1 - V_{sh-lam}}$$

$$\phi_{esd} = \frac{\phi_t - V_{sh} \phi_{sh}}{1 - V_{sh-lam}}$$

Việc xác định được điện trở suất của cát giúp cho việc tính độ bão hòa nước chính xác hơn, từ đó sẽ xây dựng được các phương pháp sau:

Archie

$$S_{w_{sd}}^n = \frac{a \times R_w}{\phi_{sd}^m \times R_{sd}}$$

Waxman-Smiths

$$R_{sd} = \frac{R_w}{S_w^{n^*} \phi_{sd}^{m^*} \left(1 + R_w B \frac{Q_v}{S_w}\right)}$$

Dual Water

$$\frac{1}{R_{sd}} = \frac{\phi_{sd}^{m^*} S_{w_{sd}}^{n^*}}{a} \left[\frac{1}{R_w} + \frac{S_{wb}}{S_{wa}} \left(\frac{1}{R_{wb}} - \frac{1}{R_w} \right) \right]$$

$$S_{wb} = \frac{V_{sh-disp} \phi_{sh}}{\phi_{sd}}$$

$$R_{wb} = \frac{\phi_{sh}^{m^*} R_{sh}}{a}$$

Độ bão hòa nước tổng được xác định bằng công thức:

$$S_{wt} = \frac{S_{w_{sd}} \phi_{sd} (1 - V_{sh-lam}) + V_{sh-lam} \phi_{sh}}{\phi_t}$$

Phương pháp Tensor model giúp tính toán độ bão hòa nước chính xác hơn so với việc sử dụng điện trở của cát.

Việc sử dụng thiết bị đo điện trở suất ngang và dọc vẫn gặp nhiều khó khăn. Nhưng nếu có các thí nghiệm mẫu lõi đặc biệt và xác định được ranh giới dầu nước (Free water level) thì phương pháp Leverret J (Saturation height/ P_c modeling) có thể dễ dàng tính toán độ bão hòa nước.

Trong trường hợp có mẫu lõi và thực hiện thí nghiệm về áp suất mao dẫn, độ bão hòa nước được xác định theo công thức sau [8]:

$$P_{c_{res(gas-water)}} = \frac{P_{c_{lab(air-water)}}}{\sigma \cos \theta_{lab(air-water)}} \times \sigma \cos \theta_{res(gas-water)}$$

$$J = 0,216 \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

$$P_c = (G_w - G_o) h$$

$$S_{wJ} = \left(\frac{a}{0,216} \times \frac{\sigma \cos \theta}{P_c} \sqrt{\frac{\phi}{K}} \right)^{1/b}$$

Trong đó:

P_c : Áp suất mao dẫn;

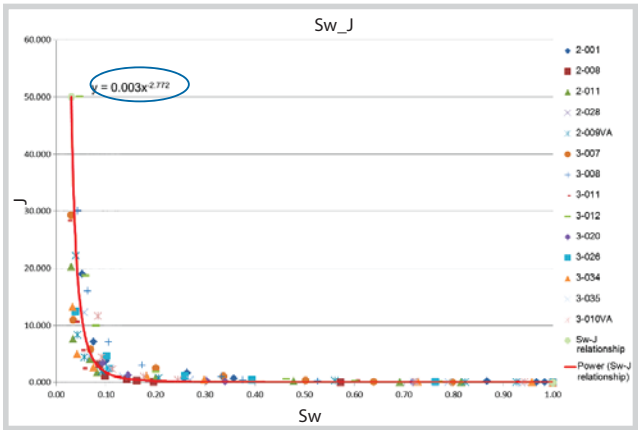
K : Độ thấm;

Φ : Độ rỗng;

$\sigma \cos \theta$: Sức căng góc dính ướt;

G_w : Gradient nước;

G_o : Gradient dầu tại h (Free water level).



Hình 10. Đồ thị J và độ bão hòa nước

3. Ứng dụng minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan mỏ X

Nhóm tác giả ứng dụng các phương pháp minh giải tài liệu địa vật lý giếng khoan mỏ X (Bảng 1 và 2). Tài liệu mẫu lõi của giếng α (Hình 11) cho thấy vỉa cát kết phân lớp mỏng có nơi rất mỏng, do đó tính toán thể tích sét bằng gamma ray kém hiệu quả hơn so với sử dụng Neu-Den và thể tích sét tính toán dựa trên điện trở thẩm nhiễm R_{xo} thu được từ FMI.

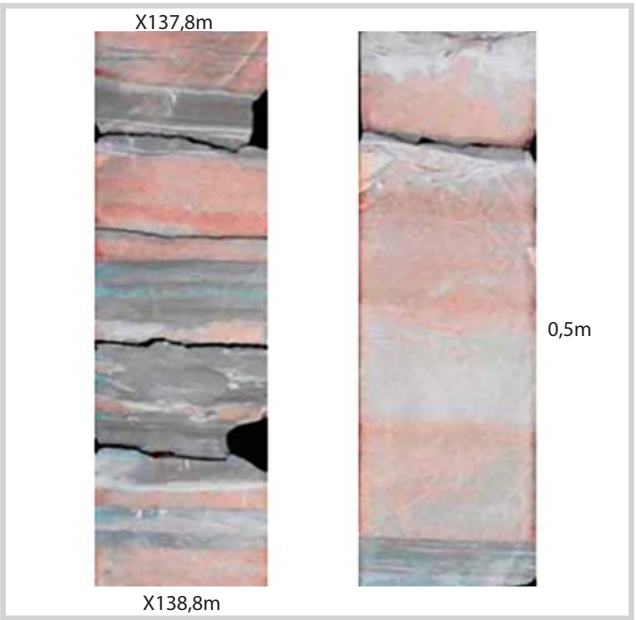
Bảng 1. Tài liệu giếng α mỏ X

Dữ liệu	Giếng: α	Đơn vị
Gamma ray	✓	GAPI
Apparent resistivity	✓	Ohm-m
Density	✓	g/cc
Neutron	✓	V/V
Rt-Scanner	✓	Ohm-m
Mẫu lõi	✓	-
Ảnh mẫu lõi	✓	-

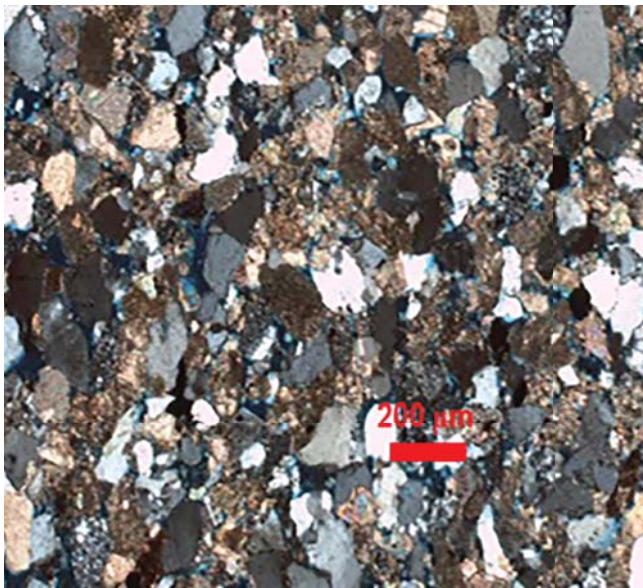
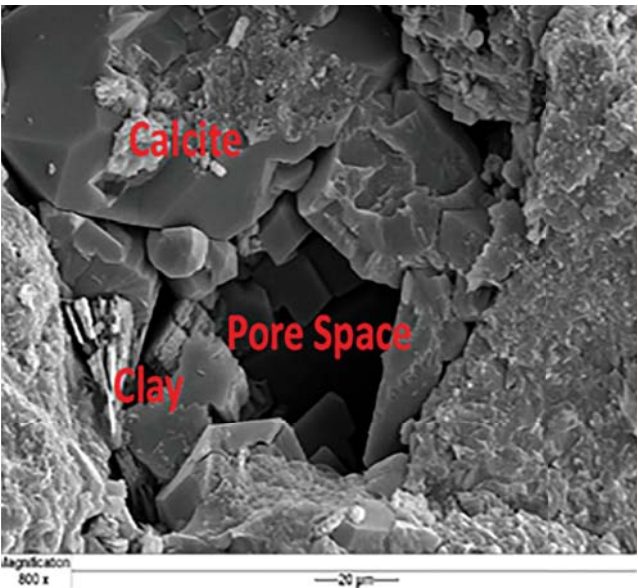
Bảng 2. Thông số đầu vào các giếng mỏ X

Thông số đầu vào	Giếng: α	Đơn vị
GR_{sh}	20	GAPI
GR_{sd}	72	GAPI
a	1	[-]
m	2,1	[-]
n	2	[-]
Điện trở suất của sét (R_{sh})	2,45	Ohm-m
Điện trở suất ngang của sét được đo trên mẫu lõi (R_{shh})	2,45	Ohm-m
Điện trở suất dọc của sét được đo trên mẫu lõi (R_{shv})	3,5	Ohm-m
Φ_{sh}	0,13	%
Nồng độ muối	35.000	ppm

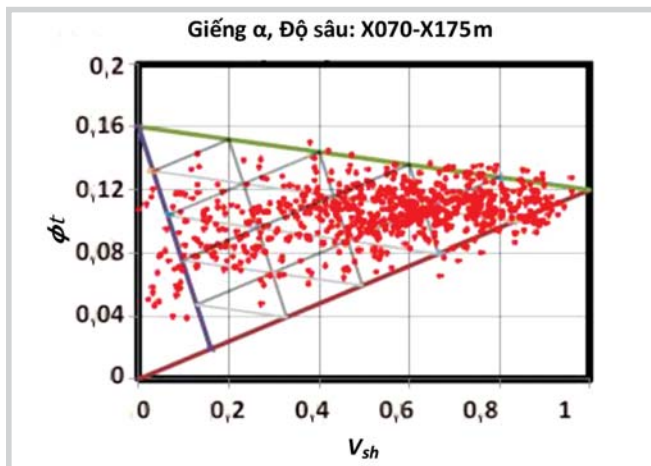
Với độ rỗng lớn nhất của cát Φ_{sd-max} từ 14 đến 20%



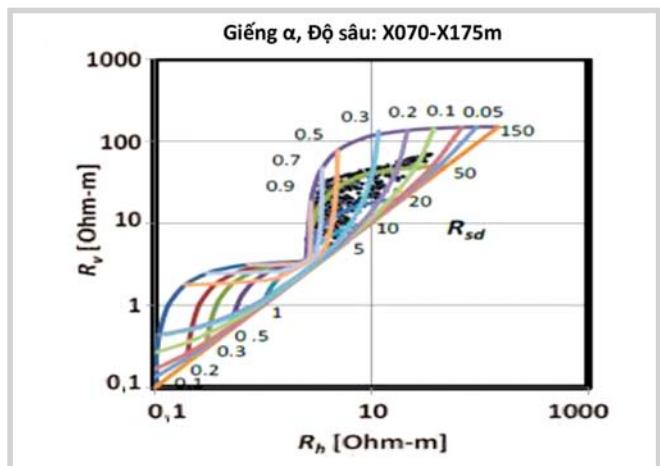
Hình 11. Hình mẫu lõi giếng α



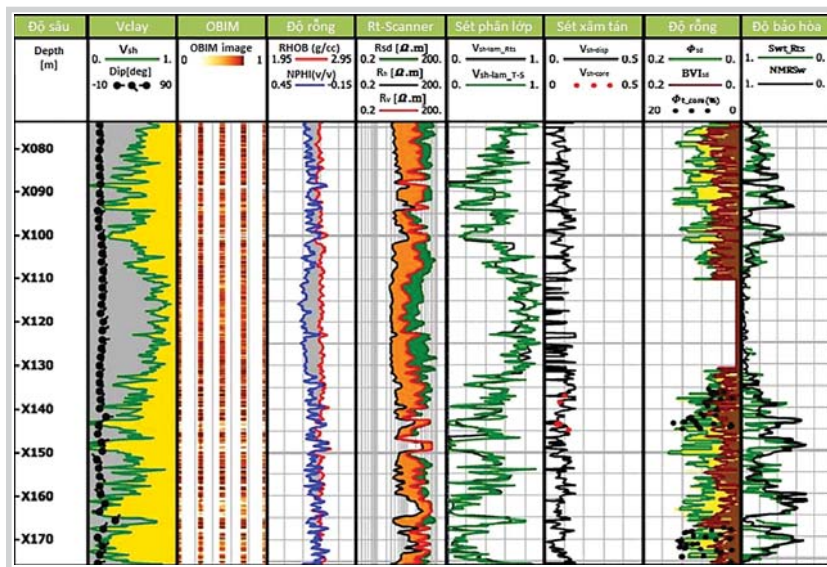
Hình 12. Thành phần khoáng vật ảnh SEM và dưới kính hiển vi



Hình 13. Thomas-Stieber giếng alpha



Hình 14. Klein's plot giếng alpha



Hình 15. Kết quả minh giải giếng alpha

Hình 12 cho thấy có 2 thành phần khoáng vật là clay và calcite, từ đó giúp lựa chọn phương pháp double indicator là Neu-Den để tính độ rỗng tổng theo phương pháp Thomas-Stieber.

Phương pháp Thomas-Stieber (Hình 13) cho thấy ở độ sâu từ X070 đến X175 có > 80% là sét phân lớp (laminated shale), gần 18% là sét xâm tán (dispersed shale).

Dựa trên Klein's plot (Hình 14) có thể xác định được đa phần sét đồng hướng (isotropic shale) và khoảng độ sâu 5m là một vỉa sản phẩm dầu khí.

Kết quả minh giải giếng alpha mở X theo phương pháp Thomas-Stieber và Tensor model (Hình 15) nhận thấy thể tích sét phân lớp (laminar shale) được tính toán theo 2 phương pháp bằng nhau. Thể tích sét xâm tán (dispersed shale) bằng với phân tích từ mẫu lõi.

Kết quả minh giải độ rỗng bằng phần mềm cũng gần bằng phân tích từ mẫu lõi.

Kết quả tính độ bão hòa nước từ phương pháp Tensor model bằng với kết quả từ NMR.

4. Kết luận và kiến nghị

- Phương pháp Thomas-Stieber có thể minh giải các thông số vỉa chứa ở các vỉa cát sét phân lớp mỏng nhưng không chịu ảnh hưởng của điện trở thấp.

- Phương pháp 3D Induction Resistivity có thể minh giải chính xác các thông số địa vật lý giếng khoan trong các vỉa cát sét phân lớp mỏng có điện trở thấp.

Có thể áp dụng kết hợp 2 phương pháp Thomas-Stieber và Saturation Height (khi xác định được ranh giới dầu nước) để minh giải các thông số vỉa chứa ở các vỉa phân lớp mỏng.

Đối với các mỏ có vỉa cát sét phân lớp mỏng cần lấy mẫu lõi để phân tích điện trở suất sét ngang và dọc. Cần có kế hoạch sử dụng các thiết bị đo điện trở ngang và điện trở dọc thông qua các thiết bị 3D induction resistivity cho các giếng tương lai trong vỉa xen kẹp mỏng.

Tài liệu tham khảo

1. Mirza Hassan Baig. *Integrating NMR and tri-axial resistivity data in thin bed formation evaluation*. Norwegian Formation Evaluation Society. www.nfes.org.

2. E.C.Thomas, S.J.Stieber. *The distribution of shale in sandstone and its effects upon porosity*. SPWLA 16th Annual Logging Symposium. 4 - 7 June, 1975.

3. C.C.Minh, P.Sundararaman. *Nuclear-magnetic-resonance petrophysics in thin sand/shale laminations*. Society of Petroleum Engineers. 2011; 16(2): p. 223 - 238.
4. Chanh Cao Minh, Jean-Baptiste Clavaud, Padmanabhan Sundararaman, Serge Froment, Emmanuel Caroli, Olivier Billon, Graham Davis, Richard Fairbairn. *Graphical analysis of laminated sand-shale formations in the presence of anisotropic shales*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. 2008; 49(5).
5. Chanh Cao Minh, Isabel Joao, Jean-Baptiste Clavaudand, Padmanabhan Sundararaman. *Formation evaluation in thin sand/shale laminations*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, U.S. 11 - 14 November, 2007.
6. Stanley Oifoghe. *Identifying and quantifying hydrocarbons in low resistivity pay zones - Challenges and solution*. Baker Hughes.
7. M.C.Leverett. *Capillary behavior in porous solids*. Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers (AIME). 1941; 142(1): p. 152 - 169.
8. Piyapa Dejtrakulwong. *Rock physics and seismic signatures of sub-resolutionsand-shale systems*. Stanford University. 2012.
9. STN Oligocene E petrophysical analysis of Cuu Long JOC. 2016.
10. Toby Darling. *Well logging and formation evaluation*. Elsevier. 2005.
11. Anil Kumar Tyagi, Rupdip Guha, Deepak Voleti, Kamlesh Saxena. *Challenges in the reservoir characterization of a laminated sand shale sequence*. 2nd SPWLA-India Symposium. 19 - 20 November, 2009.

Petrophysical interpretation methodology for thinly bedded sandstone

**Bui Thieu Son, Cao Huu Binh, Phung Van Hai
Nguyen Duc Dong, Phan Thanh Loi**
Petrovietnam Exploration Production Corporation
Email: haipv@pvep.com.vn

Summary

The article provides experience and methodology for petrophysical interpretation of thinly-bedded sandstone and low formation resistivity based on wireline, FMI, 3D induction resistivity, MDT/RCI, core samples and capillary pressure..

Key words: Wireline logging, thin bed, low resistivity, Thomas-Stieber, Tensor (3D induction resistivity), FMI, capillary pressure.

SINH TƯỢNG VÀ MÔI TRƯỜNG TRẦM TÍCH CARBONATE HỆ TẦNG TRI TÔN MIOCENE GIỮA NAM BỂ SÔNG HỒNG

ThS. Nguyễn Xuân Phong¹, PGS.TS. Nguyễn Ngọc², PGS.TS. Lê Hải An³
TS. Hoàng Ngọc Đăng¹, ThS. Lý Thị Huệ¹, KS. Trịnh Sóng Biển¹

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 Mỏ - Địa chất Hà Nội

Email: phongnx@pvep.com.vn

Tóm tắt

Thành tạo trầm tích carbonate khối xây của hệ tầng Tri Tôn, phía Nam bể Sông Hồng là một trong những đối tượng quan trọng của công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Để góp phần làm sáng tỏ nguồn gốc và điều kiện tích tụ các trầm tích ở khu vực này, bài viết đề cập đến các kiểu sinh tượng và môi trường liên quan đến thời kỳ Miocene giữa trên cơ sở nghiên cứu đặc điểm thạch học và các di tích hóa thạch nói chung (đặc biệt là nhóm động vật đơn bào trùng lỗ kích thước lớn (Larger foraminifera), tảo đỏ (Rhodolith) và san hô (Coral) theo tài liệu địa chất giếng khoan.

Từ khóa: Trùng lỗ kích thước lớn, sinh tượng, môi trường lắng đọng, hệ tầng Tri Tôn, Miocene giữa, Nam bể Sông Hồng.

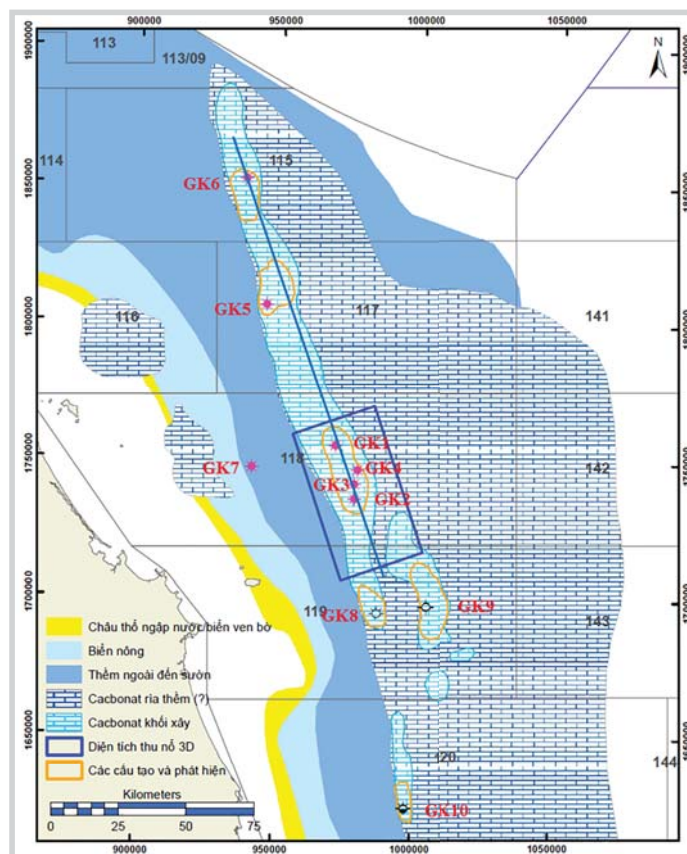
1. Đặc điểm địa chất

Trầm tích carbonate khối xây khu vực đới nâng Tri Tôn phân bố rộng rãi có chiều dày từ 300 - 1.000m, chiều dài khoảng 500km, phát triển rộng và nằm cao nhất ở Lô 121, Lô 120, kéo dài qua các Lô 117 - 119 và chìm dần về phía Lô 115. Đây là đối tượng chứa khí quan trọng ghi nhận được qua các phát hiện ở các khu vực như: STB, CVX, CH, CN (Hình 1, 2).

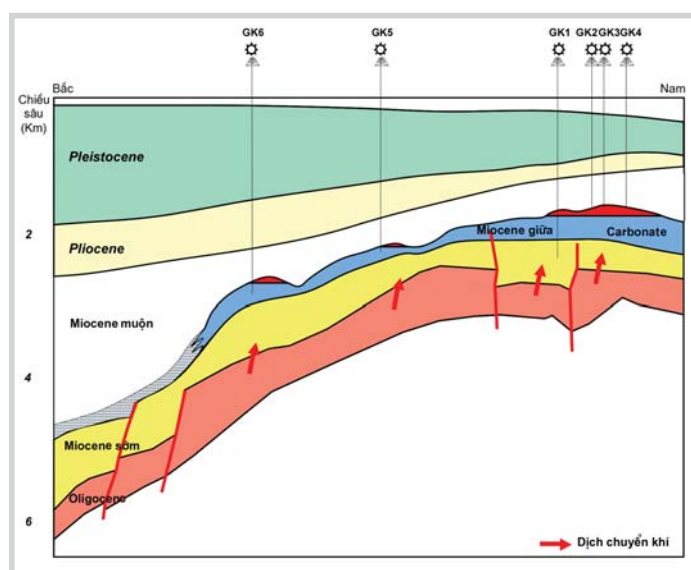
Đới nâng Tri Tôn được hình thành trong thời kỳ Eocene - Oligocene sớm do quá trình tách giãn mở bể Sông Hồng tạo nên địa hào và địa lũy. Đới nâng này là địa lũy kế thừa trên địa hình móng nâng cổ trước Cenozoic. Chuyển động kiến tạo Miocene sớm đặc trưng bởi giãn đáy và tiếp tục mở rộng biển Đông do giảm nhiệt và kèm theo sự dâng cao của mực nước đại dương gây nên biển tiến tạo điều kiện thuận lợi hình thành carbonate hệ tầng Sông Hương. Vào Miocene giữa thêm lực địa tiếp tục được lún chìm và cao trào biển tiến khu vực hình thành nên đá vôi khối xây ám tiêu sinh vật hệ tầng Tri Tôn.

Tầng đá vôi phân bố trên địa lũy Tri Tôn được xếp vào tuổi Miocene giữa - muộn dựa vào hóa thạch cổ sinh, gồm các tập đá vôi bên trên và dolomite bên dưới. Các nghiên cứu gần đây đã phân chia 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. Đá vôi có màu trắng, xám sáng, vàng sẫm, nâu, xám tối, 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 thuộc



Hình 1. Vị trí các giếng khoan và phân bố đá vôi hệ tầng Tri Tôn, phía Nam bể Sông Hồng



Hình 2. Mặt cắt địa chất Bắc - Nam qua khu vực nghiên cứu

các giống loài khác nhau như: trùng lỗ sống đáy, tảo, san hô, huệ biển, động vật dạng rêu. Quá trình biến đổi thứ sinh gồm rửa lũa, hòa tan, nén ép, nứt nẻ, tái kết tinh, dolomite hóa 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. Nhìn chung, độ rỗng của đá rất tốt nhưng có quy luật giảm dần theo chiều sâu do nhiệt độ và áp suất, xi măng gắn kết và các vật liệu thứ sinh lấp đầy các lỗ rỗng.

2. Phương pháp nghiên cứu

Tài liệu thực tế được sử dụng gồm: cột địa tầng, tài liệu cổ sinh và nhiều lát mỏng thạch học từ mẫu lõi, mẫu sườn của một số giếng khoan đã khoan trong khu vực nghiên cứu (Hình 1, 2).

Các phương pháp nghiên cứu được áp dụng dựa trên cơ sở lý thuyết của nhiều nhà nghiên cứu thạch học, cổ sinh gồm:

- Phân tích thạch học đá carbonate và tướng đá trầm tích theo Folk [1] và Dunham [2].
- Xác định và phân tích hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn [3 - 9];
- Phân tích sinh tướng và sinh tướng trùng lỗ kích thước lớn [5 - 8, 10 - 12].
- Phân tích sinh thái - cổ sinh thái các sinh vật hóa thạch gặp trong các đá nghiên cứu (chủ yếu là Lager foraminifera, Rhodolith, Coral [10, 13 - 18].
- Xác định môi trường lắng đọng trầm tích và mô hình phân bố sinh tướng [4, 6 - 9, 11, 12, 19, 20].

3. Cơ sở lý thuyết

3.1. Khái niệm về tướng và môi trường trầm tích

Tướng đá trầm tích nói chung và tướng carbonate nói riêng là trầm tích được thành tạo ở những vị trí nhất định có cùng điều kiện địa lý tự nhiên khác với các vùng lân cận. Trầm tích ở đây gồm cả thành phần vô cơ và thành phần hữu cơ (động vật, thực vật). Thành phần vô cơ như sạn, cát, bột, sét, thành phần hữu cơ: than bùn, than nâu, than anthracite, trùng lỗ, ám tiêu san hô... Như vậy, thành phần của tướng gồm: trầm tích và môi trường. Môi trường trầm tích quyết định các kiểu trầm tích, quyết định thành phần khoáng vật, loại vật chất hữu cơ, thế giới sinh vật tiêu biểu, các kiểu cấu tạo của trầm tích và đá trầm tích [21].

3.2. Khái niệm về sinh thái - cổ sinh thái và sinh tướng

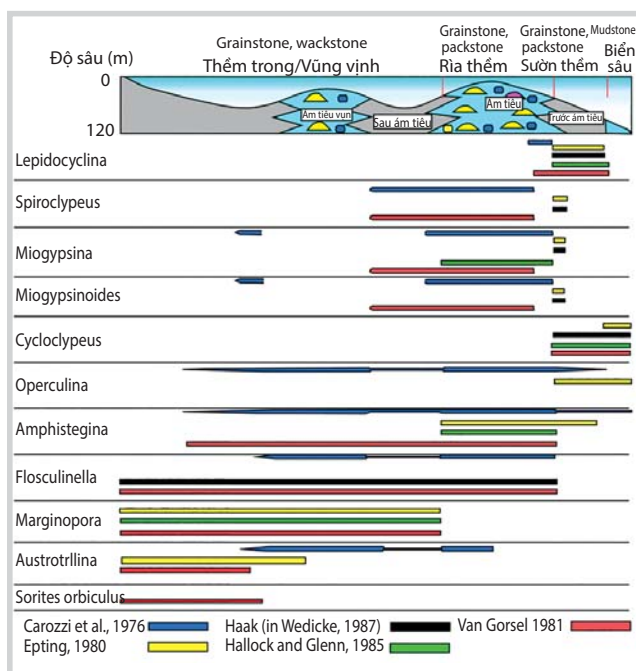
- Khái niệm về sinh thái - cổ sinh thái: Bài viết này sử dụng khái niệm sinh thái học là khoa học nghiên cứu về mối quan hệ tương tác giữa sinh vật với sinh vật và sinh vật với môi trường ở mọi mức tổ chức khác nhau, từ cá thể, quần thể, đến quần xã và hệ sinh thái [3, 22]. Đây là khái niệm áp dụng đối với sinh vật hiện đại (sinh vật đang sống). Nếu khái niệm này áp dụng đối với sinh vật hóa thạch thì gọi là cổ sinh thái. Trong cổ sinh thái thường chú ý chủ yếu tới mối quan hệ giữa sinh vật và môi trường để giải quyết các vấn đề về cổ địa lý và môi trường trầm tích. Cơ sở lý thuyết của cổ sinh thái là lý thuyết Actualism (Hiện tại luận, nghĩa là lấy hiện tại để suy ra quá khứ trên cơ sở so sánh sự giống - khác nhau của sinh vật hóa thạch và sinh vật hiện đại).

- Khái niệm về sinh tướng: Từ điển Oxford về khoa học trái đất [13] định nghĩa "Sinh tướng là một tập hợp đá hay một tổ hợp các đá đặc trưng bởi sự có mặt của một tập hợp hóa thạch (sinh vật) mà tập hợp hóa thạch này chỉ phát triển hạn chế trong một tướng đá nhất định và một môi trường đặc thù riêng". Như vậy, sinh tướng là một dạng của tướng đá trầm tích và được xác định hay nhận biết theo đặc điểm môi trường sinh thái của các sinh vật tồn tại và phát triển trong đó.

4. Sinh tướng và môi trường trầm tích carbonate khối xây hệ tầng Tri Tôn, phía Nam bể Sông Hồng

4.1. Các kiểu sinh tướng đá trầm tích carbonate

Việc xác định các tướng đá trầm tích carbonate dựa trên cơ sở phân loại đá carbonate. Với cách phân



Hình 3. Tổng hợp mô hình phân bố hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn tương ứng với các tướng môi trường của carbonate khối xây tuổi Miocene khu vực châu Á - Thái Bình Dương [1, 2, 4, 6 - 9, 11, 12, 19, 20].

loại theo kiến trúc và độ hạt [1, 2], đá carbonate được chia thành wackstone (đá vôi dạng bùn chứa trên 10% hạt), packstone (đá vôi ưu thế hạt, có chứa bùn), grainstone (đá vôi dạng hạt, ít bùn), mudstone (bùn vôi), boundstone (đá cản), crystalline (đá tinh thể). Với cách phân loại theo môi trường thành tạo [23], đá carbonate được chia thành các tướng vũng vịnh (lagoon), rìa thêm (reef), sườn thêm (fore reef), tướng biển sâu (deep marine) (Hình 3). Theo nghiên cứu của Nguyễn Văn Chiến và Trịnh Ích [24], đá carbonate được phân chia thành đá vôi chưa biến đổi (đá vôi ám tiêu sinh vật, đá vôi hóa học), đá vôi biến đổi (đá vôi nứt nẻ, tái kết tinh), đá vôi hỗn hợp (đá vôi chứa sét, đá vôi chứa dolomite, đá vôi chứa than, bitum). Với cách phân loại theo tướng cổ sinh [2, 11, 12, 19, 20], đá carbonate được chia thành các tướng theo thành phần cổ sinh vật trong đá. Việc lựa chọn phân loại đá carbonate phù hợp phải căn cứ vào đối tượng nghiên cứu sao cho phản ánh được bản chất thạch học, môi trường thành tạo, tính chất đá chứa và thuận tiện cho công tác thực địa cũng như nghiên cứu đối tượng.

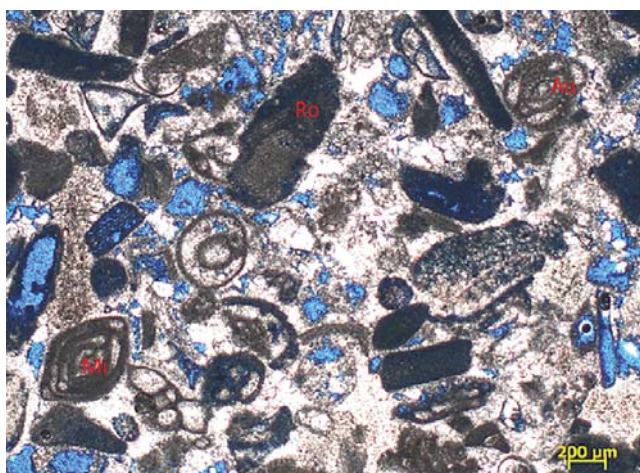
Carbonate khối xây trên đới nâng Tri Tôn thuộc loại thềm độc lập (isolated platform) [25]. Đây là các thành tạo đá vôi sinh vật và vụn sinh vật với thành phần chủ yếu là khung xương của vỏ sinh vật thuộc các giống loài khác nhau như tảo, san hô, huệ biển, động vật dạng rêu, trùng lỗ sống đáy, trùng lỗ trôi nổi. Các trầm tích trên đặc trưng cho môi trường biển nông tới sườn dốc của thềm.

Nghiên cứu thành phần thạch học và phân loại đá trên cơ sở kiến trúc, cấu tạo, độ hạt cũng như đặc điểm phân bố của hóa thạch cổ sinh (nói chung), đặc biệt là nhóm hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn, Coral và Rhodolith trong đá trầm tích carbonate dạng khối xây của hệ tầng Tri Tôn ở phía Nam bể Sông Hồng và đặc điểm cổ sinh thái theo chiều thẳng đứng ở các giếng khoan sâu. Kết quả cho thấy mỗi khoảng địa tầng khác nhau đặc trưng bằng một tổ hợp (hay phức hệ) hóa thạch khác nhau và các tổ hợp hóa thạch này phân bố trong các lớp đá ít nhiều khác nhau về đặc điểm thạch học chứng tỏ môi trường trầm tích chứa hóa thạch có sự khác nhau về bản chất theo thời gian và không gian. Trên cơ sở đặc điểm thạch học và cổ sinh đá trầm tích carbonate dạng khối xây hệ tầng Tri Tôn, các tác giả lựa chọn mô hình tổng hợp phân loại đá chứa theo phân bố hóa thạch trùng lỗ kích thước lớn tương ứng với các tướng môi trường của carbonate khối xây tuổi Miocene khu vực châu Á - Thái Bình Dương (Hình 3).

4.2. Sinh tướng và môi trường trầm tích carbonate khối xây hệ tầng Tri Tôn

4.2.1. Sinh tướng Soritid - Miliolid - Miogypsina grainstone

Tướng này phân bố ở phần thấp nhất của mặt cắt đá trầm tích carbonate hệ tầng Tri Tôn (bậc Langhian) và đặc trưng bằng sự phát triển ưu thế đại biểu của các họ Soritidae và Miliolidae. Riêng giống Miogypsina tuy không phong phú về số lượng cá thể nhưng có ý nghĩa cho việc định tuổi trầm tích (Bảng 1, Hình 9). Trong thành phần của tổ hợp hóa thạch này phát triển nổi trội là đại biểu của các họ Soritidae gồm các dạng có kích thước lớn thuộc các giống Amphisorus và Pseudotabelina? (Hình 4a và 4b). Họ Miliolidae gồm các loài có kích thước lớn và kích thước nhỏ sống chung với nhau, trong đó các loài có kích thước lớn thuộc các giống Austrorillina và Flosculinella (điển hình là loài *Fl. bontangensis*), các loài có kích thước nhỏ thuộc các giống Spiroloculina, Quinqueloculina, Pyrgo... Các sinh vật này thường sống bám vào thân, cành, lá của các loại thực vật thủy sinh như cỏ biển, rong tảo trong môi trường biển nông tương đối yên tĩnh của các vũng vịnh hoặc trong lòng các rạn san hô vòng. Cùng với các giống loài nói trên còn có các dạng trùng lỗ có một mặt dẹt - phẳng sống bám vào thực vật thủy sinh hoặc bám vào nền đáy cứng. Điển hình là các giống Acervulina, Rosalina... Các đại biểu của giống Miogypsina mà điển hình là *Miogypsina* sp. và *Miogypsina antillea* tham gia vào thành phần của tướng Soritid - Miliolid - Miogypsina grainstone - Wackstone như là các hóa thạch đặc trưng, chỉ thị tuổi của bậc Langhian. Các dạng trùng lỗ sống trôi



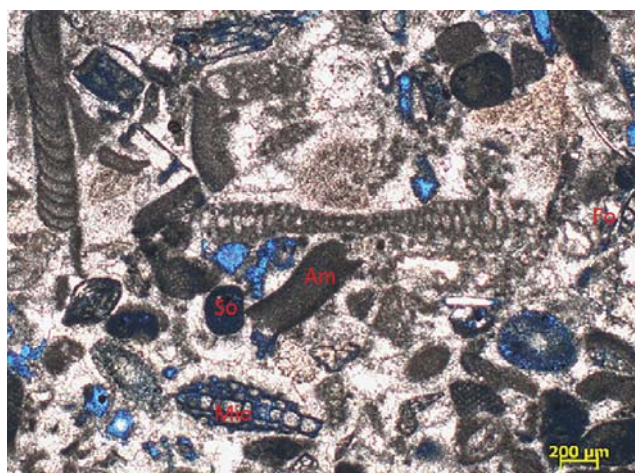
Hình 4a. Giếng khoan 3/1.606,32m: Sinh tướng Soritid - Miliolid - Miogypsina grainstone. Môi trường thêm trong/vùng vịnh: trùng lỗ và tảo đỏ phân bố khắp nơi, trong đó có Miliolids (Mi), Austrotrillina (Au) và Rosalinids (Ro) (trùng lỗ nhỏ sống đáy bám vào cơ biển, vỏ cấu tạo xoắn ốc và có một mặt phẳng).

nổi (Planktonic foraminifera) vắng mặt trong thành phần của tổ hợp trùng lỗ này.

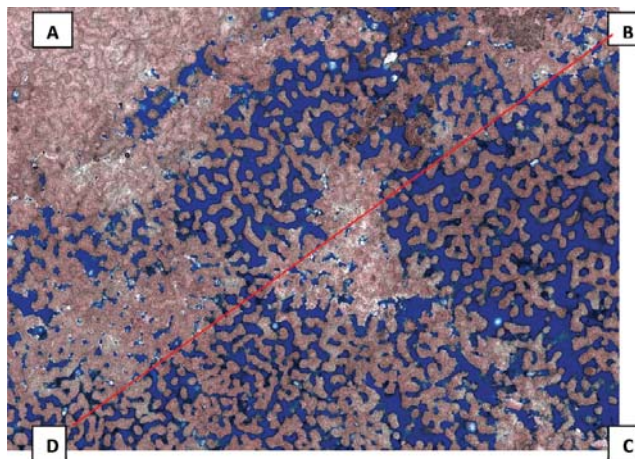
Tổ hợp hóa thạch của tướng Soritid - Miliolid - Miogypsina grainstone - gồm các sinh vật đặc trưng của môi trường biển nông ấm, có độ trong suốt cao, tương đối yên tĩnh của vùng vịnh (lagoon) tương tự như ở các rạn san hô vòng kín. Bức tranh này có thể so sánh với sinh cảnh hiện nay của rạn san hô vòng kín ở quần đảo Trường Sa (Việt Nam), nơi có một hồ nước nông ở giữa được bao bọc bởi mặt bằng rạn (platform) rất phong phú cỏ biển, rong tảo, trên đó phát triển loài *Acervulina inhaerens* và một số loài trùng lỗ kích thước nhỏ thuộc các họ Miliolidae, Rosalinidae sống bám đáy và trùng lỗ kích thước lớn thuộc họ Soritidae, điển hình là *Sorites* sp., *Amphisorus hemprichii* [19]. Sinh tướng này có độ rỗng thấm tốt, đóng vai trò là tầng chứa quan trọng của đối tượng nghiên cứu.

4.2.2. Kiểu sinh tướng Coral - Algal - Miliolid grainstone

Sinh tướng này phát triển ở khoảng giữa của mặt cắt địa tầng bậc Langhian ở giếng khoan 3 (Bảng 1, Hình 9), là tướng duy nhất ở khu vực nghiên cứu có mặt coral (san hô) phát triển tương đối liên tục. Đó là san hô quần thể, tạo rạn. Mặc dù trong quá trình tạo đá và biến đổi thứ sinh, cấu trúc bên trong của hóa thạch bị biến đổi mạnh, nhưng có chỗ vẫn còn bảo tồn được rõ cấu tạo tỏa tia của các vách ngăn (Hình 5, bên phải đường chéo BD). Về mặt sinh thái của san hô tạo rạn, ngưỡng thích ứng với điều kiện nhiệt độ là 18 - 32°C (có thể cao và thấp hơn vài độ); độ muối của môi trường là 18 - 40‰ (có thể cao và thấp hơn một chút); về độ sâu thủy vực: từ 0 → 50m nước, tối ưu là 5 → 20m nước (có thể tới 90m nhưng với điều kiện



Hình 4b. Giếng khoan 3/1.606,32m: Sinh tướng Soritid - Miliolid - Miogypsina grainstone. Môi trường thêm trong/vùng vịnh, gồm Foraminifera (Fo) - tảo đỏ, cùng với Sorites (So)/Amphisorus (Am) và Miogypsina (Mio).



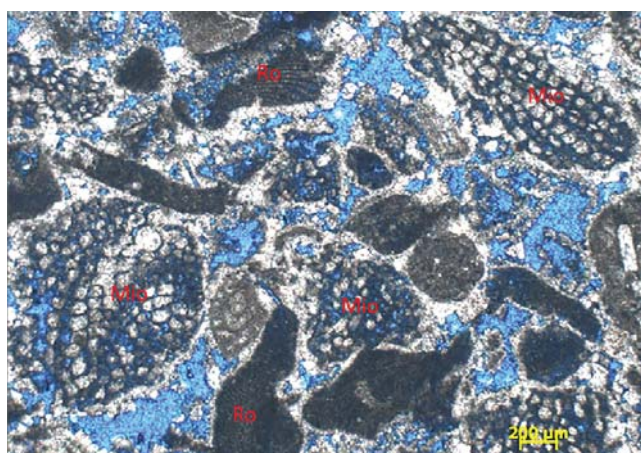
Hình 5. Giếng khoan 3/1.604,92m: Sinh tướng Coral - Algal - Miliolid grainstone. Quần thể san hô (ở góc trên bên trái đường chéo BD) bị calcite hóa mạnh làm biến đổi cấu trúc bên trong của sinh vật, nhưng ở bên phải đường chéo BD có nhiều cá thể vẫn còn rõ cấu trúc tỏa tia của các vách ngăn. Các cá thể san hô nằm kề sát nhau tạo thành khối đá vôi đồng nhất.

độ trong suốt của môi trường nước phải cao để không ảnh hưởng tới sự quang hợp của tảo cộng sinh sống trong san hô); về động lực môi trường: có chế độ sóng và dòng chảy vừa phải (không mạnh quá hoặc yếu quá) để cung cấp oxy, nguồn thức ăn và rửa trôi các chất thải cận bã do san hô và các sinh vật khác tạo ra [11, 16].

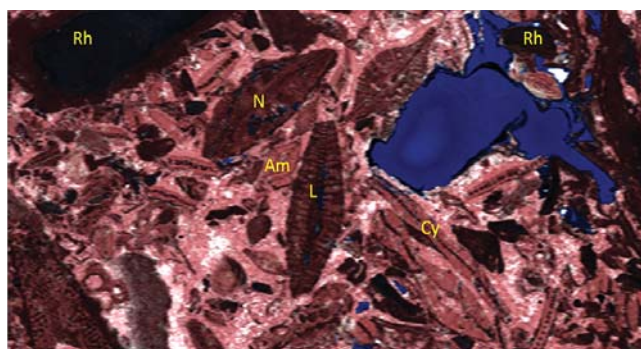
Trong thành phần sinh vật của tướng này ngoài san hô còn có tảo đỏ (Rhodolith và Coral là thành phần chính của vật chất tạo rạn), trùng lỗ (Foraminifera) rất hiếm kể cả trùng lỗ kích thước lớn và trùng lỗ kích thước nhỏ, chỉ lác đác gặp một vài cá thể ở một số nơi trong một số lát mỏng. Sinh tướng Coral - Algal - Miliolid grainstone đặc trưng cho môi trường biển nông của thêm trong (interior platform). Sinh tướng này có độ rỗng thấm tốt, đóng vai trò là đá chứa quan trọng của đối tượng nghiên cứu.

4.2.3. Kiểu sinh tương *Miogypsina* - Soritid - Miliolid Grainstone - Packstone

Kiểu sinh tương này phát triển ở phần trên của bậc Langhian trong giếng khoan 3 (Bảng 1, Hình 9). Ở đây phát triển một tổ hợp trùng lỗ kích thước lớn, trong đó ưu thế là *Miogypsina* sp. với sự có mặt các đại diện của giống *Austrotrillina*, *Flosculinella bontangensis*, *Miliolids*, *Sorites* sp., các dạng trùng lỗ kích thước nhỏ sống bám trên thân, cành, lá của cỏ biển, tảo đỏ cũng phát triển (Hình 6), nhưng không có sự xuất hiện của *Cyclocypeus* (*Katacyclocypeus*) *annulatus* - loài rất đặc trưng của phần trên mặt cắt (bậc Serravallian) và một số loài khác thuộc giống *Lepidocyclina*. Các dạng trùng lỗ sống trôi nổi cũng không xuất hiện ở đây. Tập hợp sinh vật này đặc trưng cho môi trường rìa thềm [26]. Chúng thường kết hợp với san hô và tảo đỏ (*Rhodolith*) trong thành phần vật chất tạo rạn. Sinh tương này có độ rỗng thấm rất tốt, đóng vai trò là đá chứa quan trọng của đối tượng nghiên cứu.



Hình 6. Giếng khoan 3/1.606,96m: Sinh tương *Miogypsina* - Soritid - Miliolid grainstone - Packstone. Trùng lỗ kích thước lớn - tảo cùng với *Miogypsina* phong phú trong lát mỏng (*Miogypsina* (Mio); Tảo (Ro) là các mảnh xám sẫm).



Hình 7a. Giếng khoan 4/1.494,93m: Sinh tương *Cyclocypeus* - Amphistegina - Rhodolith grainstone - Packstone, trong đó *Cyclocypeus* (Cy) dài thanh mảnh, *Rhodolith* (Rh) (màu xám đen - nâu đen), *Amphistegina* (Am) nhỏ có hình quả trám cùng với *Lepidocyclina* (L), *Nephrolepidina* (N) to.

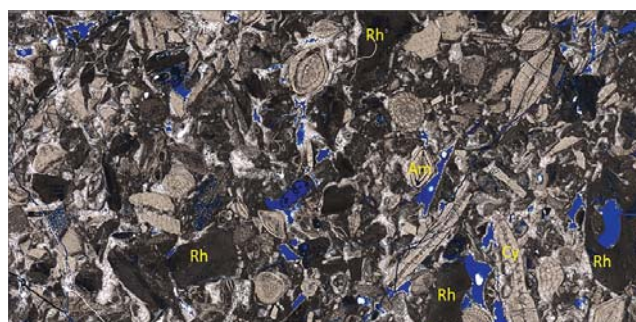
4.2.4. Kiểu sinh tương *Cyclocypeus* - Amphistegina - Rhodolith grainstone - Packstone

Đây là kiểu sinh tương phát triển rộng rãi nhất trong khu vực nghiên cứu, xuất hiện trong cả 3 giếng khoan đã được thực hiện và chiếm ưu thế khoảng gần 100m đá vôi ở phía trên của mặt cắt (bậc Saravallian) (Bảng 1, Hình 9). Đặc trưng của phức hệ sinh vật ở đây là các loài trùng lỗ kích thước lớn *Cyclocypeus* (*Katacyclocypeus*) *annulatus*, *Cyclocypeus* sp., cùng với một số loài của giống *Lepidocyclina* như *Lepidocyclina* sp., *Lepidocyclina* (*Triblyolepidina*) spp [9]. Giống *Heterostegina* có mặt gần như liên tục trong mặt cắt, đặc biệt *Amphistegina* rất phong phú và đa dạng cùng với *Rhodolith*. Các dạng *Miliolids* nhỏ, *Rotalinids* nhỏ (*Rosalina*) thường sống cùng với cỏ biển, san hô và một số dạng khác trở nên rất hiếm, không xuất hiện các giống *Austrotrillina* và *Flosculinella bontangensis*.

Trong Hình 7a, *Cyclocypeus* có kích thước lớn và dài, trong khi đó *Amphistegina* có kích thước nhỏ dạng thấu kính, chúng nằm rải rác ở nửa bên phải của ảnh ở Hình 7b. Tổ hợp sinh vật này đặc trưng cho môi trường có độ sâu nằm trong đới chiếu sáng thường không quá 100m bởi vì phần lớn các dạng trùng lỗ kích thước lớn là các sinh vật có đời sống cộng sinh với các loại tảo nên chúng cần ánh sáng để thực hiện quá trình quang hợp tạo ra năng lượng cho cả sinh vật chủ và sinh vật cộng sinh và các sản phẩm carbonate xây dựng khung xương.

Một số dạng trùng lỗ sống trôi nổi (Planktonic foraminifera) tuy nghèo nàn và đơn điệu cả về số lượng cá thể và thành phần phân loại cũng xuất hiện trong thành phần của phức hệ hóa thạch này là bằng chứng của môi trường biển mở nhưng độ sâu không lớn.

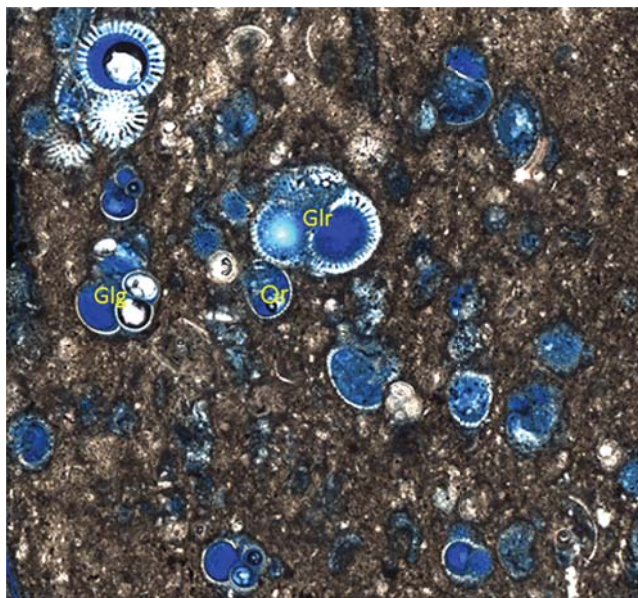
Tảo đỏ (*Rhodolith*) là các di tích hóa thạch của tảo đỏ, là loại thực vật bậc thấp rất phát triển ở các độ sâu khác nhau của các rạn san hô [27, 28]. Ở đá vôi hệ tầng Tri Tôn,



Hình 7b. Giếng khoan 4/1.491,55m: Sinh tương *Cyclocypeus* - Amphistegina - Rhodolith grainstone - Packstone. Hai giống *Cyclocypeus* (Cy) và *Amphistegina* (Am) nằm rải rác, *Rhodolith* (Rh) ở dạng các mảnh màu xám sẫm.

tảo đỏ thường gặp ở dạng các thể hình cầu, đôi khi cả ở dạng lớp phủ cận vôi. Đây là sinh vật đặc trưng của các vùng biển nhiệt đới và cận nhiệt đới. Chúng có thể cùng phát triển với nhiều dạng trùng lỗ kích thước lớn và nhỏ khác nhau (Hình 7a và 7b).

Tóm lại, sinh tương Cycloclypeus - Amphistegina - Rhodolith grainstone - Packstone đặc trưng bằng tổ hợp sinh vật trùng lỗ kích thước lớn và tảo đỏ phát triển ở phần thấp của đới chiếu sáng (trên dưới 90m), nơi môi trường có năng lượng yếu, biển sâu thuộc môi trường trước ám tiêu (Fore reef) hay sườn thềm. Sinh tương này có độ rỗng thấm rất tốt, đóng vai trò là đá chứa quan trọng của đối tượng nghiên cứu.



Hình 8. Giếng khoan 4/1.481m: Sinh tương Planktonic foraminifera mudstone. Tổ hợp ưu thế các giống Orbulina (Or), Globigerinoides (Glr), Globoquadrina, Globigerina (Glg) không có cấu tạo kil trong trầm tích phần trên cùng của mặt cắt địa chất hệ tầng Tri Tôn.

4.2.5. Kiểu sinh tương Planktonic foraminifera mudstone

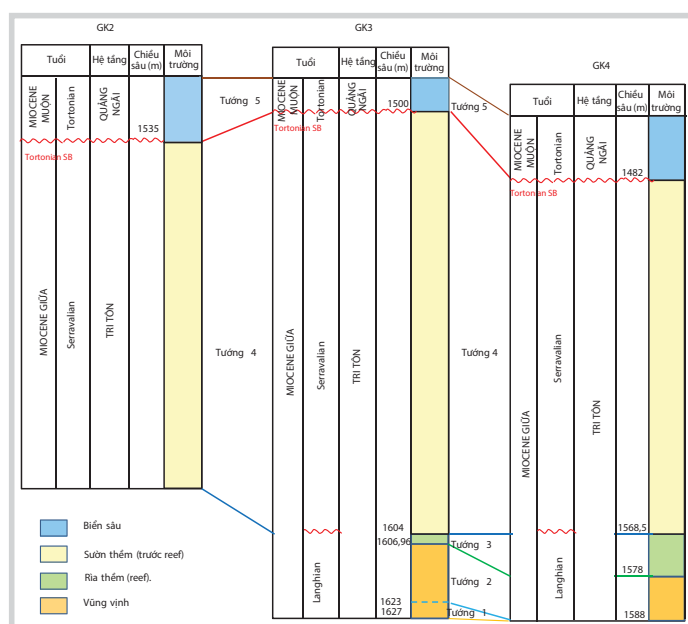
Ở đá vôi hệ tầng Tri Tôn, sinh tương này trong các giếng khoan sâu gặp ở phần cao của mặt cắt giếng khoan 2 và giếng khoan 4 (Bảng 1, Hình 9). Thành phần của tổ hợp sinh vật này có các dạng trùng lỗ dạng trôi nổi (Planktonic foraminifera) chiếm ưu thế về số lượng cá thể, gồm đại biểu của các giống Orbulina, Globigerinoides, Globoquadrina, Globigerina... (Hình 8). Đây là các dạng có các phòng tạo vỏ hình cầu không có cấu tạo kil ở rìa ngoài vỏ, các dạng có cấu tạo kil như Globorotalia gần như không xuất hiện. Các dạng trùng lỗ sống đáy (Benthic foraminifera) rất hiếm và không xuất hiện trong nhiều mẫu. Kết quả phân tích cho thấy có chỗ trùng lỗ dạng trôi nổi chiếm > 95% tổng số lượng Foraminifera trong mẫu. Sự có mặt của giống Orbulina và loài Globoquadrina dehiscens trong trầm tích là bằng chứng xác định tuổi Miocene giữa - muộn.

Về sinh thái, trùng lỗ sống trôi nổi (Planktonic foraminifera) xuất hiện phong phú trong trầm tích nghiên cứu là bằng chứng biển sâu của môi trường trầm tích [10, 22]. Sinh tương này thuộc dạng bùn vôi, có độ rỗng thấm kém, đóng vai trò là đá chắn quan trọng của đối tượng nghiên cứu.

Bảng 1 cho thấy trong mặt cắt trầm tích carbonate Miocene giữa hệ tầng Tri Tôn có 5 kiểu sinh tương phát triển liên tục nối tiếp nhau từ dưới lên trên, trong đó, 3 kiểu đầu (Sinh tương Soritid - Miliolid - Miogypsina grainstone - Packstone, Coral - Algal - Miliolid grainstone và Sinh tương Miogypsina - Sorites - Miliolid grainstone - Packstone) đặc trưng cho phần dưới của hệ tầng này (bậc Langhian); kiểu sinh tương Cycloclypeus - Amphistegina - Rhodolith grainstone - Packstone đặc trưng cho phần trên

Bảng 1. Sơ đồ sinh tương đá trầm tích carbonate hệ tầng Tri Tôn trên cơ sở trùng lỗ kích thước lớn theo tài liệu các giếng khoan

Địa tầng		Bậc	Tổ hợp Sinh vật	Sinh tương	Môi trường lắng đọng trầm tích	Ghi chú
Miocene giữa - trên		Tortonian	Planktonic Foraminifera	(5) Planktonic Foraminifera mudstone	Biển sâu-biển mở (Deep-open marine)	Planktonic Foraminifera >95%
Neogene	Miocene giữa	Serravallian	Rhodolith -Cycloclypeus - Amphistegina -Planktonic	(4) Cycloclypeus - Amphistegina - Rhodolith grainstone-packstone	Biển tương đối sâu: trước ám tiêu, sườn thềm (Fore Reef or Slope)	Ưu thế Cycloclypeus - Rhodolith
		Langhian	Miogypsina - Sorites - Miliolid	(3) Miogypsina- Sorites - Miliolid grainstone-packstone	Rìa thềm (Platform margin)	Ưu thế Miogypsina
			Coral - Algal - Miliolid	(2) Coral-algal-Miliolid Grainstone	Thềm trong (Platform interior)	Có mặt San hô (coral)
			Sorites - miliolid - Miopgypsina cùng với Austrotrillina-Flosculinella	(1) Soritid - Miliolid- Miopgypsina grainstone	Vùng vịnh/thềm trong (Lagoon/Platform interior)	Ưu thế Soritid - Miliolid



Hình 9. Phân bố sinh tương carbonate hệ tầng Tri Tôn qua các giếng khoan cấu tạo CRV

của hệ tầng (bậc Serravallian) và kiểu sinh tương Planktonic Foraminifera mudstone đặc trưng cho nóc của carbonate hệ tầng Tri Tôn và có tuổi Miocene giữa - muộn (bậc Tortonian). Đặc điểm sinh thái - cổ sinh thái của các tổ hợp hóa thạch đặc trưng của các tầng phản ánh xu thế biến động tăng dần chiều sâu của môi trường trầm tích từ thềm trong/vùng vịnh, thềm mở hay gần rìa thềm đến sườn thềm trước ám tiêu (fore reef hoặc shelf) và cuối cùng là biển sâu (deep marine).

5. Kết luận

Trên cơ sở nghiên cứu đặc điểm thạch học, cổ sinh nói chung (đặc biệt là các nhóm trùng lỗ kích thước lớn, tảo đỏ, san hô và đặc điểm sinh thái - cổ sinh thái, trong lát cắt địa chất đã khoan qua các thành tạo trầm tích carbonate của hệ tầng Tri Tôn ở phía Nam bể Sông Hồng đã xác lập được 5 kiểu sinh tương phát triển liên tục theo thời gian từ cổ tới trẻ.

- Kiểu sinh tương Soritid - Miliolid - Miogypsina grainstone đặc trưng cho môi trường lắng đọng trầm tích vùng vịnh/thềm trong (platform interior);
- Kiểu sinh tương Coral - Algal - Miliolid grainstone đặc trưng cho môi trường thềm trong (platform interior);
- Kiểu sinh tương Miogypsina - Soritid - Miliolid grainstone - Packstone đặc trưng cho môi trường rìa thềm (platform margin);
- Kiểu sinh tương Rhodolith - Cycloclypeus - Amphistegina grainstone - Packstone đặc trưng cho môi trường biển tương đối sâu trước ám tiêu/sườn thềm (fore reef or slope);
- Kiểu sinh tương Planktonic foraminifera mudstone đặc trưng cho môi trường biển sâu-biển mở (deep - open marine).

Trong đó, 3 tầng đầu có tuổi Miocene giữa phần dưới

thuộc bậc Langhian, tầng thứ 4 có tuổi Miocene giữa phần trên thuộc bậc Serravallian. Các tầng này đóng vai trò là tầng chứa quan trọng của phát hiện CRV. Tầng thứ 5 có tuổi Miocene giữa - muộn thuộc bậc Tortonian cơ bản là sét vôi có vai trò là tầng chắn quan trọng cho phát hiện của khu vực. Sự phân bố của các sinh tương thể hiện xu thế tăng dần chiều sâu theo thời gian của môi trường lắng đọng trầm tích.

Tài liệu tham khảo

1. Robert Louis Folk. *Practical petrographic classification of limestone*. AAPG Bulletin. 1959; 43: p. 1 - 38.
2. Robert J.Duham. *Classification of carbonate rocks according to depositional texture*. Classification of Carbonate rocks. AAPG Memoir. 1962; 1: p. 108 - 121.
3. Marcelle K.Boudagher-Fadel, Stephen W.Lokier. *Significant Miocene larger foraminifera from South Central Java*. Revue de Paléobiologie, Genève. 2005; 24: p. 291 - 309.
4. M.Wiedicke. *Biostratigraphie, Mikrofazie and Diagenese facies*. 1987; 16: p. 195 - 302.
5. Nguyễn Ngọc. *Sinh tương trầm tích đáy vùng biển Bình Thuận - Cà Mau theo động vật Trùng lỗ (Foraminifera)*. Các công trình nghiên cứu địa chất và địa vật lý biển. Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ. Hà Nội. 2001; XII: trang 43 - 55.
6. J.T.Van Gorsel. *Paleoenvironmental distribution of Mid-Cretaceous to Recent larger foraminifera?*. 1981.
7. J.T.Van Gorsel. *Báo cáo phân tích cổ sinh của các giếng khoan 1X, 2X, 3X, CH-1X khu vực Nam Sông Hồng*. 2013.
8. J.T.Van Gorsel. *Báo cáo phân tích cổ sinh của giếng khoan 4X khu vực Nam Sông Hồng*. 2015.
9. Erik Jan Van Vessel. *Study of Lepidocyclinidae from Southeast Asia, particularly from Java and Borneo*. Utrecht Micropaleont. Bulletins. 1978; 19: 136p.
10. Robert Wynn Jones. *Foraminifera and their applications*. Cambridge University Press. 2014.
11. Jochen Halfar, Maria Mutti. *Global dominance of coralline red-algal facies: a response to Miocene oceanographic events*. Geology. 2005; 33(6): p. 481 - 484.
12. Pamela Hallock, E. Charlotte Glenn. *Larger Foraminifera: A tool for palaeoenvironmental analysis of Cenozoic carbonate depositional facies*. Palaios. 1986; 1: p. 55 - 64.

13. Ailsa Allaby, Michael Allaby. *The concise Oxford dictionary of Earth sciences*. Oxford University Press. 1991.
14. Andrea Benedetti, Johannes Pignatti, Ruggero Matteucci. *Depth distribution of Amphistegina from Lamu Archipelago (Kenya)*. Rendiconti Online Societa Geological Italiana. 2012; 21: p. 1068 - 1070.
15. Simon J.Beavington-Penney, Andrew Racey. *Ecology of extant nummulitids and other larger benthic Foraminifera: application in palaeoenvironmental analysis*. Earth-Science Reviews. 2004; 67(3-4): p. 219 - 265.
16. Ю.И.Сорокин. *Экосистемы коралловых рифов*. Наука. 1990.
17. Fateme Zabihi Zoeram, Mohammad Vahidinia, Abbas Sadeghi, Bakhtiar Hasan Amiri, Mahboubi Asadollah. *Palaeoenvironmental reconstruction based on coralline red algal and foraminifera assemblages in Oligo-Miocene succession of NW central Zagros, Iran*. Revue de Paleobiologie. 2014; 33(2): p. 583 - 591.
18. Motoharu Koba. *Distribution and environment of recent Cycloclypeus*. Serie geography Sendai. Tohoku University. 1978; 7(28): p. 283 - 301.
19. Albert V.Carozzi, Milagros V.Reyes, Victoriano P.Ocampo. *Microfacies and microfossils of the Miocene reef carbonates of the Philippines*. Philippine Oil Development Company. Special Publication. 1976; 1: p. 1 - 79.
20. Manfred Eping. *Sedimentology of Miocene carbonate buildup, Central Luconia, offshore Sarawak*. Bulletin. Geological Society. Malaysia. 1980; 12: p. 17 - 30.
21. Trần Nghi. *Trầm tích học*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội. 2010.
22. John W.Murray. *Ecology and application of Benthic Foraminifera*. Cambridge University Press. 2006.
23. James Lee Wilson. *Carbonate facies in geology history*. Springer-Verlag, New York. 1975.
24. Nguyễn Văn Chiển, Trịnh Ích, Phan Trường Thị. *Thạch học*. Nhà xuất bản Đại học và Trung học Chuyên nghiệp, Hà Nội. 1973.
25. Vũ Ngọc Diệp. *Đặc điểm và mô hình trầm tích cacbonate tuổi Miocene phần Nam bể trầm tích Sông Hồng*. Luận án Tiến sĩ, Đại học Mỏ - Địa chất. 2011.
26. D.S.N.Raju. *Study of Indian Miogypsinidae*. Utrecht Micropaleontological Bulletins. 1974; 9.
27. F.G.Bourrouilh-Le Jan, L.C.Hottinger. *Occurrence rhodolites in the tropical Pacific - a consequence of Mid-Miocene paleo-oceanographic change*. Sedimentary Geology. 1988; 60(1-4): p. 355 - 358, p. 363 - 367.
28. Yoshihiro Tsuji. *Tide influenced high energy environments and rhodolith-associated carbonate deposition on the out shelf off the Miyako Islands, southern Ryukyu Island Arc, Japan*. Marine Geology. 1993; 113(3 - 4): p. 255 - 271.
29. Marcelle K.Boudagher-Fadel. *Evolution and Geological Significance of Larger Benthic Foraminifera*. Developments in Palaeontology and Stratigraphy. Elsevier. 2008; 21: p. 1 - 548.
30. Pamela Hallock, E.Charlotte Glenn. *Numerical analysis of foraminiferal assemblages: a tool for recognizing depositional facies in lower Miocene reef complexes*. Journal Paleontology. 1985; 59(6): p. 1382 - 1394.

Biofacies and depositional environments of Tri Ton carbonate formation, Middle Miocene south of Song Hong basin

Nguyen Xuan Phong¹, Nguyen Ngoc², Le Hai An³, Hoang Ngoc Dang¹
Ly Thi Hue¹, Trinh Song Bien¹

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

Carbonate sediment buildup of Tri Ton formation in the south of Song Hong basin is one of the important targets of hydrocarbon prospecting, exploration and exploitation. In order to contribute to elucidating the origin and conditions for sediment accumulation in this area, the article deals with the kinds of biofacies and environments related to the Middle Miocene period on the basis of studying the lithological and paleontological-paleoecological characteristics of fossils in general, especially larger foraminifera (LF), red algae (Rohdolit) and coral according to geological well data.

Key words: Larger foraminifera, biofacies, depositional environments, Tri Ton formation, Middle Miocene, south of Song Hong basin.

CÁC GIẢI PHÁP TIỀM NĂNG CHO VIỆC TÁI SỬ DỤNG TRIỆT ĐỂ XÚC TÁC FCC THẢI CỦA NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

ThS. Đào Thị Thanh Xuân¹, ThS. Nguyễn Sura¹

ThS. Nguyễn Hiền Phong¹, TS. Bùi Ngọc Pha²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Bách khoa Thành phố Hồ Chí Minh

Email: xuandtt@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Bài báo đánh giá một số giải pháp tái sử dụng xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, trong đó chú trọng các phương án làm vật liệu xây dựng để đảm bảo chất thải được xử lý triệt để và lâu dài. Kết quả thử nghiệm và khảo sát thực tế cho thấy các phương án khả thi về mặt kỹ thuật, công nghệ và quy mô công suất tại Việt Nam được sắp xếp theo thứ tự ưu tiên về lượng tiêu thụ tối đa xúc tác FCC thải như sau: nguyên liệu sản xuất xi măng (20 - 200 tấn/ngày), phụ gia hoạt tính pozzolan (> 15 tấn/ngày), gạch đất sét nung (15 tấn/ngày), gạch không nung (11 - 17 tấn/ngày).

Từ khóa: Xúc tác FCC thải, tách từ, tái sử dụng, vật liệu xây dựng, nhựa đường, gạch không nung, gạch đất sét nung.

1. Mở đầu

Hiện nay, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cũng như nhiều nhà máy lọc dầu trên thế giới đang nghiên cứu phương án xử lý các chất thải vừa đảm bảo an toàn môi trường vừa tiết kiệm chi phí. Một số phương án tái sử dụng xúc tác FCC thải đã được triển khai thương mại hóa trên thế giới như:

- Tách từ để tái sử dụng một phần xúc tác FCC thải bằng công nghệ của MagnaCat và MCat Service được áp dụng tại Mỹ, Nhật Bản...;
- Tái sử dụng xúc tác FCC thải như nguyên liệu sản xuất xi măng được thực hiện thường xuyên tại các nhà máy như: Boral (Úc), Holcim (Mỹ), Oman đã đưa xúc tác FCC thải vào dây chuyền sản xuất xi măng như một nguồn nguyên liệu thay thế với tỷ lệ xúc tác trong nguyên liệu từ 0,5 - 5% khối lượng [1 - 3];
- Phối trộn xúc tác FCC thải để sản xuất bê tông nhựa đường đã được triển khai ở một số nhà máy chủ yếu ở châu Âu;
- Phối trộn để sản xuất gạch đất sét nung;
- Phương án trộn sống xúc tác FCC thải như một thành phần phụ gia khoáng cho xi măng và các sản phẩm dẫn xuất như: hồ, vữa, bê tông... Giải pháp này được đầu tư nghiên cứu ở các nước đang phát triển ở khu vực châu Á [4 - 7] với tỷ lệ thay thế xi măng bằng xúc tác FCC thải từ 5 - 15% khối lượng.

Ở Việt Nam, một thử nghiệm (do Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn - BSR đầu tư, Đại học Bách khoa Hà Nội thực hiện tại trạm nghiền clinker của Công ty CP Xi măng Bim Sơn tại Quảng Ngãi) đã đánh giá khả năng

phối trộn xúc tác FCC thải như phụ gia khoáng. Kết quả cho thấy sản phẩm xi măng thương mại tạo thành từ quá trình trộn và nghiền 5% xúc tác FCC thải (như một loại phụ gia khoáng) với clinker và thạch cao cũng có chất lượng tương đương với xi măng portland Bim Sơn mác PCB 40, đồng thời không gây rò rỉ kim loại và đáp ứng các tiêu chuẩn môi trường. Một dây chuyền quy mô nhỏ khác của Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) sản xuất gạch bê tông xi măng (gạch không nung) từ xúc tác FCC thải cho thấy khả năng phối trộn đến 35% xúc tác FCC trong hệ cấu tử. Ngoài ra, có một số nghiên cứu quy mô nhỏ tại Việt Nam như tái sử dụng xúc tác FCC thải để cracking dầu nhờn thải [8] hay nhựa thải [9], tuy nhiên chỉ dừng ở quy mô nhỏ chưa phát triển thành công nghệ. Bài báo đánh giá các phương án đã triển khai thực tế trên thế giới để đưa ra giải pháp xử lý xúc tác FCC thải cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, trong đó tập trung vào các phương án về tái chế vật liệu xây dựng như sản xuất xi măng và dẫn xuất từ xi măng, gạch đất sét nung.

2. Thực nghiệm

Trên cơ sở tài liệu về các phương pháp xử lý xúc tác FCC thải được áp dụng phổ biến trên thế giới, nhóm tác giả chọn lọc và tập trung nghiên cứu các phương pháp có tính khả thi cao về công nghệ, có khả năng ứng dụng nhanh tại Việt Nam. Các phương pháp này sẽ được thử nghiệm tại các phòng thí nghiệm chuyên ngành và các công ty vật liệu xây dựng để đưa ra số liệu tin cậy. Phương pháp thực nghiệm chủ yếu gồm: xác định thành phần hóa học bằng thiết bị phân tích huỳnh quang tia X (XRF) theo ASTM D7085, các tính chất hóa lý như phân bố kích thước hạt theo ASTM D4464, diện tích bề mặt theo ASTM D3663 và một số tính chất khác theo tiêu chuẩn vật liệu

xây dựng của Việt Nam như TCVN 6882 về Phụ gia khoáng cho xi măng, TCVN 3118 về Bê tông nặng - phương pháp xác định cường độ nén và TCVN 3119 về Bê tông nặng - phương pháp xác định cường độ kéo khi uốn, TCVN 1451 về Gạch đặc đất sét nung. Sau khi xác định số liệu về thử nghiệm, nhóm tác giả đã khảo sát thực tế để tìm hiểu quy mô và khả năng xử lý xúc tác thải cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất của các đơn vị. Bài viết đưa ra bộ 3 tiêu chí dùng để đánh giá các phương án gồm:

- Đặc tính kỹ thuật: đánh giá sự phù hợp về đặc tính hóa lý của xúc tác FCC thải và các yêu cầu đặc trưng cơ bản của vật liệu tái sử dụng thông qua các thử nghiệm;
- Tính khả thi về công nghệ: xem xét phương án đã triển khai ở quy mô công nghiệp để đảm bảo khả thi về công nghệ thông qua tổng quan thế giới và tình hình thực tế Việt Nam;
- Quy mô công suất tiêu thụ: phương án khả thi cần đáp ứng tối thiểu 15 tấn/ngày dựa trên lượng thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Xúc tác FCC được thải ra sau khi đã qua thiết bị tái sinh thứ nhất và một phần nhỏ bụi xúc tác thải ra ngoài sau khi qua thiết bị lọc bụi tĩnh điện. Một số tính chất xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được trình bày trong Bảng 1.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đánh giá phương án làm nguyên liệu cho nhà máy xi măng

3.1.1. Đặc tính kỹ thuật

Thành phần hóa học của xi măng thường biến đổi trong khoảng rộng gồm: CaO (40 - 60% khối lượng), SiO₂ (35 - 40% khối lượng), Al₂O₃ (5 - 20% khối lượng) [10]. Thành phần của xúc tác FCC với SiO₂ (40 - 60% khối lượng) và Al₂O₃ (35 - 55% khối lượng) phù hợp để đưa vào nhà máy xi măng. Ngoài ra, lò đốt xi măng còn được coi là thiết bị hữu hiệu để xử lý nhiều loại chất thải của các nhà máy lọc dầu hoặc các nhà máy khác nhằm giải quyết vấn đề môi trường. Tuy nhiên, các nhà máy xi măng cũng có yêu cầu riêng về thành phần tạp chất trong chất thải có thể ảnh hưởng đến khả năng kiểm soát ô nhiễm môi trường.

Kết quả Bảng 2 cho thấy, xúc tác FCC thỏa mãn các điều kiện để có thể xử lý trong lò nung của Nhà máy Xi măng Holcim (Công ty TNHH Xi măng Holcim Việt Nam). Xúc tác FCC thải có thể đưa vào các dây chuyền sản xuất xi măng do công nghệ lò đốt hiện nay rất phát triển và tỷ lệ đưa vào lò đốt xi măng rất thấp.

3.1.2. Tính khả thi về công nghệ

Trên thế giới, có 3 công ty lớn gồm: Boral (Australia), Holcim (Mỹ), Amita (Nhật Bản) đã thương mại phương pháp đưa xúc tác FCC thải vào sản xuất xi măng với lượng xúc tác phối trộn 0,5 - 5%, còn lại thành phần chủ yếu là đá vôi (~75%) và khoáng sét [3, 11]. Tại Việt Nam, phương án này hoàn toàn khả thi về công nghệ do đã có nhiều nhà máy xi măng như Holcim và một số nhà máy khác, trong đó sử dụng công nghệ hiện đại của nước ngoài. Tuy nhiên do vấn đề xử lý xúc tác FCC thải của nhà máy lọc dầu còn khá mới đối với các nhà máy xi măng nên các nhà máy này cũng cần có thời gian chuẩn bị để có thể tiêu thụ chất thải này của nhà máy lọc dầu.

3.1.3. Quy mô công suất

Với tần suất thải xúc tác FCC của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trên 15 tấn/ngày, tỷ lệ xúc tác bổ sung vào nguyên liệu trong dây chuyền xi măng khoảng 0,5 - 5% khối lượng thì công suất của các nhà máy xi măng phải

Bảng 1. Tính chất xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Tính chất của xúc tác thải	Giá trị
C (% khối lượng)	0,2
SiO ₂ (% khối lượng)	40 - 65
Al ₂ O ₃ (% khối lượng)	30 - 55
Fe ₂ O ₃ (% khối lượng)	0,38 - 0,8
CaO (% khối lượng)	0,2 - 0,5
Na ₂ O (% khối lượng)	0,16 - 0,24
K ₂ O (% khối lượng)	0,05
V (ppm)	800 - 1.100
Ni (ppm)	5.000 - 6.000
Kích thước hạt trung bình (μm)	88
Diện tích bề mặt (m ² /g)	120 - 150

Bảng 2. Điều kiện đối với chất thải khí đưa vào lò đốt xi măng (theo Nhà máy Xi măng Holcim)

Chỉ tiêu	Đơn vị	Giới hạn của Nhà máy Xi măng Holcim	Tính chất xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Đánh giá
pH	%	4 - 12	6 - 8	Đạt
Sb	ppm	< 1.000	< 100	Đạt
Cu	ppm	< 1.000	30	Đạt
Pb	ppm	< 1.000	300	Đạt
Zn	ppm	< 15.000	30	Đạt
Cl	%	< 3	0	Đạt
S	%	< 3	0	Đạt
Fl	%	< 1	0	Đạt
Hg	ppm	< 10	0	Đạt
Tl	Ppm	< 50	0	Đạt
As	Ppm	< 100	0	Đạt
Cr	ppm	< 1.000	0	Đạt

đạt khoảng 90.000 - 900.000 tấn/năm. Đa số nhà máy xi măng tại Việt Nam hiện nay có công suất lớn, có khả năng tiêu thụ xúc tác FCC thải của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Đặc biệt, 2 nhà máy sản xuất xi măng mới ở khu vực miền Trung là Đồng Lâm (Huế) và Thạch Mỹ (Quảng Nam) có công suất 1,2 triệu tấn/năm, nằm trong bán kính 200km từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Với tỷ lệ sử dụng xúc tác thải từ 0,5 - 5% khối lượng thì mỗi nhà máy xi măng này có thể tái chế được 20 - 200 tấn xúc tác thải/ngày, đạt tiêu chí về quy mô công suất.

3.2. Đánh giá phương án làm vật liệu hoạt tính pozzolan

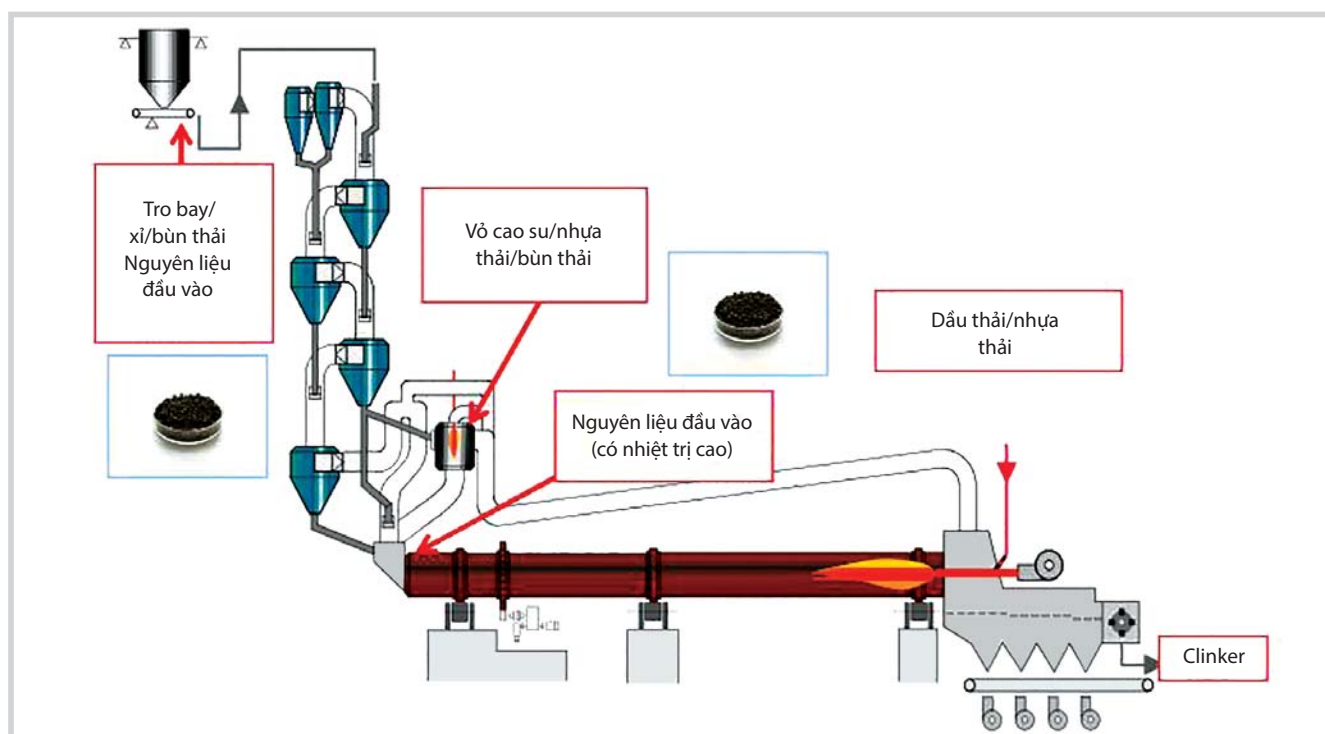
3.2.1. Đặc tính kỹ thuật

Vật liệu có hoạt tính pozzolan là vật liệu bổ sung vào xi măng, giúp xúc tiến quá trình đông kết khi tạo các sản phẩm cuối như: hồ, vữa, bê tông (điển hình là bê tông tươi, bê tông đúc sẵn, gạch không nung...). Đây là phụ gia không thể thiếu trong quá trình sản xuất vật liệu xây dựng. Clinker sau khi nung được nghiền mịn và bổ sung phụ gia, chủ yếu gồm: thạch cao (nhằm tăng thời gian nung kết), phụ gia khoáng hoạt tính (nhằm tăng hoạt tính), chất độn như cát SiO_2 , đá vôi CaCO_3 (nhằm hạ giá thành sản phẩm). Phụ gia khoáng hoạt tính thường là tro xỉ, pozzolan, bột đá vôi, thạch cao, nham thạch, đất sét... [10]. Xúc tác

FCC thải được sử dụng làm phụ gia khoáng cho bê tông đáp ứng theo tiêu chuẩn TCVN 3735:1982 về phụ gia hoạt tính pozzolan.

Kết quả so sánh tính chất của xúc tác FCC thải với phụ gia hoạt tính theo TCVN 3735:1982 (Bảng 3) cho thấy có thể sử dụng xúc tác FCC thải làm bột khoáng pozzolan. Tuy nhiên, để định lượng xúc tác thải có thể đưa vào sản phẩm cuối là vữa hay bê tông cần có các thí nghiệm phối trộn theo cấp phù hợp với các mác xi măng/bê tông chuẩn.

Để xác định tỷ lệ xúc tác FCC thải có thể pha trộn để thay thế xi măng trong các sản phẩm dẫn xuất từ xi măng như bê tông, hay gạch block (còn gọi là gạch bê tông/gạch không nung), các cấp phối thử nghiệm bê tông mác 25MPa và 45MPa đã được thiết kế để thay thế xi măng bằng xúc tác FCC thải với tỷ lệ từ 5 - 25% khối lượng. Tính chất sản phẩm bê tông về độ bền nén được đánh giá



Hình 1. Dây chuyền sản xuất xi măng Amita tận dụng phế thải. Nguồn: Amita

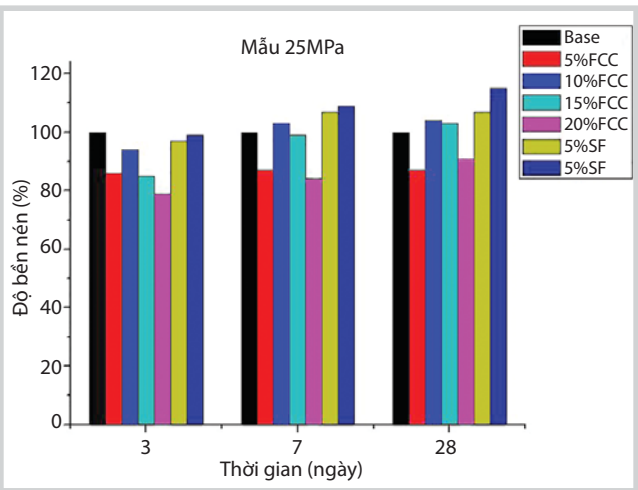
Bảng 3. Đánh giá đặc tính xúc tác FCC và vật liệu phụ gia hoạt tính

Chỉ tiêu	Phụ gia hoạt tính	Xúc tác FCC thải	Kết luận
Độ hút vôi	Mạnh (> 100)	145,26 (mạnh)	Đạt
Thời gian kết thúc đông kết của mẫu vữa (giờ)	≤ 96	Tối đa 235 phút	Đạt
Khả năng chịu nước của mẫu chế tạo từ vữa vôi pozzolan	> 3	> 3	Đạt
Độ ẩm của pozzolan tự nhiên (% khối lượng)	≤ 10	5 - 8 (*)	Đạt

(*): 3 ngày bảo quản trong bao bì chống nước

sau 3 ngày, 7 ngày, 28 ngày. Sau 28 ngày, độ bền của mẫu bê tông ổn định không đổi, do đó có thể coi là độ bền cuối của mẫu. Hình 2 cho thấy cường độ uốn và nén của mẫu bê tông tái chế sau 28 ngày có khoảng tối ưu, với bê tông mác cao 45MPa và mác thấp 25MPa thì tỷ lệ tối ưu tương ứng là 10% khối lượng và 15% khối lượng xúc tác FCC thải thay cho xi măng trong cấp phối, tỷ lệ này tương đồng với một số nghiên cứu khác trên thế giới [4 - 7]. Khi đó, độ bền nén của bê tông chứa xúc tác thải tăng từ 4 - 12% so với mẫu đối chứng.

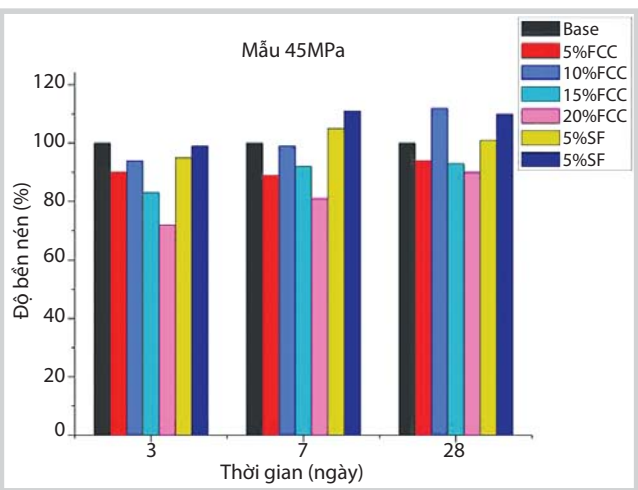
Như vậy có thể kết luận với tỷ lệ tối ưu 10 - 15% khối lượng thay thế xi măng, tương ứng với tỷ lệ trong tổng thành phần phối trộn của mẫu bê tông là khoảng 1,2 - 1,4% khối lượng, thì xúc tác FCC có thể được sử dụng như phụ gia hoạt tính pozzolan, nhằm tạo ra các sản phẩm dẫn xuất từ xi măng như các loại bê tông, gạch block (gạch không nung) với độ bền cải thiện.



3.2.2. Tính khả thi về công nghệ

Kết quả các nghiên cứu trên thế giới khá đồng nhất, cho thấy tiềm năng lớn khi sử dụng xúc tác FCC thải như phụ gia hoạt tính pha trộn xi măng, làm tăng độ bền của hồ hay vữa [12 - 14] hoặc có thể thay thế xi măng trong cấp phối bê tông theo tỷ lệ 5 - 15% [4 - 7, 15]. Xi măng tái chế đảm bảo tính chất theo tiêu chuẩn ASTM C150 và tiêu chuẩn môi trường, có thể gia tăng 20% độ bền nén so với mẫu không có chứa xúc tác FCC [6, 16].

Các dây chuyền chế biến pozzolan từ đá hoặc các vật liệu pozzolan tự nhiên khác tại Việt Nam có thể sử dụng xúc tác FCC thải do xúc tác này đáp ứng các tính chất của vật liệu pozzolan thông thường và do đó sẽ không có sự giới hạn về công nghệ. Thực tế khảo sát cho thấy tại khu vực lân cận Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có Công ty Sản xuất Vật liệu Pozzolan IDICO hay Nhà máy Xi măng Vạn Tường, sản xuất phụ gia từ các vật liệu pozzolan tự nhiên



Hình 2. Độ bền nén tương đối của mẫu bê tông mác 25MPa và 45MPa chứa xúc tác FCC thải

Bảng 4. Quy mô công suất tiêu thụ xúc tác FCC thải của một số đơn vị tiềm năng

TT	Nhà máy	Địa điểm	Lĩnh vực sản xuất	Công suất	Khả năng tiêu thụ xúc tác FCC thải (tấn/ngày)
1	Nhà máy Xi măng Vạn Tường	Quảng Ngãi	Phụ gia pozzolan	100.000 tấn/năm	> 15
2	Công ty CP Bê tông Hòa Cẩm	Đà Nẵng	Bê tông	2.400 m³/20 giờ/ngày	22,5
3	Nhà máy sản xuất bê tông Quảng Ngãi	Quảng Ngãi	Bê tông	35.000 m³/năm	< 5
4	Công ty CP Bê tông Ly tâm Dung Quất	Quảng Ngãi	Bê tông	70 m³/ngày	< 5
5	Công ty CP Cơ khí Lắp máy Lilama	Quảng Ngãi	Gạch không nung	2 triệu viên/năm	5
6	Nhà máy sản xuất gạch không nung Phú Điện	Quảng Ngãi	Gạch không nung	470 tấn nguyên liệu/ngày	6,6
7	Nhà máy sản xuất gạch không nung Hoàng Hồng	Đà Nẵng	Gạch không nung	135 triệu viên/năm	17
8	Công ty TNHH MTV Sản xuất Nguyên Tâm	Quảng Nam	Gạch không nung	25 triệu viên/năm	3
9	Nhà máy sản xuất gạch không nung Nhơn Tân (Công ty TNHH Sản xuất -Thương mại GMT)	Bình Định	Gạch không nung	20 triệu viên/năm	~ 3

(như đá pozzolan) bằng cách nghiền nhỏ, sấy khô và phối trộn với các phụ gia khác. Ngoài ra, Công ty CP Cơ khí Lắp máy Lilama (EMC) tại Quảng Ngãi đã đưa xúc tác FCC vào dây chuyền sản xuất gạch block (hay gạch bê tông với công suất 5 tấn xúc tác/ngày). Công ty Bê tông ly tâm Thủ Đức có thỏa thuận đồng ý tiêu thụ xúc tác FCC thải để đưa vào dây chuyền sản xuất bê tông đúc sẵn do xúc tác giúp cải thiện độ bền của sản phẩm. Do đó, phương án này khả thi về mặt công nghệ để có thể triển khai quy mô lớn tại Việt Nam cho các nhà máy sản xuất vật liệu pozzolan, bê tông và gạch không nung.

3.2.3. Quy mô công suất

Ở phương án này, nếu đưa trực tiếp xúc tác thải vào sản phẩm cuối (bê tông, gạch không nung...) với vai trò thay thế một phần xi măng thì xúc tác FCC chỉ có thể đưa vào với tỷ lệ 1,4% khối lượng như kết quả thực nghiệm trên. Các tính toán sơ bộ cho thấy lượng xúc tác FCC thải tối đa mà các nhà máy vật liệu xây dựng có thể xử lý được thể hiện trong Bảng 4.

Kết quả khảo sát thực tế tại khu vực lân cận Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho thấy có 3 cơ sở có thể đáp ứng yêu cầu xử lý toàn bộ xúc tác FCC thải (trên 15 tấn/ngày). Do đó, BSR cần làm việc với đơn vị có công suất lớn nhất này để đàm phán về dịch vụ xử lý.

- Khả năng làm vật liệu pozzolan: Công ty Sản xuất Vật liệu Pozzolan IDICO hay Nhà máy Xi măng Vạn Tường (sản phẩm là phụ gia cho xi măng và bê tông đầm lăn từ mỏ pozzolan núi Đầu Voi tại huyện Sơn Tịnh, tỉnh Quảng Ngãi) có khả năng tiêu thụ trên 15 tấn xúc tác FCC thải/ngày.

- Khả năng làm phụ gia phối trộn bê tông: Công ty CP Bê tông Hòa Cẩm có khả năng tiêu thụ 22,5 tấn xúc tác FCC thải/ngày. Một số nhà máy khác có khả năng tiêu thụ xúc tác thải thấp do công suất nhỏ.

- Khả năng làm gạch không nung: Dây chuyền sản xuất gạch không nung của Công ty CP Đầu tư Hồng Hoàng Hồng (Đà Nẵng) có khả năng tiêu thụ 17 tấn xúc tác FCC thải/ngày. Ngoài ra, tại khu vực lân cận có một số nhà máy sản xuất gạch không nung với công suất nhỏ.

3.3. Đánh giá phương án tái sử dụng làm gạch đất sét nung

3.3.1. Đặc tính kỹ thuật

Thành phần chủ yếu của gạch đất sét nung gồm đất sét, ngoài ra có các phụ gia trợ cháy và phụ gia cơ lý khác. Đất sét và xúc tác FCC thải có thành phần hóa học khá tương đồng: hàm lượng SiO_2 tương ứng là 60% khối lượng và 40 - 60% khối lượng, hàm lượng Al_2O_3 tương ứng là 22% khối lượng và 35 - 55% khối lượng. Đánh giá chất lượng sản phẩm gạch đất sét nung sau khi pha trộn xúc tác FCC cho thấy ảnh hưởng tích cực của xúc tác FCC lên độ bền của gạch. Kết quả thực nghiệm cho thấy tỷ lệ xúc tác thải có thể thay thế trong gạch lên đến 20% vẫn đáp ứng độ bền nén của gạch, tuy nhiên chỉ ở 5% gạch mới có độ hút nước < 16% đạt tiêu chuẩn TCVN 1451:1998 về Gạch đặc đất sét nung (Bảng 5). Có thể kết luận về đặc tính kỹ thuật, xúc tác FCC thải phù hợp để sản xuất gạch đất sét nung.

3.3.2. Tính khả thi về công nghệ

Công nghệ đưa xúc tác FCC thải vào sản xuất gạch đất sét nung đã được triển khai quy mô lớn ở châu Âu (Hà Lan)

Bảng 5. Tính chất gạch tái chế từ xúc tác FCC thải

Chỉ tiêu	Tỷ lệ trộn xúc tác FCC (% khối lượng)						
	0	5	10	15	20	25	30
Độ bền nén (MPa)	18,47	19,1	19,79	24,22	19,25	16,43	10,53
Độ hút nước (% khối lượng)	14,61	15,5	17,57	21,52	25,72	27,58	27,10
Độ hút nước tối đa theo tiêu chuẩn (% khối lượng)	16	16	16	16	16	16	16
Độ bền nén (MPa)		15	15	20	15	15	10
Kết luận		Đạt	Đạt	Đạt	Đạt	Đạt	Đạt

Bảng 6. Tổng hợp công suất tiêu thụ xúc tác thải của các phương án khả thi

TT	Phương án	Tỷ lệ phối trộn khuyến cáo (% khối lượng)	Tổng khối lượng tiêu thụ tối đa của phương án (tấn xúc tác/ngày)
1	Nguyên liệu sản xuất xi măng	0,5 - 5	40 - 400
2	Phụ gia hoạt tính pozzolan		
2.1	Vật liệu pozzolan	-	> 15
2.2	Phụ gia cho bê tông	10 - 15	32,5
2.3	Gạch không nung	10 - 15	34,6
3	Sản xuất gạch đất sét nung	5	30

và châu Á. Báo cáo khảo sát tại châu Âu [3] cho thấy có rất nhiều nghiên cứu tái sử dụng xúc tác FCC thải để sản xuất gạch nung (red brick), đặc biệt Hà Lan đã sản xuất thử nghiệm với tỷ lệ thay thế xúc tác FCC thải 5%. Kết quả cho thấy chất lượng gạch tái chế đáp ứng tiêu chí kỹ thuật và môi trường. V, Ni và Sb là 3 kim loại còn lại trong gạch thành phẩm nhưng không ảnh hưởng đến môi trường [3]. Ngoài ra, Chou và cộng sự [17] đã nghiên cứu sử dụng phương pháp ép khuôn và triển khai ở quy mô lớn, công suất 2.000 viên/mẻ cho kết quả tốt với hàm lượng xúc tác sử dụng là từ 13,5% khối lượng và 27,2% khối lượng. Như vậy, tính khả thi về công nghệ của phương án này đã được khẳng định trong thực tế.

3.3.3. Quy mô công suất

Công nghệ sản xuất gạch đất sét nung đã quen thuộc và có quá trình phát triển lâu dài, do đó việc đưa thêm xúc tác vào quy trình sản xuất không phức tạp so với các công nghệ khác. Trong lúc gạch đất sét nung còn chiếm phần lớn thị trường gạch xây thì phương án đưa vào gạch nung này hứa hẹn khả năng ứng dụng tức thì cho nhà máy lọc dầu. Các nhà máy gạch đất sét nung trong khu vực dưới 200km từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (tại Quảng Ngãi, Quảng Nam, Đà Nẵng và Bình Định) gồm có khoảng 7 nhà máy, tuy nhiên đa số là nhà máy nhỏ. Nếu lượng xúc tác thải có thể được sử dụng để thay thế vào nguyên liệu ban đầu với hàm lượng 5% thì chỉ có Nhà máy gạch Phú Điền với công suất tiêu thụ lớn nhất khu vực (250 - 300 tấn nguyên liệu/ngày) xử lý được lượng xúc tác thải 15 tấn/ngày. Và nếu xét tổng 7 nhà máy gạch tại khu vực lân cận Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, có thể ước tính khả năng tiêu thụ làm gạch đất sét nung tổng cộng không quá 30 tấn/ngày.

4. Kết luận

Các phương án tái sử dụng xúc tác FCC thải khả thi về mặt công nghệ và có khả năng tiêu thụ lượng xúc tác đáp ứng về công suất (Bảng 6). Trong đó, khả năng tiêu thụ xúc tác FCC thải lớn nhất là sử dụng làm nguyên liệu đầu vào cho các nhà máy sản xuất xi măng, tiếp theo là phụ gia hoạt tính pozzolan để sản xuất ra các loại phụ gia hay phối trộn sản xuất bê tông và gạch không nung, có thể sử dụng thay đất sét để sản xuất gạch nung.

Xét về lợi ích xã hội và môi trường thì phương án làm vật liệu xây dựng giúp làm giảm khai thác nguồn nguyên liệu tự nhiên, từ đó giảm lãng phí tài nguyên, đồng thời xúc tác sẽ được đưa vào các sản phẩm cuối như gạch, bê tông, hạn chế chất thải ra môi trường.

Tài liệu tham khảo

1. M.Marafi, A.Stanislaus, E.Furimsky. *New catalysts from spent catalysts*. Handbook of Spent Hydroprocessing Catalysts. Elsevier. 2010: p. 231 - 257.
2. Hoàng Văn Phong. *20 chủng loại xi măng và công nghệ sản xuất*. Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật. 2006.
3. R.Schmitt. *FCC catalyst finds three safe reuse outlets in Europe*. Oil & Gas Journal. 1991.
4. Hsiu Liang Chen, Yun Sheng Tseng, Kung Chung Hsu. *Spent FCC catalyst as a pozzolanic material for high-performance mortars*. Cement and Concrete Composites. 2004; 26(6): p. 657 - 664.
5. J.Monzó, J.Payá, M.V.Borrachero, E.Mora, S.Velázquez. *Fluid catalytic cracking residue (FC3R) as a new pozzolanic material: Thermal analysis monitoring of FC3R/Portland cement reactions*. 7th CANMET/ACI International Conference on Fly Ash, Silica Fume, Slag and Natural Pozzolans in Concrete, India. 22 - 27 July, 2001.
6. B.Pacewska, I.Wilińska, J.Kubissa. *Use of spent catalyst from catalytic cracking in fluidized bed as a new concrete additive*. Thermochimica Acta. 1998; 322(2): p. 175 - 181.
7. B.Pacewska, M.Bukowski, I.Wilińska, M.Swat. *Modification of the properties of concrete by a new pozzolan - a waste catalyst from the catalytic process in a fluidized bed*. Cement and Concrete Research. 2002; 32(1): p. 145 - 152.
8. L.Alonso, J.M.Palacios, E.García, R.Moliner. *Characterization of Mn and Cu oxides as regenerable sorbents for hot coal gas desulfurization*. Fuel Processing Technology. 2000; 62(1): p. 31 - 44.
9. Hans Zeiringer. *Preparation of abrasive material from spent catalysts*. US Patent 4142871 A. 1979.
10. Đỗ Quang Minh, Trần Bá Việt. *Công nghệ sản xuất xi măng poóc lăng và các chất kết dính vô cơ*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh. 2007.
11. Brian McGrath. *Reuse of spent oil catalyst in the manufacture of cement*. IQA-CCAA Construction Material Industry Conference. 19 - 22 September, 2012.
12. J.Payá, J.Monzó, M.V.Borrachero, S.Velázquez. *Evaluation of the pozzolanic activity of fluid catalytic cracking catalyst residue (FC3R)*. Thermogravimetric analysis studies on FC3R-Portland cement pastes. Cement and Concrete Research. 2003; 33(4): p. 603 - 609.

13. S.K.Antiohos, E.Chouliara, S.Tsimas. *Re-use of spent catalyst from oil-cracking refineries as supplementary cementing material*. China Particuology. 2006; 4(2): p. 73 - 76.
14. N.T.Castellanos, J.T.Agreto. *Using spent fluid catalytic cracking (FCC) catalyst as pozzolanic addition - A review*. 2010; 30(2): p. 35 - 42.
15. N.Su, Z.-H.Chen, H.-Y.Fang. *Reuse of spent catalyst as fine aggregate in cement mortar*. Cement and Concrete Composites, 2001; 23(1): p. 111 - 118.
16. J.Monzó, J.Payá, M.V.Borrachero, S.Velázquez, L.Soriano, J.Rigueira. *Reusing of spent FCC catalyst as a very reactive pozzolanic material: Formulation of high performance concretes*. International RILEM Conference on the Use of Recycled Materials in Buildings and Structures, Spain. 8 - 11 November, 2004.
17. Mei-in Melissa Chou, Luming Chen, Sheng Fu Joseph Chou. *Spent equilibrium catalyst for manufacturing fired bricks: A commercial production demonstration*. International Journal of Environmental Sustainability. 2013; 8(3): p. 19 - 35.

Potential pathways for utilisation of spent FCC catalyst from Dung Quat refinery

**Dao Thi Thanh Xuan¹, Nguyen Sura¹
Nguyen Hien Phong¹, Bùi Ngọc Pha²**

¹Vietnam Petroleum Institute

²Ho Chi Minh City University of Technology

Email: xuandtt@pvpro.com.vn

Summary

The paper evaluates some pathways to recycle spent FCC catalyst at Dung Quat Refinery, with focus on some options to thoroughly utilise the spent FCC catalyst in a sustainable way, especially as building material. The results of testing in the laboratory and field survey show that the feasible pathways are ranked by spent catalyst recycling capacity as follows: raw material for cement production (20 - 200tons/day), pozzolanic material for cement additive production (> 15tons/day), clay for red brick production (15tons/day), and cement for concrete block production (11 - 17tons/day).

Key words: Spent FCC catalyst, magnetic separation, recycle, building material, asphalt, concrete block, red brick.

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 THÔNG QUA VIỆC THIẾT LẬP VÀ ÁP DỤNG BỘ CHỈ SỐ HIỆU QUẢ AN TOÀN CÔNG NGHỆ

ThS. Phùng Đình Liễu, KS. Phạm Thành Đạt
TS. Hoàng Nguyên
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: lieupd.cpse@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

“Hướng dẫn thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ cho các hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí” do Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (CPSE) - Viện Dầu khí Việt Nam xây dựng cung cấp các chỉ dẫn chi tiết trong việc thiết lập và áp dụng các chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ. Các chỉ dẫn giúp xác định và phân loại hai nhóm chỉ số an toàn công nghệ ghi nhận (lagging) và dự báo (leading) thành 4 bậc. Đây là tài liệu quan trọng hỗ trợ cho công tác quản lý an toàn công nghệ tại các đơn vị, đồng thời là cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra đánh giá hiệu quả quản lý an toàn công nghệ của các đơn vị, hướng tới mục tiêu cải tiến hiệu quả quản lý an toàn.

Từ khóa: Quản lý an toàn công nghệ, lọc hóa dầu và chế biến khí, chỉ số hiệu quả.

1. Giới thiệu

Do hạn chế của phương thức phân tích dựa vào dữ liệu thống kê tai nạn sự cố, việc đánh giá hiệu quả an toàn cho hoạt động dầu khí chủ yếu tập trung vào các sự cố đã xảy ra (vấn đề an toàn cá nhân) mà không chú trọng nhận diện các mối nguy an toàn công nghệ tiềm ẩn. Các sự cố an toàn công nghệ (Process safety event - PSE) bắt nguồn từ việc rò rỉ không theo kế hoạch hoặc không kiểm soát của lưu chất trong quá trình lưu giữ, xử lý (Loss of primary containment - LOPC) mặc dù hiếm khi xảy ra nhưng có thể gây thiệt hại nghiêm trọng về con người, tài sản, môi trường và uy tín của doanh nghiệp.

Các sự cố lớn đa phần là kết quả tổng hợp của nhiều lỗi hỏng trong hệ thống các lớp bảo vệ và việc hư hỏng của mỗi lớp bảo vệ này cũng có thể gây ra các sự cố có mức độ hậu quả thấp hơn. Do vậy, có thể xây dựng các chỉ số theo hướng này để thu thập bộ dữ liệu có tần suất và giá trị thống kê cao hơn. Dữ liệu này gồm các thông tin thể hiện yếu điểm của các lớp bảo vệ như dữ liệu quan sát về điều kiện không an toàn, dữ liệu cận nguy (near miss) hay việc kích hoạt hệ thống an toàn. Dữ liệu này cũng có thể gồm các chỉ số chủ động phản ánh nỗ lực của đơn vị trong việc duy trì hoặc tăng cường hiệu quả của các lớp bảo vệ thông qua việc áp dụng các hệ thống quản lý an toàn, sức khỏe và môi trường.

Để khắc phục các hạn chế của việc phân tích dữ liệu thống kê tai nạn sự cố một cách bị động cũng như từng bước chuẩn hóa thông tin về hiệu quả quản lý an toàn, cần xây dựng hướng dẫn thiết lập và áp dụng các chỉ số

hiệu quả an toàn công nghệ. Xuất phát từ phân tích trên, đề tài “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” đã được thực hiện nhằm tăng cường hiệu quả quản lý an toàn cho hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí của Tập đoàn.

Bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ cho hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí gồm các chỉ số biến đổi căn cứ theo tính chất hoạt động đặc thù của đơn vị và có thể điều chỉnh theo kết quả đánh giá định kỳ hiệu quả quản lý an toàn thực tế; giúp các đơn vị cải tiến và thực hiện các hành động phù hợp nhằm giảm thiểu nguy cơ xảy ra sự cố.

Nhóm tác giả đã thu thập, tổng kết các dữ liệu tai nạn sự cố, các kết quả nhận diện mối nguy, đánh giá rủi ro cho hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí; thu thập, tổng kết thông tin hệ thống quản lý an toàn công nghệ, quy trình bảo đảm an toàn trong vận hành hệ thống công nghệ... trong hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí; phân tích và tổng hợp các tài liệu/dữ liệu thu thập. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã xây dựng hướng dẫn thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ bao gồm các nội dung: xác định phạm vi đánh giá; xác định hệ thống bảo vệ tương ứng với các thành phần trong hệ thống quản lý an toàn công nghệ; xác định các thành phần thiết yếu của hệ thống bảo vệ; kiểm tra bộ chỉ số và xây dựng quy trình áp dụng bộ chỉ số trong việc quản lý an toàn.

2. Xây dựng hướng dẫn thiết lập bộ chỉ số an toàn công nghệ

2.1. Tổng hợp các nguồn dữ liệu làm cơ sở cho quá trình xây dựng hướng dẫn thiết lập bộ chỉ số an toàn công nghệ

Sau khi nghiên cứu các hướng dẫn, quy định liên quan đến công tác quản lý an toàn công nghệ trên thế giới, nhóm tác giả đề xuất kết hợp đồng thời 2 tài liệu API RP 754 [1], HSG 254 [2] làm nguồn tham khảo chính cho quá trình biên soạn hướng dẫn và các tài liệu còn lại làm nguồn thông tin tham khảo bổ sung cho các nội dung kỹ thuật chuyên sâu. Triển khai chi tiết việc xây dựng hướng dẫn, tài liệu HSG 254 sẽ được sử dụng tham khảo trong việc biên soạn các quy trình thiết lập bộ chỉ số an toàn công nghệ, tài liệu API RP 754 sẽ được sử dụng làm nguồn thông tin tham khảo cho việc soạn thảo nội dung áp dụng các chỉ số an toàn công nghệ theo phương thức phân chia 4 bậc. Ngoài ra, trong quá trình biên soạn, nhóm tác giả luôn đối chiếu với các tài liệu, hướng dẫn, quy định pháp luật liên quan nhằm đảm bảo thông tin

về các nội dung kỹ thuật chuyên sâu cũng như các vấn đề pháp lý.

Kết quả phân tích và đánh giá dữ liệu tai nạn sự cố, đánh giá công tác quản lý an toàn công nghệ tại các đơn vị hoạt động trong lĩnh vực lọc hóa dầu và chế biến khí ghi nhận các mối nguy chính ảnh hưởng đến vấn đề an toàn công nghệ, gồm 2 nhóm chính:

- Rò rỉ lưu chất có khả năng dẫn đến sự cố cháy nổ (methane, ethane, propane, propylene, butane, khí thiên nhiên, khí dầu mỏ hóa lỏng, hydro, dầu thô và các phân đoạn chưng cất khác...) từ các khu vực công nghệ chính: cụm chưng cất phân đoạn, cụm xử lý hydro, đồng phân hóa, cracking xúc tác, cụm thu hồi propylene, xưởng sản xuất ammonia, cụm tách khí, nén khí, bồn chứa condensate...

- Rò rỉ lưu chất độc có khả năng gây thương tật hoặc tử vong (ammonia, hydrogen sulfide, chlorine, sulphur dioxide, sulphuric acid, hydrochloric acid, sodium hydroxide, CO, benzene...) từ các khu vực công nghệ

Bảng 1. Bảng phân tích dữ liệu sự cố an toàn công nghệ và giải pháp kiểm soát

Sự cố điển hình	Nguyên nhân	Giải pháp ngăn ngừa
Sự cố công nghiệp hóa chất Bhopal (rò rỉ methyl isocyanate tại Nhà máy Union Carbide), Ấn Độ [3]	Không kiểm soát được phản ứng trong bồn chứa do đã dừng hệ thống làm lạnh để cắt giảm chi phí, dừng hệ thống lọc bằng kiềm để bảo trì và dừng hệ thống được đốt do hệ thống đường ống hư hỏng. Ngoài ra, các thiết bị đo nhiệt độ, áp suất và hệ thống nước hấp thu hơi methyl isocyanate không hoạt động đúng thiết kế. Sự cố này bắt nguồn từ sự thiếu hiệu quả của quy trình thiết kế và vận hành.	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình thiết kế và vận hành công trình. Ngoài ra, vấn đề thông tin liên lạc giữa các bộ phận tại đơn vị (bảo trì, vận hành...) cần phải rõ ràng và chính xác.
Nổ phân xưởng FCC tại Nhà máy Lọc dầu Total La Mede, Pháp [3]	Ăn mòn gây ra rò rỉ hydrocarbon dẫn đến cháy nổ và leo thang sự cố. Sự cố này bắt nguồn từ sự thiếu hiệu quả của quy trình kiểm định và bảo trì dẫn đến độ tin cậy của thiết bị không đạt yêu cầu gây ra rò rỉ.	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình liên quan đến vấn đề kiểm định và bảo trì. Có thể xem xét xây dựng các chương trình kiểm soát: - Chương trình kiểm định trên cơ sở đánh giá rủi ro: liệt kê các cơ chế ăn mòn/hư hỏng xảy ra trong nhà máy đồng thời sử dụng các công nghệ/thiết bị phù hợp để phát hiện/theo dõi; lập kế hoạch và thực hiện kiểm tra các mối hàn có nguy cơ rủi ro cao; - Chương trình phát hiện rò rỉ và khắc phục; đồng thời khi xảy ra sự cố, cần tiến hành phân tích tìm nguyên nhân sự cố và đưa ra biện pháp khắc phục, báo cáo thống kê dữ liệu ghi nhận hư hỏng của thiết bị để rút kinh nghiệm, chỉnh sửa kế hoạch bảo dưỡng định kỳ.
Nổ BLEVE tại Nhà máy Lọc dầu Elf, Pháp [3]	Sự cố trong quá trình lấy mẫu và quy trình xử lý sự cố không phù hợp dẫn đến rò rỉ propane gây cháy nổ. Sự cố này có nguồn gốc từ việc thiếu kiến thức hoặc không đào tạo đầy đủ, thiếu nhận thức tình hình thực tế, không nắm bắt các bài học kinh nghiệm	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình liên quan đến vấn đề đào tạo và đảm bảo năng lực nhân sự. Ngoài kế hoạch đào tạo định kỳ, cần tiến hành các chương trình đào tạo bổ sung khi tiến hành các nội dung cải hoán.

Bảng 1. Bảng phân tích dữ liệu sự cố an toàn công nghệ và giải pháp kiểm soát (tiếp theo)

Sự cố điển hình	Nguyên nhân	Giải pháp ngăn ngừa
Nổ Nhà máy Chế biến khí Esso Longford, Australia [3]	Không thực hiện đánh giá HAZOP trên thiết kế ban đầu của nhà máy và các nội dung cải hoán dẫn đến mất kiểm soát lượng condensate trong thiết bị hấp thu. Sự cố này bắt nguồn từ sự thiếu hiệu quả trong quá trình nhận diện các mối nguy.	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình liên quan đến vấn đề nhận diện mối nguy. Công tác này cần phải được thực hiện trên các thiết kế ban đầu và các nội dung cải hoán liên quan sau đó.
Nổ Nhà máy Nypro sản xuất nguyên liệu thô tổng hợp Nylon 6, Flixborough, Anh [3]	Sự cố từ giải pháp thay thế tạm thời một bình phản ứng bị hư hỏng bằng đường ống 20 inch không được đánh giá đầy đủ các yêu cầu thiết kế và các mối nguy tiềm ẩn. Sự cố này bắt nguồn từ sự thiếu hiệu quả trong quá trình quản lý sự thay đổi hệ thống công nghệ.	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình quản lý sự thay đổi và các công tác liên quan khác, đặc biệt là quy trình nhận diện mối nguy.
Cháy nổ do vỡ đường ống từ cụm hydroracker của Nhà máy Lọc dầu Tosco Avon, California, Hoa Kỳ [3]	Lỗi trong quy trình vận hành kết hợp với các thiết bị đo không hoạt động đúng thiết kế dẫn đến tình trạng quá nhiệt trong hệ thống công nghệ làm đứt vỡ đường ống. Sự cố này bắt nguồn từ sự thiếu hiệu quả trong việc kiểm soát các quy trình vận hành và các chương trình bảo trì, kiểm định.	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình vận hành và các chương trình bảo trì, kiểm định.
Nổ cụm Isomer hóa tại Nhà máy Lọc dầu BP, Texas, Hoa Kỳ [3]	Lỗi trong quy trình vận hành kết hợp với các thiết bị đo không hoạt động đúng thiết kế và không nhận diện đúng mức độ của mối nguy. Sự cố này bắt nguồn từ sự thiếu hiệu quả trong việc kiểm soát các quy trình vận hành, các chương trình bảo trì, kiểm định, nhận diện mối nguy.	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình vận hành và các chương trình bảo trì, kiểm định, nhận diện mối nguy.
Cháy đường dẫn ra đuốc của Nhà máy Lọc dầu BP Grangemouth, Scotland, Anh [3]	Lỗi trong hệ thống cấp giấy phép làm việc dẫn đến việc hydrocarbon rò rỉ từ hệ thống cách ly dẫn đến sự cố cháy. Sự cố này bắt nguồn từ sự thiếu hiệu quả trong việc kiểm soát các quy trình cấp phép làm việc và vấn đề thông tin liên lạc.	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình cấp phép làm việc và thông tin liên lạc.
Rò rỉ độc chất từ Nhà máy Hóa chất ICMESA tại Seveso, Italy [3]	Phản ứng hóa học trong bình phản ứng không được kiểm soát dẫn đến rò rỉ khí độc dioxin ra khu vực dân cư lân cận. Trong sự cố này, cả cơ quan chức năng cũng không nhận thức được mối nguy tiềm ẩn của việc rò rỉ dioxin từ nhà máy để có giải pháp ứng cứu khẩn cấp chính xác. Sự cố này bắt nguồn từ sự thiếu hiệu quả trong việc kiểm soát các quy trình nhận diện mối nguy và ứng cứu khẩn cấp.	Rà soát và kiểm tra chặt chẽ các quy trình nhận diện mối nguy, ứng cứu khẩn cấp. Đối với nội dung ứng cứu khẩn cấp, cần triển khai: - Thiết lập và duy trì các chương trình đào tạo, huấn luyện ứng cứu khẩn cấp, diễn tập định kỳ (nội bộ và bên ngoài) với sự tham gia của toàn thể các nhân sự công trình và các bên liên quan; - Thiết lập/soát xét các kịch bản ứng cứu tình huống khẩn cấp cụ thể tại công trình.

chính: cụm thu hồi lưu huỳnh, cụm tái sinh amine, cụm trung hòa kiềm, xưởng ammonia và khu vực xưởng urea, hệ thống bồn chứa ammonia lỏng, các cụm cung cấp hóa chất bổ sung...

Bảng 1 phân tích dữ liệu các sự cố an toàn công nghệ điển hình, nguyên nhân và giải pháp ngăn ngừa các mối nguy chính.

Các quy trình, hướng dẫn mà các đơn vị đang áp dụng chủ yếu nằm trong Hệ thống quản lý an toàn công nghệ (PSM). Do đó, khi tiến hành triển khai thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ, các đơn vị sẽ có điều kiện thuận lợi trong việc tiếp tục phát triển dựa trên hệ thống hiện hữu. Ngoài ra, đối với các đơn vị mới, do hệ thống an toàn công nghệ đang trong quá trình xây dựng

ban đầu nên sẽ cần đầu tư nghiên cứu bổ sung hoàn thiện song song với việc triển khai xây dựng và áp dụng bộ chỉ số quản lý an toàn công nghệ.

Để bảo đảm khả năng triển khai thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ tại các đơn vị, nhóm tác giả đã đề xuất các nội dung liên quan gồm: các quy trình thiết lập các chỉ số, phương thức phân chia theo bậc và áp dụng các chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ đã xác lập cũng như các thành phần thiết yếu của hệ thống PSM ứng với lĩnh vực lọc hóa dầu và chế biến khí. Đối với vấn đề thất thoát lưu chất, nhóm tác giả đã rà soát và cung cấp các chỉ dẫn tham khảo bổ sung dựa trên thông tin cập nhật của các đơn vị.

2.2. Kết quả xây dựng hướng dẫn thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ

2.2.1. Thiết lập bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ cho hoạt động lọc dầu và chế biến khí

- Bước 1: Xác lập cơ cấu tổ chức để thiết lập và áp dụng bộ chỉ số

Thành lập nhóm nhân sự xây dựng và áp dụng bộ chỉ số, bổ nhiệm trưởng nhóm, xác định trách nhiệm của lãnh đạo đơn vị trong việc quản lý và thực thi hệ thống quản lý an toàn công nghệ.

- Bước 2: Xác định phạm vi hệ thống đánh giá

Lựa chọn cấp độ áp dụng bộ chỉ số, xác định phạm vi của hệ thống đo lường, kịch bản xảy ra sự cố và nguyên nhân.

- Bước 3: Xác định hệ thống bảo vệ hiện hữu và thiết lập chỉ số ghi nhận (lagging)

Xác định hệ thống bảo vệ tương ứng cho các tình huống sự cố và mức độ quan trọng của các hệ thống bảo vệ này. Mô tả kết quả đầu ra, đặc biệt đối với các hệ thống bảo vệ đã sử dụng trong thời gian dài. Thiết lập chỉ số ghi nhận (lagging), theo dõi và xử lý sai lệch, phương thức xử lý trong trường hợp kết quả không đạt yêu cầu để giúp các đơn vị có thể áp dụng vào thực tiễn.

- Bước 4: Xác định yếu tố thiết yếu của hệ thống bảo vệ và thiết lập chỉ số dự báo (leading)

Xác định các thành phần quan trọng của hệ thống bảo vệ, thiết lập chỉ số dự báo (leading) để đánh giá khả năng hoạt động của các hệ thống bảo vệ. Thiết lập ngưỡng giới hạn cho các chỉ số dự báo và phương thức xác lập, áp dụng ngưỡng giới hạn. Theo dõi sai lệch so với

ngưỡng giới hạn nhằm xác định việc xuống cấp (nếu có) của hệ thống quản lý an toàn công nghệ.

- Bước 5: Thu thập dữ liệu và báo cáo

- Bước 6: Soát xét hệ thống, phạm vi chỉ số, ngưỡng giới hạn

Soát xét hiệu quả của hệ thống quản lý an toàn công nghệ. Soát xét phạm vi của bộ chỉ số. Soát xét lại các ngưỡng giới hạn nhằm hạn chế đến mức tối thiểu khả năng thiết lập ngưỡng giới hạn không phù hợp dẫn đến thông tin không phản ánh đầy đủ hoạt động của đơn vị. Nguyên tắc xác lập ngưỡng giới hạn phù hợp với mức độ năng lực quản lý thực tế của các đơn vị cũng được nhóm tác giả đề cập. Về nguyên tắc, đơn vị có thể lựa chọn các ngưỡng giới hạn nói trên làm mục tiêu đánh giá cho các chỉ số quan trọng. Đối với các đơn vị đang triển khai hoặc có kế hoạch triển khai các mục tiêu cụ thể cho các chỉ số, việc xác lập các mục tiêu nên bắt đầu ở mức độ trung bình. Sau đó, căn cứ theo kết quả đánh giá định kỳ của từng mục tiêu cụ thể, đơn vị có thể tăng dần mức độ yêu cầu cho các chỉ số tương ứng.

2.2.2. Áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ và phương thức phân chia 4 bậc

Nhóm chỉ số ghi nhận và chỉ số dự báo được phân chia thành 4 bậc để triển khai áp dụng.

- Chỉ số hiệu quả bậc 1: Sự cố an toàn công nghệ bậc 1 (T-1 PSE)

- Chỉ số hiệu quả bậc 2: Sự cố an toàn công nghệ bậc 2 (T-2 PSE)

- Chỉ số hiệu quả bậc 3: Thách thức đối với hệ thống an toàn

Bảng 2. Các chỉ số an toàn công nghệ khuyến nghị

Tính chất lớp bảo vệ	Chỉ số	Đơn vị đo	Bậc chỉ số
Điều tra tai nạn sự cố (Incident Investigation)	Số trường hợp chấn thương mất ngày công và/hoặc tử vong của nhân sự đơn vị, nhà thầu hoặc nhà thầu phụ	Số lần	Bậc 1
	Số trường hợp nhập viện và/hoặc tử vong của bên thứ ba (không phải nhân sự đơn vị/nhà thầu hoặc thành viên cộng đồng)	Số lần	Bậc 1
	Số trường hợp thông báo chính thức cho cộng đồng về sơ tán hoặc triển khai trú ẩn tại chỗ	Số lần	Bậc 1
	Số lần chấn thương (dẫn đến khả năng làm việc giới hạn hoặc phải điều trị y tế) ghi nhận của nhân sự đơn vị, nhà thầu hoặc nhà thầu phụ	Số lần	Bậc 2
	Số trường hợp cháy/nổ dẫn đến hậu quả có chi phí trực tiếp ghi nhận đạt mức độ của các sự cố an toàn công nghệ Bậc 1/Bậc 2	Số lần	Bậc 1/Bậc 2
	Số lần thất thoát lưu chất ghi nhận đạt mức độ của các sự cố an toàn công nghệ Bậc 1/Bậc 2	Số lần	Bậc 1/Bậc 2
	Số lượng các lần điều tra tai nạn sự cố không được hoàn tất đúng yêu cầu	Số lần	Bậc 4

Bảng 2. Các chỉ số an toàn công nghệ khuyến nghị (tiếp theo)

Năng lực (Competency)	Số lượng các sự cố của quá trình thất thoát lưu chứa chính (LOPC) thực sự hoặc sự cố cận nguy LOPC, dẫn đến phải dừng hoạt động của công trình, thiết bị hư hỏng có nguyên nhân liên quan đến người được đào tạo thiếu các kiến thức kỹ thuật, thiếu kinh nghiệm, thiếu kỹ năng làm việc nhóm	Số lần	Bậc 3
	Tỷ lệ nhân viên trong từng nhóm nhân sự được đánh giá đáp ứng i) một phần; ii) toàn diện; và iii) vượt tiêu chuẩn năng lực cho vai trò quản lý toàn vẹn/an toàn công nghệ	%	Bậc 4
	Số lượng và kết quả đầu ra của các lần soát xét định kỳ để kiểm tra tính chính xác của các kiến thức về công nghệ/công trình	Số lần	Bậc 4
	Số lượng khóa đào tạo quản lý toàn vẹn/an toàn công nghệ đạt yêu cầu theo kế hoạch	Số lần	Bậc 4
	Tỷ lệ của việc đào tạo nhân sự về PSM so với kế hoạch	%	Bậc 4
Nhận diện mối nguy và đánh giá rủi ro (HIRA)	Số lượng các kiến nghị/hành động không được thực hiện trước ngày hết hạn	Số lần	Bậc 3
	Số lượng các sự cố không kiểm soát của lưu chất trong quá trình lưu giữ, xử lý thực sự hoặc sự cố cận nguy có nguyên nhân liên quan đến việc không thực hiện đầy đủ công tác nhận diện mối nguy và đánh giá rủi ro	Số lần	Bậc 3
	Số lượng đánh giá mối nguy và đánh giá rủi ro theo kế hoạch được hoàn thành đúng thời hạn	Số lần	Bậc 4
	Số trường hợp hành động PHA quá hạn và/hoặc được chấp thuận gia hạn	Số lần	Bậc 4
Kiểm định và bảo dưỡng (Inspection and maintenance)	Số lượng các sự cố LOPC thực sự hoặc sự cố cận nguy LOPC có nguyên nhân liên quan đến việc thiếu hụt công tác kiểm định và bảo dưỡng	Số lần	Bậc 3
	Số lượng các yêu cầu công việc bảo dưỡng khẩn cấp và không theo kế hoạch	Lần	Bậc 3
	Số lần sửa chữa tạm thời hoặc tạm hoãn bảo dưỡng hạng mục thiết bị đang hoạt động	Lần	Bậc 3
	Tỷ lệ các phân xưởng/thiết bị thiết yếu đạt yêu cầu kỹ thuật khi được kiểm tra	%	Bậc 3
	Tỷ lệ công tác bảo dưỡng hoàn thành đúng thời hạn	%	Bậc 4
	Số lượng yêu cầu công việc liên quan đến các yếu tố an toàn thiết yếu (Safety critical elements - SCE) quá hạn	Lần	Bậc 4
	Tỷ lệ của số giờ bảo dưỡng ngăn ngừa (Preventive maintenance - PM) so với tổng số giờ PM, số giờ thực hiện các yêu cầu sửa chữa (Corrective order - CO) và số giờ dừng hoạt động (Breakdown - BR). Công thức xác định chỉ số: $PM/(PM + CO + BR)$	%	Bậc 4
Quy trình vận hành (Operating practices)	Số lượng lỗi vận hành do các quy trình không đúng hoặc không rõ	Lần	Bậc 3
	Số lượng các quy trình vận hành tắt xác định từ các sự cố cận nguy hoặc tai nạn	Lần	Bậc 3
	Số lượng các kiến nghị phân tích mối nguy công nghệ (Process hazard analysis - PHA) liên quan đến việc thiếu hụt các quy trình vận hành	Lần	Bậc 3
	Tỷ lệ các quy trình được rà soát và cập nhật theo kế hoạch	%	Bậc 4
	Xem xét giới hạn vận hành và quản lý toàn vẹn (Integrity management - IM)	Lần	Bậc 4
	Số lượng trường hợp vượt giới hạn quản lý toàn vẹn hiện thời/tổng trường hợp (ghi nhận cho mỗi lần vượt giới hạn trong một khoảng thời gian xác định)	Lần	Bậc 4
Quản lý sự thay đổi (Management of change -MOC)	Số lượng các sự cố LOPC thực sự hoặc sự cố cận nguy LOPC có liên quan đến việc thiếu hụt MOC	Lần	Bậc 3
	Tỷ lệ MOC có các bản vẽ và quy trình không được cập nhật	%	Bậc 3
	Số lượng các MOC khẩn cấp hoặc tạm thời	Lần	Bậc 3
	Tỷ lệ công tác đánh giá và phê duyệt mức rủi ro tương ứng với việc hoán cải công trình trước khi lắp đặt	%	Bậc 4
	Số hành động cần thực hiện tương ứng với sự thay đổi bị quá hạn	Lần	Bậc 4
	Tỷ lệ các thay đổi công nghệ được đánh giá rủi ro. Công thức xác định chỉ số: (Tỷ lệ thay đổi công nghệ được đánh giá/Tổng số thay đổi)	%	Bậc 4

Bảng 2. Các chỉ số an toàn công nghệ khuyến nghị (tiếp theo)

Tính chất lớp bảo vệ	Chỉ số	Đơn vị đo	Bậc chỉ số
Quản lý ứng cứu khẩn cấp (Emergency response management)	Số lượng các yếu tố ứng cứu khẩn cấp không thực hiện đầy đủ chức năng khi được kích hoạt trong tình huống khẩn cấp thật sự hoặc trong diễn tập khẩn cấp	Lần	Bậc 3
	Tỷ lệ nhân sự tham dự diễn tập khẩn cấp	%	Bậc 4
	Số lượng thiết bị khẩn cấp và thiết bị dừng hoạt động được kiểm tra theo kế hoạch	Lần	Bậc 4
	Diễn tập mô phỏng trong văn phòng (cấp độ công ty)	Lần	Bậc 4
	Diễn tập mô phỏng trong văn phòng/ngoài hiện trường hàng tháng (thực hiện bởi đội ứng cứu khẩn cấp (Emergency response team - ERT))	Lần	Bậc 4
	Tỷ lệ của việc hoàn thành các diễn tập khẩn cấp so với kế hoạch	%	Bậc 4
Thiết kế công trình (Plant design)	Số tai nạn hoặc sự cố cận nguy có nguồn gốc liên quan đến việc thiết kế công trình	Lần	Bậc 3
	Số lượng sai lệch so với các tiêu chuẩn và nguyên lý áp dụng	Lần	Bậc 4
	Tỷ lệ các hệ thống hoặc thiết bị an toàn thiết yếu tuân thủ đầy đủ theo các nguyên lý thiết kế hiện thời	%	Bậc 4
	Tỷ lệ các quy trình liên quan đến tính toàn vẹn thiết kế (Design integrity - DI) được ban hành và thực hiện	%	Bậc 4
Thiết bị an toàn và báo động (Safety instrument and alarm - SIA)	Tổng số lần kích hoạt thiết bị an toàn và báo động được nhân viên vận hành báo cáo	%	Bậc 3
	Tổng số lỗi thiết bị an toàn và báo động được báo cáo trong quá trình kiểm tra	%	Bậc 3
	Số lần kiểm tra thiết bị an toàn và báo động đơn lẻ so với kế hoạch	Lần	Bậc 4
Khởi động và dừng hoạt động (Start and shutdown - S&S)	Số lượng các tai nạn và sự cố cận nguy trong quá trình khởi động và dừng hoạt động	Lần	Bậc 3
	Số lượng các lần khởi động bị hoãn và số lần dừng hoạt động không theo kế hoạch	Lần	Bậc 3
	Soát xét và cập nhật các quy trình soát xét an toàn trước khi khởi động (PSSR) và danh mục kiểm tra liên quan	%	Bậc 4
Giấy phép làm việc (Permit to work - PTW)	Tỷ lệ tai nạn hoặc sự cố cận nguy trong quá trình thực hiện công việc theo giấy phép làm việc	%	Bậc 3
	Tỷ lệ các giấy phép làm việc được kiểm tra không xác định được tất cả các mối nguy hoặc không xác định được giải pháp kiểm soát phù hợp	%	Bậc 3
	Tỷ lệ các giấy phép làm việc được kiểm tra theo kế hoạch	%	Bậc 3
Quản lý nhà thầu (Contractor management)	Số lượng và tỷ lệ các kiến nghị an toàn cho nhà thầu vẫn ở tình trạng mở hoặc chưa được giải quyết	Lần	Bậc 3
	Tỷ lệ công tác đào tạo nhà thầu theo yêu cầu được thực hiện theo kế hoạch	%	Bậc 4
	Tần suất và tỷ lệ tham dự các cuộc họp an toàn với nhà thầu	%	Bậc 4
	Tỷ lệ của công tác kiểm tra, đánh giá năng lực đáp ứng yêu cầu trước khi thực hiện công việc	%	Bậc 4
	Tỷ lệ việc phát triển và thực thi các quy trình quản lý an toàn đối với nhà thầu	%	Bậc 4
Tuân thủ tiêu chuẩn (Standards compliance)	Tỷ lệ các tiêu chuẩn hiện hữu được soát xét theo kế hoạch nhằm bảo đảm tình trạng hiệu quả	%	Bậc 4
Sự tham gia của nhân sự (Personnel involvement)	Số lượng các cuộc họp của nhóm quản lý hệ thống an toàn công nghệ	Lần	Bậc 4
	Điều tra công trình hàng quý bởi quản lý công trình (Leadership team - LT)	Lần	Bậc 4
	Họp đánh giá hiệu quả định kỳ hàng quý (Quarterly performance reviewing - QPR) với các bên liên quan	Lần	Bậc 4
Thông tin an toàn công nghệ (Process safety information)	Sự hoàn thành đánh giá mối nguy liên quan đến hoạt tính hóa chất	%	Bậc 4
Hệ thống bảo vệ (Protective system)	Số trường hợp phải thực hiện yêu cầu ngăn chặn hoặc làm mất hiệu lực dài hạn do thiết bị bị lỗi hoặc hư hỏng (cò lập, bypass dài hạn)	Lần	Bậc 4

- Chỉ số hiệu quả bậc 4: Nguyên lý vận hành và hệ thống quản lý

Bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ khuyến nghị cho hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí được trình bày trong Bảng 2. Trên cơ sở kết quả phân tích đánh giá các lớp bảo vệ tương ứng với hệ thống quản lý an toàn công nghệ, 2 nhóm chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ tiếp tục được đánh giá phân loại theo phương thức phân chia 4 bậc. Ngoài các chỉ dẫn phân chia theo bậc, các chỉ số an toàn công nghệ phân loại theo tính chất các lớp bảo vệ phổ biến cũng được trình bày để các đơn vị có thể xem xét áp dụng hoặc tham khảo.

Ngoài bộ chỉ số khuyến nghị trình bày trên, các biểu mẫu, chỉ dẫn hỗ trợ bao gồm:

- Biểu mẫu thu thập và báo cáo thông tin chỉ số an toàn công nghệ Bậc 1 và Bậc 2 giúp các đơn vị áp dụng thống nhất. Trong đó, các nội dung cần chú trọng gồm: thông tin công trình, thông tin về sự cố an toàn công nghệ Bậc 1 và Bậc 2 theo 3 nhóm hậu quả tác động.

- Các chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ được diễn giải chi tiết bằng các ví dụ minh họa, giúp các đơn vị hiểu rõ các chỉ số để thu thập thông tin chính xác. Các nội dung diễn giải được phân chia thành 3 nhóm tác động đến con người, tài sản, vật chất.

- Phân tích đánh giá các lớp bảo vệ tương ứng với một số thành phần của hệ thống quản lý an toàn công nghệ nhằm lựa chọn các chỉ số lagging và leading phù hợp. Đây là nguồn thông tin đầu vào để đơn vị xem xét áp dụng theo phương thức phân chia 4 bậc.

3. Kết luận

Hướng dẫn thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ và bộ chỉ số tương ứng đã được xây dựng để cung cấp các giải pháp 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. Hướng dẫn cung cấp các chỉ dẫn chung cho các đơn vị về việc thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ; thống nhất cách thức xác định và đơn vị tính các chỉ số Bậc 1 và Bậc 2. Thông qua việc nghiên cứu, đối chiếu với các quy định, hướng dẫn của các tổ chức quốc tế về an toàn nói chung và an toàn công nghệ nói riêng cũng như thông qua kết quả khảo sát thực tế tại các đơn vị, nhóm tác giả đã xác định các bước thiết lập bộ chỉ số an toàn công nghệ cho hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí của Tập đoàn; áp dụng chỉ số an toàn công nghệ và cách thức phân chia 4 bậc.

Hướng dẫn cũng bổ sung 4 phụ lục chi tiết nhằm hỗ trợ các đơn vị trong việc áp dụng hướng dẫn vào thực tiễn, gồm: Bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ khuyến nghị cho hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí; Biểu mẫu thu thập và báo cáo thông tin về chỉ số an toàn công nghệ Bậc 1 và Bậc 2; Diễn giải chi tiết các chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ; Phân tích các lớp bảo vệ tương ứng với một số thành phần của hệ thống quản lý an toàn công nghệ.

Hướng dẫn này sẽ cung cấp các giải pháp hỗ trợ các đơn vị xây dựng và cải tiến hệ thống quản lý an toàn công nghệ, đồng thời là cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện công tác kiểm tra đánh giá công tác quản lý an toàn công nghệ, hướng tới mục tiêu không ngừng nâng cao năng lực và trình độ quản lý an toàn của Ngành Dầu khí Việt Nam.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả kiến nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị đẩy nhanh tiến độ áp dụng Hướng dẫn này và từng bước xác lập mục tiêu cho các chỉ số Bậc 1, Bậc 2; sau đó triển khai cho các chỉ số Bậc 3 và Bậc 4 trước khi mở rộng nghiên cứu áp dụng cho lĩnh vực thăm dò, khai thác và vận chuyển dầu khí. Việc cập nhật hướng dẫn cần được thực hiện tối thiểu 5 năm một lần hoặc ngay khi có sự thay đổi lớn của các tài liệu liên quan.

Tài liệu tham khảo

1. API. *ANSI/API recommended practice 754: Process safety performance indicators for the refining and petrochemical industries (1st edition)*. 2010.
2. Health and Safety Executive. *Developing process safety indicators - A step-by-step guide for chemical and major hazard industries*. 2006.
3. John Atherton, Frederic Gil. *Incidents that define process safety*. Wiley. 2008.
4. Center for Chemical Process Safety (CCPS). *Guidelines for preventing human error in process safety*. Wiley - American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 2004.
5. CCPS. *Guidelines for the management of change for process safety*. John Wiley & Sons. 2008.
6. CCPS. *Guidelines for evaluating process plant buildings for external explosions and fires*. John Wiley & Sons. 2010.
7. CCPS. *Guidelines for vapor cloud explosion, pressure vessel burst, BLEVE and flash fire hazards*. Wiley - American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 2010.
8. CCPS. *Conduct of operations and operational*

discipline: *For improving process safety in industry*. Wiley - American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 2011.

9. CCPS. *Guidelines for auditing process safety management systems, 2th edition*. John Wiley & Sons. 2011.

10. CCPS. *Guidelines for engineering design for process safety*. Wiley. 2012.

11. CCPS. *Recognizing catastrophic incident warning signs in the process industries*. Wiley - American Institute of Chemical Engineers (AIChE). 2012.

12. CCPS. *Guidelines for managing process safety risks during organizational change*. Wiley. 2013.

13. Andrew Hopkins. *Failure to learn: The BP Texas city refinery disaster*. CCH Australia. 2008.

14. Trevor Kletz. *What went wrong? Case histories of process plant disasters and how they could have been avoided (5th edition)*. Elsevier Inc. 2009.

15. Norman P. Lieberman. *Process equipment malfunctions: Techniques to identify and correct plant problems*. McGraw-Hill. 2011.

16. Ian Sutton. *Offshore safety management implementing a sems program*. William Andrew. 2013.

17. American Petroleum Institute (API). *ANSI/API Standard 521/ISO 23251: Pressure-relieving and depressuring systems*. 2007.

18. API. *Guide to reporting process safety events version 2.0*. www.api.org.

19. BP. *The report of the BP U.S. refineries independent safety review panel*. 2007.

20. CCPS. *Guidelines for risk based process safety*. 2007.

21. CCPS. *Guidelines for process safety metrics*. 2010.

22. CCPS. *Process safety leading and lagging metrics*. 2011.

23. CCPS. *Process safety - leading indicators industry survey*. 2013.

24. OECD Environment, Health and Safety Publications. *Guidance on safety performance indicators related to chemical accident prevention, preparedness and response (2nd edition)*. 2008.

25. Health and Safety Executive. *Health and safety at work etc. Act 1974*. 1974.

26. International Association of Oil & Gas Producers (OGP). *Asset integrity - The key to managing major incident risks*. 2008.

27. OGP. *Process safety - Recommended practice on key performance Indicators*. 2011.

28. US Chemical Safety Board. *BP Texas city: Final investigation report*. 2007.

Enhancing the effectiveness of safety management in refining, petrochemical and gas processing activities of Petrovietnam by establishing and applying process safety performance indicators

Phung Dinh Lieu, Pham Thanh Dat, Hoang Nguyen
Vietnam Petroleum Institute
Email: lieupd.cpse@vpi.pvn.vn

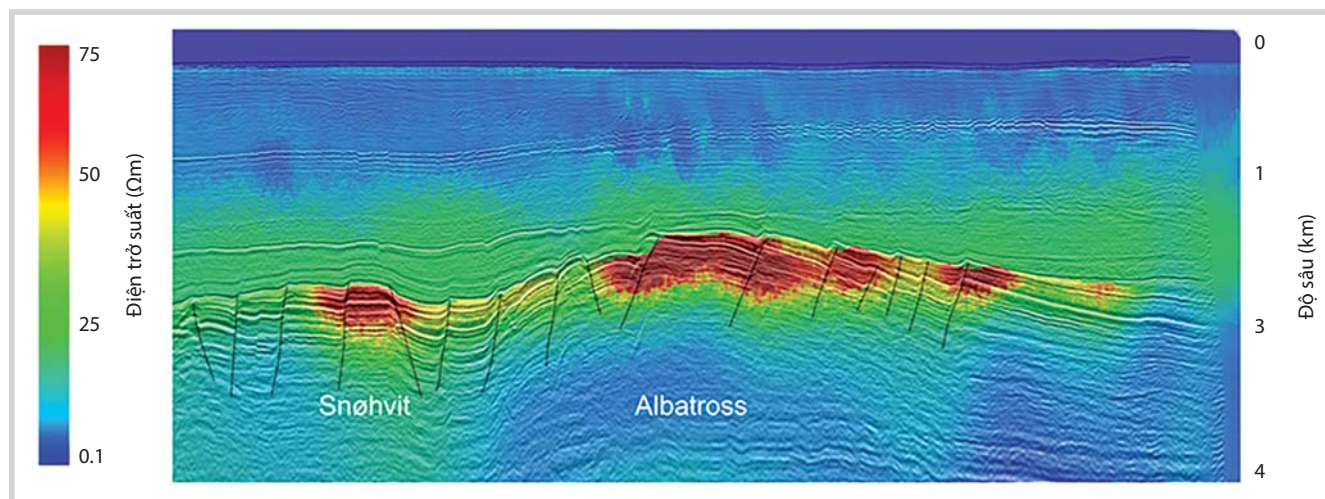
Summary

The “Guideline for establishing and applying process safety performance indicators for refining, petrochemical and gas processing activities” compiled by the Research and Development Centre for Petroleum Safety and Environment (CPSE) provides detailed instructions for establishing and applying process safety performance indicators. The guideline helps to identify and classify the two groups of process safety indicators (lagging and leading) into 4 tiers and will be an important document in supporting process safety management at relating companies. It will also provide the basis for Petrovietnam to audit the performance of process safety management at its affiliates in order to improve the effectiveness of safety management in general.

Key word: Process safety management, refining, petrochemical and gas processing, performance indicators.

GIẢI PHÁP BĂNG THÔNG RỘNG, ĐIỆN TỬ (EM) TÍCH HỢP NÂNG CAO HIỆU QUẢ THU THẬP DỮ LIỆU ĐỊA VẬT LÝ

Mở rộng phạm vi ứng dụng công nghệ sử dụng
hệ thống đầu thu lai đất



Hình 1. Một cắt ngang địa điện trở dựa theo địa chấn trích xuất từ tài liệu Geo-Streamer và dữ liệu EM được thu nổ. Nguồn: PGS

Trong bối cảnh giá dầu đang ở mức thấp, các công ty dầu khí ngày càng tập trung vào việc thu thập dữ liệu tầng sâu với chất lượng cao hơn, tốc độ nhanh hơn và chi phí hiệu quả hơn. Hiệu quả chi phí được đề cập ở đây là cải thiện cơ hội phát hiện các trữ lượng hydrocarbon có tính thương mại, sử dụng dịch vụ dầu khí với chi phí thấp nhất hay thu thập và tích hợp mọi thông tin về tầng sâu trong giới hạn ngân sách thăm dò có sẵn?

Việc tối đa hóa giá trị đầu tư có nghĩa là sử dụng đúng công nghệ trong môi trường thích hợp và từ đó nâng cao cơ hội thành công.

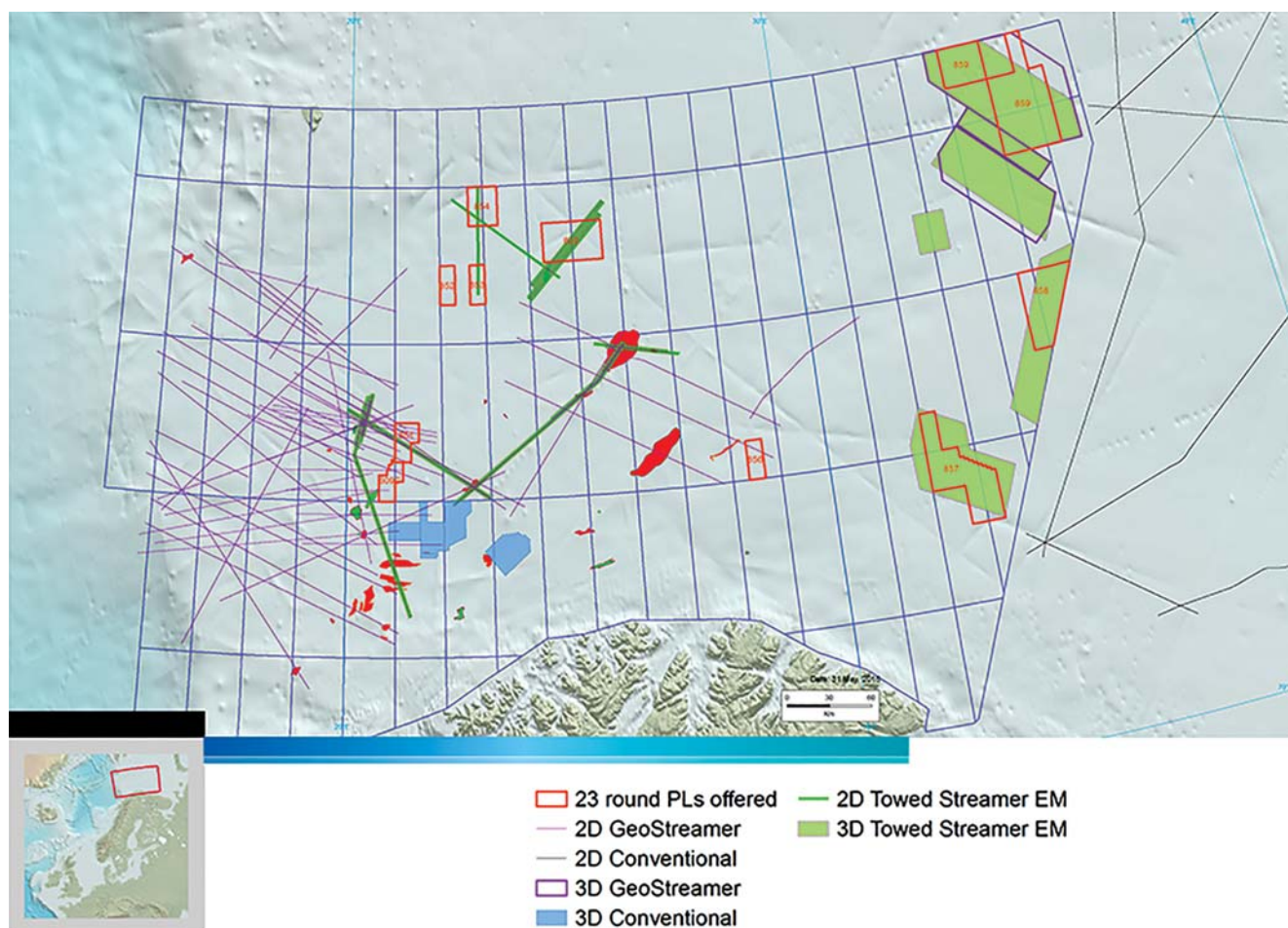
Công nghệ địa vật lý sẽ cung cấp thông tin bổ sung về tầng sâu cho phép tác động mạnh đến các quyết định cấp giấy phép, thăm dò và khoan giếng. Mới đây, Petroleum Geo-Services (PGS) đã tiến hành các nghiên cứu tính khả thi của phương pháp điện tử 3D có nguồn kiểm soát (controlled-source electromagnetic - CSEM) trước khi thu thập dữ liệu nhằm giúp các công ty dầu khí giải quyết các khó khăn cụ thể trong lĩnh vực địa vật lý (Hình 1).

Từ năm 2014 - 2015, dự án thu thập dữ liệu điện tử (EM) 3D sử dụng hệ thống băng thông rộng kết hợp đầu thu lai đất đã được đầu tư với quy mô lớn. Các công ty dầu khí đã sử dụng dữ liệu này cho những giai đoạn khác nhau trong vòng cấp phép thứ 23 của Na Uy (Hình 2). Kết quả được công bố vào tháng 5/2016 với 10 giấy phép khai thác mới được trao cho 13 công ty. Giá trị của công nghệ

EM cũng được minh chứng trong vòng cấp phép năm 2016 cho những khu vực đã xác định trước: 10 trong số những giấy phép được cấp năm 2016 có đề cập đến công nghệ EM trong chu trình công việc so với một giấy phép trong năm 2012, còn các năm 2013 và 2014 thì không có giấy phép nào đề cập đến công nghệ này. Như vậy, dữ liệu EM 3D multi-client đã hỗ trợ các công ty dầu khí trong công tác ra quyết định trước và trong các vòng cấp giấy phép cho khu vực ngoài khơi Na Uy.

Dữ liệu điện tử có nguồn kiểm soát (CSEM) được sử dụng hiệu quả nhất khi minh giải và tích hợp với các dữ liệu địa chấn cùng các thông tin địa vật lý khác. Từ việc cùng hiển thị một tài liệu địa chấn và điện trở cho tới việc xử lý nghịch đảo địa chấn và thậm chí là các công tác đánh giá mức độ tăng chứa như: ước tính độ bão hòa và trữ lượng hydrocarbon tại chỗ, dữ liệu EM đã cải thiện đáng kể hiểu biết về tầng sâu trước khi đưa ra các quyết định đầu tư. Việc bổ sung thông tin địa chất về các tầng sâu này có thể cung cấp cho các công ty dầu khí lợi thế cạnh tranh khi tham gia đấu thầu, hay khoan giếng thăm dò, thậm chí tối ưu hóa việc phát triển mỏ và khai thác.

Trong 3 năm qua, PGS đã đầu tư thu thập dữ liệu EM tại biển Barents, cung cấp các thông tin quan trọng, hỗ trợ các công ty dầu khí trong việc ra các quyết định đấu thầu và khoan một cách hiệu quả hơn so với việc chỉ sử dụng tài liệu địa chấn thông thường. Việc đầu tư này không chỉ



Hình 2. Bản đồ chi tiết vị trí dữ liệu multi-client CSEM của PGS tại biển Barents (màu xanh lá cây) trên diện tích của vòng cấp phép thứ 23 của Na Uy. Nguồn: PGS

mang lại lợi ích cho ngành dầu khí mà còn cho cả các cơ quan chịu trách nhiệm về quy định, cấp phép và quản lý tài nguyên.

Một khía cạnh khác bổ sung cho tích hợp tài liệu địa chấn và điện trở suất là thu thập đồng thời dữ liệu EM và tài liệu địa chấn bằng thông rộng GeoStreamer 2D (Hình 3).

Ngoài dịch vụ thu thập đồng thời dữ liệu CSEM và địa chấn, dịch vụ thu nổ dữ liệu điện từ riêng biệt cũng sẵn sàng được cung cấp. Theo đó, để thu được giá trị tối đa từ tài liệu điện trở, cần minh giải tài liệu này cùng với tài liệu địa chấn và các thông tin địa vật lý khác. Việc thu nổ riêng tài liệu điện từ được tiến hành trong các khu vực đã có sẵn tài liệu địa chấn, thường là tài liệu địa chấn 3D. Trong suốt dự án thu thập dữ liệu EM năm 2014, một kỷ lục về tốc độ thu nổ đã được thiết lập với việc thu nổ hơn 200km² địa chấn trong 24 giờ tại biển Barents. Tốc độ thu nổ cao như vậy được thực hiện nhờ việc kéo đầu thu điện từ với vận tốc 4 - 5 hải lý/giờ và thu nổ dữ liệu CSEM 3D mật độ dày với bước lưới 1km.

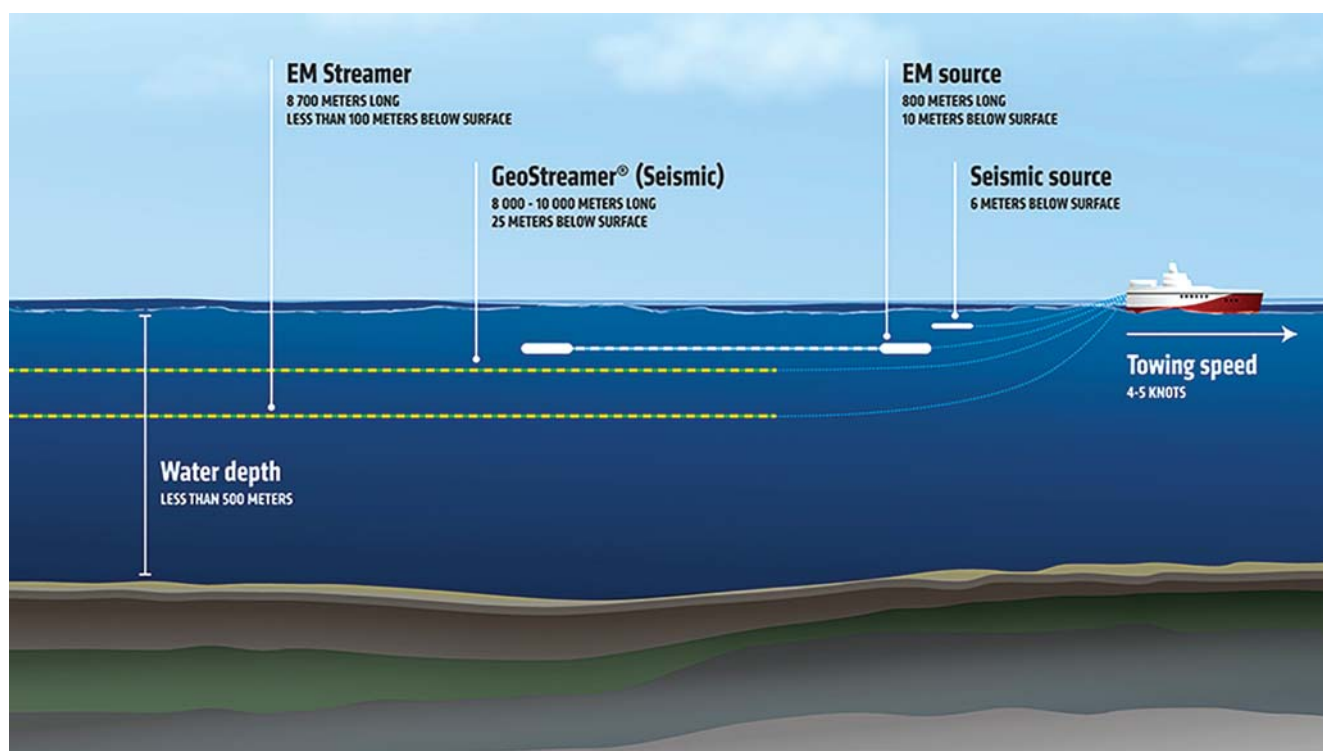
Chiều dài tiêu chuẩn của dải đầu thu EM là 8.700m. Cấu hình của thiết bị có thể điều chỉnh được. Trong

trường hợp ưu tiên ghi lại hình ảnh cấu trúc lòng đất ở độ sâu lớn hơn, thiết bị có thể tăng chiều dài dải đầu thu tới 10.000m.

Ngược lại, nếu mục tiêu của việc khảo sát là đối tượng khí nông phân bố phía trên của một mỏ khai thác thì chiều dài dải đầu thu điện từ có thể co ngắn lại để giảm thiểu rủi ro vận hành trong quá trình sử dụng. Đầu thu điện từ được kéo ở độ sâu tới 100m và có thể được co ngắn hơn ở khu vực nước nông. Như trường hợp khảo sát ở biển Celtic năm 2013, tài liệu được thu với dải đầu thu điện từ ở độ sâu 50m và hệ thống địa chấn biển băng thông rộng được kéo ở độ sâu 25m.

Khác với thiết bị thu địa chấn, cả thiết bị điện từ 2D và 3D đều thu với một đầu thu điện từ đơn. Bước lưới nhỏ hơn 1,5km cho phép nghịch đảo bất đẳng hướng của các mặt cắt điện trở 2D cũng như một khối điện trở 3D. Những khảo sát sử dụng bước lưới lớn hơn 1,5km được xem là tài liệu 2D với mặt cắt điện trở được tạo ra bằng phép xử lý nghịch đảo tài liệu 2,5D.

Đầu thu điện từ sử dụng 72 cặp offset, chiều dài từ 200m đối với offset gần, tới 1.100m đối với offset xa. Điều



Hình 3. Biểu diễn cấu hình hoạt động khi thu thập đồng thời dữ liệu điện từ đầu thu lai đất và dữ liệu địa chấn biển 2D bằng thông rộng. Nguồn: PGS

này cung cấp dữ liệu điện trở đặc biệt dày trên cả miền khoảng cách và miền tần số. Bộ tài liệu này cho phép tối ưu hóa các tài liệu được lựa chọn để tiến hành xử lý nghịch đảo. Các thông số này có thể được đánh giá trong giai đoạn nghiên cứu tính khả thi của dự án, đảm bảo việc lựa chọn tần số và khoảng cách phù hợp nhất để hiển thị rõ đối tượng cần xác minh. Tài liệu mật độ dày mang đến độ phân giải cao hơn trong lát cắt điện trở 2D và 3D, cho phép ứng dụng vào quy trình cải thiện chất lượng vỉa chứa ở mức độ chi tiết.

Việc thu nổ đồng thời dữ liệu Geostreamer và điện từ đầu thu lai đất giúp tiết kiệm chi phí và nâng cao độ phân giải của dữ liệu điện trở. Các chỉ tiêu về Sức khỏe, An toàn, Môi trường và Chất lượng cũng được cải thiện đáng kể, vì 2 dữ liệu được thu nổ trên cùng một tàu, lượng nhiên liệu tiêu thụ ít hơn, thời gian thu nổ được rút ngắn so với việc thu nổ bằng 2 dự án khảo sát riêng biệt. Ở góc độ vận hành, việc kết hợp thu nổ EM vào một khảo sát địa chấn biển 2D bằng thông rộng chỉ cần bổ sung một lượng nhân sự tối thiểu. Thiết bị được sử dụng và vận hành bởi một nhóm chuyên gia địa chấn tiêu chuẩn cùng với một hoặc hai kỹ sư thực địa về điện từ.

Từ trước đến nay, phương pháp điện từ thường chỉ được sử dụng như một công cụ nhằm giảm thiểu rủi ro, một phần do sự khuếch tán tự nhiên của năng lượng điện từ dẫn đến độ phân giải tương đối thấp so với tài

liệu địa chấn. Nhưng với sự ra đời của công nghệ thu thập dữ liệu điện từ sử dụng đầu thu lai đất kết hợp đo mật độ dày, độ phân giải cao, tập trung, tài liệu địa chấn tích hợp điện trở đã cho phép tính toán độ bão hòa hydrocarbon, có thể được áp dụng trong việc giảm bớt các rủi ro khoan cũng như tối ưu hóa phát triển mỏ; đồng thời mở ra tiềm năng được áp dụng vào công nghệ 4D ở môi trường thích hợp.

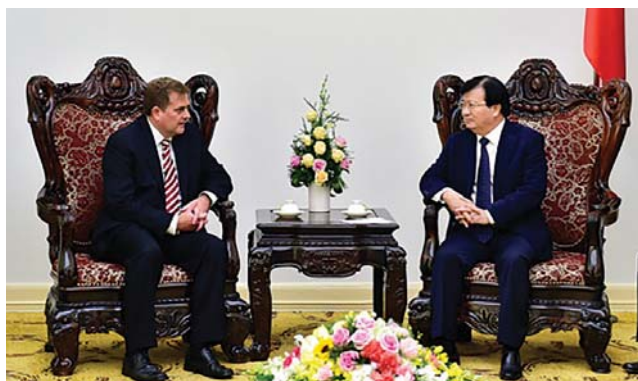
Hiện nay, việc thăm dò tại các khu vực lân cận mỏ đang được quan tâm đặc biệt. Nếu khảo sát được thiết kế tối ưu hóa dựa vào kết quả nghiên cứu tính khả thi của một dự án cụ thể thì dữ liệu EM đầu thu lai đất có thể xác định các rủi ro khi khoan cũng như được sử dụng để xác minh tiềm năng chứa dầu khí ở khu vực xung quanh mỏ. Với sự tích hợp tài liệu địa chấn, điện trở và tài liệu địa vật lý giếng khoan, công tác xác định đặc trưng tầng chứa và quy trình thăm lượng được xây dựng, cho phép tính toán trữ lượng hydrocarbon tại chỗ.

Hệ thống thu thập dữ liệu EM sử dụng đầu thu đầu thu lai đất đã thay đổi hiệu quả thu nổ CSEM, cùng với việc cải thiện đáng kể mật độ lấy mẫu. Sự cải tiến này đã mở rộng phạm vi ứng dụng của công nghệ từ thăm dò khu vực tới chi tiết hóa cấu trúc và đặc trưng tầng chứa.

Nguyễn Anh Tuấn (theo *Offshore*, 9/2016)

TIN TRONG NGÀNH

Tích cực đàm phán để sớm khai thác mỏ khí Cá Voi Xanh



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng tiếp Phó Chủ tịch ExxonMobil Paul Greenwood.
Ảnh: VGP/Nhật Bắc

Ngày 1/12/2016, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đã tiếp ông Paul Greenwood - Phó Chủ tịch phụ trách lĩnh vực khí điện của ExxonMobil. Phó Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao nỗ lực của Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và ExxonMobil trong việc triển khai dự án mỏ khí Cá Voi Xanh. Đến nay, các bên đã đạt được bước tiến quan trọng trong quá trình đàm

phán, thỏa thuận triển khai dự án. Phó Thủ tướng Chính phủ đề nghị ExxonMobil phối hợp với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Bộ Công Thương đẩy nhanh tiến độ đàm phán để sớm đưa mỏ khí Cá Voi Xanh vào khai thác.

Phó Chủ tịch ExxonMobil Paul Greenwood mong muốn được Chính phủ Việt Nam tạo điều kiện thuận lợi để các bên liên quan sớm triển khai các thỏa thuận đã đạt được, phát triển dự án theo kế hoạch đã đề ra.

Mỏ khí Cá Voi Xanh nằm cách bờ biển miền Trung khoảng 100km về phía Đông, do ExxonMobil làm nhà điều hành. Thủ tướng Chính phủ đã đồng ý quy hoạch xây dựng 4 nhà máy nhiệt điện khí với tổng công suất 3.000MW (công suất mỗi nhà máy 750MW) sử dụng khí từ mỏ Cá Voi Xanh. Trong đó, 2 nhà máy được xây dựng tại xã Tam Quang, huyện Núi Thành (Quảng Nam) và 2 nhà máy sẽ xây ở Khu kinh tế Dung Quất, thuộc địa phận xã Bình Thạnh (Bình Sơn). Trước đó, Thủ tướng Chính phủ cũng đã đồng ý chủ trương dành một lượng khí của mỏ khí Cá Voi Xanh cho phát triển công nghiệp hóa dầu.

Xuân Tuyền

Vietsovpetro đón dòng khí và condensate đầu tiên từ mỏ Thiên Ưng



Mở vỉa thành công giếng khai thác TU-6 giàn BK-TNG, mỏ Thiên Ưng. Ảnh: VSP

Vào lúc 23 giờ 30 phút ngày 6/12/2016, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã khoan và mở vỉa thành công, đón dòng khí và condensate đầu tiên từ giếng khai thác TU-6, giàn BK-TNG mỏ Thiên Ưng.

Giếng cho lưu lượng trung bình mỗi ngày khoảng 540.000m³ khí và 200 tấn condensate. Vietsovpetro đang khẩn trương thực hiện các giải pháp kỹ thuật

cần thiết để đưa khí và condensate vào hệ thống công nghệ, chuyển qua mỏ Bạch Hổ, đưa về bờ trong thời gian sớm nhất.

Giàn BK-TNG mỏ Thiên Ưng thuộc Lô 04-3, bể Nam Côn Sơn, có độ sâu 120m nước, cách bờ 270km. Lô 04-3 được Chính phủ giao cho Tổ hợp nhà thầu gồm Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và OAO Zarubezhneft. Vietsovpetro được chỉ định là nhà điều hành.

Anh Phương

ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ THI CÔNG DỰ ÁN NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THÁI BÌNH 2

Ngày 3/12/2016, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh đã kiểm tra tiến độ thi công xây lắp tại công trường Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị liên quan thực hiện các giải pháp để tối ưu hóa chi phí và nâng cao hiệu quả công tác quản lý, điều hành, đảm bảo chất lượng, tiến độ của dự án và an toàn môi trường.

Tính đến nay, tiến độ tổng thể của dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 đạt trên 75% đã hoàn thành thử áp lực Lò hơi số 1 và lắp đặt turbine. Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) đang tập trung hoàn thiện một số hạng mục chính như: ESP, Bunker máy nghiền than, xử lý nước và nước thải, khí nén, lò hơi phụ, sân phân phối 220kV...

Thúy Hằng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp Bộ Mỏ và Năng lượng Campuchia



Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quỳnh Lâm tiếp đoàn công tác của Bộ Mỏ và Năng lượng Campuchia. Ảnh: Như Trang

Ngày 20/12/2016, tại Hà Nội, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quỳnh Lâm đã tiếp đoàn công tác của Bộ Mỏ và Năng lượng Campuchia do Quốc vụ khanh Ho Vichit và Sok Khavan dẫn đầu sang học tập kinh nghiệm của Tập đoàn về đàm phán và xây dựng hợp đồng dầu khí khu vực chống lán.

Bằng kinh nghiệm và thực tế, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trao đổi với đoàn công tác các vấn đề liên quan đến dự án, việc xây dựng các thỏa thuận, cơ sở pháp lý; chia sẻ một số khó khăn, vướng mắc trong điều hành và sự phối hợp giữa các công ty dầu khí quốc gia và các cơ quan hữu quan trong quá trình quản lý và thực hiện dự án.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết luôn nhận được sự hợp tác, hỗ trợ của Chính phủ Hoàng gia Campuchia, Bộ Mỏ và Năng lượng Campuchia trong việc xây dựng và triển khai các dự án tại Campuchia trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò, chế biến và phân phối các sản phẩm dầu khí, đặc biệt là đối với Hợp đồng thăm dò dầu khí Lô XV vùng hồ Tonle Sap, đất liền Campuchia.

Lãnh đạo hai bên khẳng định sẽ tiếp tục củng cố quan hệ hợp tác giữa Bộ Mỏ và Năng lượng Campuchia và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, góp phần làm sâu sắc thêm tình hữu nghị truyền thống giữa Việt Nam - Campuchia.

Hương Giang

Sản lượng của Nhà máy Đạm Phú Mỹ ước đạt 820 nghìn tấn



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Ngày 21/12/2016, tại Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí (PVFCCo) đã tổ chức Hội nghị tổng kết hoạt động sản xuất kinh doanh năm 2016, triển khai kế hoạch nhiệm vụ năm 2017.

Trong năm 2016, PVFCCo đã vận hành an toàn Nhà máy Đạm Phú Mỹ, sản lượng ước đạt 820.000 tấn urea. Mặc dù thị trường cạnh tranh cao, giá giảm sâu, thời tiết diễn biến bất

thường, nhưng PVFCCo vẫn gia tăng sản lượng tiêu thụ: 830 nghìn tấn Đạm Phú Mỹ, 353 nghìn tấn NPK và Kali Phú Mỹ, 32,7 nghìn tấn NH_3 ... Trong hoạt động đầu tư xây dựng cơ bản, PVFCCo đẩy mạnh triển khai dự án trọng điểm nâng công suất xưởng NH_3 - xây dựng Nhà máy NPK Phú Mỹ theo công nghệ hóa học; đưa vào sử dụng Xưởng sản xuất UFC85/AF37.

Trong năm 2017, PVFCCo đặt mục tiêu vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ an toàn, ổn định, đảm bảo chất lượng sản phẩm; thực hiện thành công đợt bảo dưỡng tổng thể Nhà máy và đấu nối các phần mở rộng của Phân xưởng NH_3 - Nhà máy NPK Phú Mỹ; kinh doanh đảm bảo hiệu quả, giữ vững thương hiệu và thị phần của Đạm Phú Mỹ; chuẩn bị tốt thị trường cho sản phẩm của xưởng NH_3 mở rộng và Nhà máy NPK Phú Mỹ; tiếp tục đẩy mạnh triển khai các dự án đảm bảo chất lượng, tiến độ, kiểm soát chi phí; nghiên cứu phát triển sản phẩm mới...

Bùi Hà

KÝ HỢP ĐỒNG BẢO HIỂM VẬN HÀNH NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN VŨNG ÁNG 1



Lãnh đạo PV Power và PVI Insurance đại diện hai bên ký hợp đồng. Ảnh: PVI

Ngày 6/12/2016 tại Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) và Tổng công ty Bảo hiểm PVI (PVI Insurance) đã ký Hợp đồng bảo hiểm vận hành Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 giai đoạn 2016 - 2017.

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có công suất 1.200MW (2 tổ máy x 600MW) đã đưa vào vận hành thương mại Tổ máy số 1 từ ngày 31/12/2014 và Tổ máy số 2 từ ngày 12/5/2015.

Với vai trò là đơn vị tư vấn và quản lý rủi ro cho tài sản của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và là đơn vị có năng lực, uy tín đứng đầu thị trường bảo hiểm Việt Nam, PVI Insurance đã được lựa chọn là nhà bảo hiểm trong nước cấp đơn và thực hiện Hợp đồng bảo hiểm cho Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 giai đoạn 2015 - 2016 và giai đoạn 2016 - 2017.

Thúy Hằng

PVEP và Solar hợp tác bảo dưỡng, sửa chữa máy và thiết bị turbine khí



Các đơn vị tham dự Hội thảo do PVEP và Solar Turbines tổ chức. Ảnh: PVEP

Ngày 12/12/2016, tại Tp. Vũng Tàu, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Solar Turbines đã tổ chức Hội thảo đánh giá kết quả 2 năm triển khai thực hiện Hợp đồng thỏa thuận chung bảo dưỡng, sửa chữa máy và thiết bị turbine khí (MMSA) tại các dự án dầu khí ở Việt Nam.

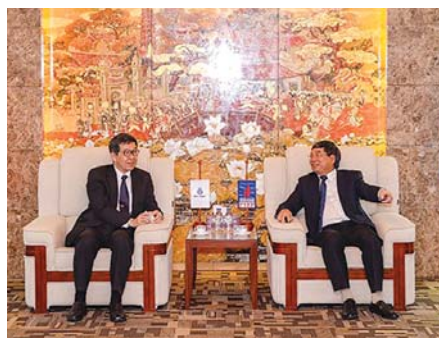
Tại Hội thảo, PVEP và Solar Turbines cùng các nhà điều hành đánh giá hiệu quả của Hợp đồng, đồng thời thảo luận các giải pháp nhằm tiếp tục mở rộng phạm vi và hiệu quả của phương thức hợp tác này. Từ đầu năm 2013, PVEP

đã xây dựng mô hình quản lý dựa trên nền tảng kỹ thuật nhằm tiết giảm tối đa chi phí phát triển mỏ và vận hành khai thác dầu khí, trong đó có xây dựng mô hình quản trị chung MMSA. Nhờ đó, PVEP đã tạo được môi trường trao đổi kinh nghiệm và đào tạo cán bộ kỹ thuật vận hành đạt chuẩn quốc tế, quản lý đạt chuẩn khu vực, chi phí theo mặt bằng giá, ngăn ngừa sự cố, đảm bảo đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật và kế hoạch sản lượng khai thác dầu khí của PVEP.

Mô hình này đã mang lại hiệu quả cao so với các thỏa thuận riêng lẻ với Solar Turbines, trên phương diện kỹ thuật, kinh tế và quản trị. Các nhà điều hành tại các dự án có vốn góp của PVEP (gồm: Cuu Long JOC, KNOC, JVPC), Bien Dong POC, TNK/Rosneft, PTSC PS sau khi chuyển sang ứng dụng mô hình MMSA đã nâng cao thời gian làm việc của thiết bị turbine khí, giảm chi phí bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị, có thể chia sẻ vật tư/phụ tùng, kịp thời đáp ứng nhu cầu sản xuất. Solar Turbines cho biết đã tiết kiệm chi phí đi lại phục vụ công tác bảo dưỡng sửa chữa định kỳ giảm từ 25 lần/năm (trung bình 3 - 4 lần/năm với mỗi nhà điều hành) xuống khoảng 6 lần/năm do kết hợp kế hoạch kiểm tra bảo trì và dịch vụ biển của 6 nhà điều hành.

Mạnh Hòa

PVEP hợp thường niên với PTTEP



Chủ tịch HĐQT PVEP Hoàng Ngọc đang tiếp Tổng giám đốc PTTEP Somporn Vongvuthipornchai. Ảnh: PVEP

Ngày 9/12/2016, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã có cuộc họp thường niên với lãnh đạo cấp cao của Công ty Dầu khí Quốc gia Thái Lan (PTTEP).

Tổng giám đốc PTTEP Somporn Vongvuthipornchai chia sẻ chiến lược "Save to be safe - Tiết kiệm để an toàn" khi giá dầu giảm mạnh và chiến lược "Spend smart - Đầu tư thông minh" khi giá dầu phục hồi. Đồng thời, PTTEP

đẩy mạnh công tác nghiên cứu và phát triển song song với việc tìm kiếm các cơ hội mới, đặc biệt là ở nước ngoài.

Chủ tịch HĐQT PVEP Hoàng Ngọc đang đã giới thiệu chiến lược đầu tư, các sáng kiến, ý tưởng giúp PVEP tiết kiệm và tối ưu hóa công tác sản xuất kinh doanh trong bối cảnh giá dầu suy giảm. Lãnh đạo PVEP cũng giới thiệu và thảo luận với PTTEP về các cơ hội hợp tác đầu tư tại Việt Nam, Myanmar và Iran...

Lãnh đạo hai bên chia sẻ quan điểm về ảnh hưởng của công tác đầu tư đến tiến độ các dự án, vận hành dự án và quản lý danh mục dự án. Tại Việt Nam, PTTEP đang hợp tác với PVEP tại các Lô 16-1, Lô 09-2 và Lô B, 48/95 và 52/97. Tại Algeria, PTTEP và PVEP đang có quyền lợi tham gia cùng Sonatrach trong Lô 433a & 416b.

Mạnh Hòa

KIỂM TRA TIẾN ĐỘ THI CÔNG DỰ ÁN NHIỆT ĐIỆN LONG PHÚ 1

Ngày 13/12/2016, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn đã kiểm tra tiến độ thi công tại công trường Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 và chủ trì cuộc họp giao ban với Ban QLDA Điện lực Dầu khí Long Phú 1, Liên danh tổng thầu Power Machines - PTSC.

Đến nay, tiến độ tổng thể của dự án đạt trên 40%, cơ bản hoàn thành công tác mua sắm các thiết bị chính. Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị liên quan thực hiện các giải pháp để đẩy nhanh tiến độ thiết kế, mua sắm và thi công xây lắp nhằm đạt mục tiêu phát điện Tổ máy 1 vào tháng 10/2018 theo quy định của Hợp đồng EPC.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Ban QLDA Điện lực Dầu khí Long Phú 1 chỉ đạo Liên danh nhà thầu tập trung huy động, bổ sung các nguồn lực cần thiết (tài chính, kỹ thuật, chuyên gia/kỹ sư có đủ năng lực và kinh nghiệm...) để triển khai công việc đảm bảo chất lượng, tiến độ của Hợp đồng EPC đã ký.

Minh Tuấn

PVCFC ra mắt sản phẩm mới N46.Plus



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tham dự Lễ ra mắt sản phẩm phân bón mới N46.Plus. Ảnh: PVCFC

Ngày 16/12/2016, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã giới thiệu sản phẩm phân bón mới N46.Plus nằm trong bộ sản phẩm Đạm Cà Mau - Hạt Ngọc Mùa Vàng.

Đây là sản phẩm phân bón urea có phủ lớp N Dual Protect “bảo vệ đạm kép” công nghệ châu Âu của Solvay (Bi) - một tập đoàn hóa chất

và vật liệu tiên tiến quốc tế, giúp giảm thất thoát đạm tối đa, gia tăng hiệu quả khi sử dụng, giúp tiết kiệm 20 - 30% lượng phân bón so với sử dụng urea thông thường. Bên cạnh đó, N46.Plus có chứa chất phụ gia sinh học thân thiện với môi trường. Để sản xuất sản phẩm mới này, PVCFC đã đầu tư hệ thống máy móc dây chuyền công nghệ hiện đại, tiếp

tục khẳng định thương hiệu phân bón uy tín tại thị trường trong nước và khu vực Đông Nam Á.

Ông Bùi Minh Tiến - Tổng giám đốc PVCFC cho biết trong 5 năm qua, Công ty đã đẩy mạnh công tác nghiên cứu, phát triển và tiếp tục ra mắt sản phẩm phân bón mới với nhiều tính năng hiệu quả, cung cấp thêm giải pháp dinh dưỡng tốt nhất cho các loại cây trồng.

Sản phẩm phân bón N46.Plus được PVCFC tập trung phân phối tại khu vực đồng bằng sông Cửu Long với cây trồng chính là lúa, ngô, cây ăn quả, rau, hoa màu, mía và vùng Đông Nam Bộ - Tây Nguyên với các loại cây trồng chính là cà phê, tiêu, cao su, ngô, chè, mía, sắn. Sau Đạm Cà Mau và N.Humate+TE, N46.Plus sẽ là sản phẩm chiến lược để PVCFC xuất khẩu sang thị trường các nước trong khu vực Đông Nam Á.

Bùi Hà

PV GAS hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng



Lãnh đạo PV GAS ký cam kết thi đua năm 2017. Ảnh: PV GAS

Ngày 19/12/2016, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã tổ chức Hội nghị người lao động, tổng kết hoạt động sản xuất kinh doanh năm 2016, triển khai kế hoạch năm 2017.

Trong năm 2016, PV GAS đã hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng từ 7 - 46%, trong đó có chỉ tiêu về đích trước kế hoạch từ 2 - 3 tháng; sản xuất và cung cấp cho các hộ tiêu thụ gần 10,4 tỷ m³ khí, 1,5 triệu tấn LPG, trên 69.000 tấn

condensate. Các chỉ tiêu tài chính của Tổng công ty hoàn thành vượt mức kế hoạch từ 4 - 9%, đóng góp khoảng 14% doanh thu và 25% lợi nhuận cho Tập đoàn, có tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu đạt trên 12%.

Trong năm 2017, PV GAS đặt mục tiêu tiếp tục vận hành an toàn các công trình, dự án khí, cung cấp tối đa khí và các sản phẩm khí cho khách hàng; tập trung kiểm soát, đảm bảo tiến độ các dự án chuẩn bị và thực hiện đầu tư; đẩy mạnh công tác phát triển thị trường tiêu thụ khí. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục xây dựng, triển khai áp dụng hệ thống quản trị phù hợp với hoạt động sản xuất kinh doanh; tăng cường thực hiện các giải pháp tiết kiệm, tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản phẩm, nâng cao năng suất lao động...

Tại Hội nghị, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quỳnh Lâm đề nghị PV GAS triển khai tốt các giải pháp đã đề ra, trong đó tập trung đào tạo, bố trí nhân lực phù hợp, đảm bảo tiếp nhận vận hành thành công khi dự án Nhà máy Xử lý khí Cà Mau đi vào hoạt động.

Hồ Cẩm

DMC đạt doanh thu gần 3.000 tỷ đồng

Ngày 19/12/2016, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đã tổ chức Hội nghị tổng kết hoạt động sản xuất kinh doanh năm 2016 và triển khai kế hoạch năm 2017.

Theo Tổng giám đốc DMC Tôn Anh Thi, trong năm 2016, DMC ước đạt doanh thu 2.966 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 120,1 tỷ đồng, sản lượng sản xuất đạt 30.733 tấn (barite, xi măng G, bentonite API...). Tổng công ty tiếp tục đẩy mạnh cung cấp dịch vụ dung dịch khoan, dịch vụ công nghiệp (làm sạch, xử lý môi trường), nghiên cứu ứng dụng và dịch vụ hỗ trợ khai thác, kinh doanh hóa chất, đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm/dịch vụ mới. Đặc biệt, DMC đã triển khai nghiên cứu và sản xuất một số sản phẩm mới như xi măng OWC, xi măng nóng, nhẹ trộn cát các loại trên hệ thống dây chuyền sản xuất xi măng tại Nhà máy Hóa phẩm Dầu khí Cái Mép; nghiên cứu sản xuất thử nghiệm một số loại xi măng bền sulphate; thử nghiệm thành công hệ Protrol trên giếng 902-RC9, giàn Tam Đảo 03; phân tích, đánh giá một số loại hóa phẩm, hệ dung dịch khoan gốc tổng hợp để từng bước xây dựng hệ dung dịch khoan gốc dầu, gốc tổng hợp...



DMC triển khai nghiên cứu và sản xuất thử nghiệm một số sản phẩm xi măng mới tại Nhà máy Hóa phẩm Dầu khí Cái Mép. Ảnh: DMC

Trong năm 2017, DMC đặt mục tiêu sản lượng sản xuất 25.000 tấn, tổng doanh thu đạt 2.660 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 116,3 tỷ đồng. Tổng công ty tiếp tục mở rộng thị trường, xuất khẩu barite; phát triển, hoàn thiện các sản phẩm/dịch vụ mới áp dụng vào thực tế; đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu khoa học, tăng cường hợp tác với Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị để phát triển các dòng sản phẩm mới, nghiên cứu ứng dụng các hóa chất thay thế trong hệ dung dịch khoan bản quyền của DMC.

Duy Quân

Sản lượng điện của PV Power năm 2016 ước đạt 21,156 tỷ kWh



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1. Ảnh: PVN

Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) cho biết đã hoàn thành các chỉ tiêu, nhiệm vụ sản xuất kinh doanh năm 2016. Tổng sản lượng điện sản xuất ước đạt 21,156 tỷ kWh, doanh thu ước đạt 26.522 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế ước đạt 1.753 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 1.126 tỷ đồng. Theo kế hoạch năm

2017, PV Power sẽ tiếp tục phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và các đối tác liên quan vận hành ổn định, an toàn, hiệu quả các nhà máy điện, phấn đấu tổng sản lượng điện sản xuất đạt trên 21 tỷ kWh, doanh thu đạt trên 29.000 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước đạt 1.105 tỷ đồng.

Nguyễn Hằng

PV POWER SERVICES HỢP TÁC KỸ THUẬT VỚI HPMC



Lễ ký thỏa thuận hợp tác giữa PV Power Services và HPMC. Ảnh: PVN

Ngày 16/12/2016, tại tỉnh Khánh Hòa, Công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power Services) đã ký kết Thỏa thuận hợp tác kỹ thuật với Công ty CP Chế tạo bơm Hải Dương (HPMC). Theo đó, PV Power Services và HPMC sẽ tăng cường hợp tác cung cấp các giải pháp kỹ thuật là thế mạnh của mỗi bên; hình thành liên danh để tham gia đấu thầu. PV Power Services cung cấp nhân sự cho HPMC trong một số dự án cung cấp, lắp đặt các thiết bị điện...

Trong năm 2016, PV Power Services đã thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa nhỏ cho các nhà máy điện: Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2, Vũng Áng 1, Hủa Na, Đakdrinh đảm bảo an toàn, tiến độ, chất lượng.

Thúy Hằng

TIN THẾ GIỚI

Iraq mời thầu xây dựng giai đoạn 1 đường ống dẫn dầu tới Jordan

Iraq đã mời các công ty năng lượng và các nhà đầu tư tham gia đấu thầu để xây dựng dự án đường ống dẫn dầu (giai đoạn 1) kết nối các thành phố miền Nam Basra với cảng Red Sea, Aqaba, Jordan.

SCOP, đơn vị giám sát dự án của Bộ Dầu mỏ Iraq, cho biết giai đoạn 1 gồm thiết kế kỹ thuật, mua sắm, xây dựng và cấp vốn cho các đường ống dẫn dầu và khí đốt liên kết các mỏ Basra tới một trạm năng lượng kết nối gần thành phố Najaf.

Theo kế hoạch ban đầu, đường ống Basra-Aqaba sẽ đi qua trạm bơm Haditha ở tỉnh Anbar, nhưng do tình hình chính trị bất ổn nên Bộ Dầu mỏ Iraq phải điều chỉnh kế hoạch và giới hạn giai đoạn đầu tiên đến Najaf.

Giám đốc SCOP Nihad Moussa cho biết vòng đấu thầu dự kiến sẽ được tổ chức trong Quý I/2017. Đường ống có chiều dài 350km (220 dặm) với công suất vận chuyển 2,25 triệu thùng/ngày và sẽ có một đường ống dẫn khí song song.



Sơ đồ đường ống dẫn dầu Basra-Aqaba theo kế hoạch ban đầu.
Nguồn: 2b1stconsulting.com

Kỹ sư trưởng của dự án Akram Shafeeq cho biết dự án sẽ được bắt đầu vào năm 2018 và kết thúc vào năm 2020. Theo kế hoạch dự kiến, Iraq sẽ xuất khẩu 1 triệu thùng dầu thô/ngày tới Jordan, trong đó 150.000 thùng/ngày sẽ cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Zarqa của Jordan, phần còn lại xuất khẩu qua cảng Aqaba.

Tạ Anh (theo Reuters)

Rosneft mua cổ phần trong mỏ khí lớn nhất khu vực biển Địa Trung Hải



Bản đồ mỏ Zohr - mỏ khí lớn nhất khu vực Biển Địa Trung Hải. Nguồn: Economist.com

Theo thông cáo báo chí của Rosneft ngày 13/12/2016, Chủ tịch Rosneft Igor Sechin đã gặp gỡ Tổng thống Ai Cập Abdel Fattah el-Sisi trong chuyến làm việc tại Cairo và thảo luận về sự hợp tác giữa Rosneft và các đối tác Ai Cập cũng như việc thực hiện các dự án liên quan đến lĩnh vực năng lượng.

Rosneft cho biết đã đạt được thỏa thuận mua lại 35% cổ phần từ Eni trong giai đoạn phát triển của mỏ khí Zohr với giá trị chuyển nhượng là 1,125 tỷ USD. Tổng chi phí đầu tư của Rosneft vào dự án này khoảng 4,5 tỷ

USD trong vòng 4 năm. Các đối tác tham gia vào dự án phát triển mỏ khí lớn nhất của Ai Cập cùng Rosneft là Eni - 50% và BP - 15%.

Trước đó, ngày 10/12/2016, Rosneft đã ký một thỏa thuận với Quỹ đầu tư Quốc gia Qatar (QIA) và tập đoàn khai thác mỏ Glencore (có trụ sở ở Thụy Sĩ) để bán 19,5% cổ phần của Rosneft. Theo Chủ tịch Rosneft Igor Sechin đây có thể coi là hợp đồng tư nhân lớn nhất trong lịch sử Liên bang Nga.

Rosneft đã chịu áp lực phải bán được 19,5% cổ phần để bổ sung vào ngân sách quốc gia, đang chịu ảnh hưởng nặng nề của suy thoái kinh tế do giá dầu giảm và các lệnh trừng phạt kinh tế. Rosneft cho biết ngân sách quốc gia sẽ nhận được 710,8 tỷ rúp (11,37 tỷ USD) từ thương vụ trên, bao gồm 18,4 tỷ rúp trong cổ tức bổ sung từ Rosneft.

Hiền Trang (theo Rosneft)

INDONESIA DỰ ĐỊNH NHẬP KHẨU LPG TỪ IRAN NĂM 2017

Tập đoàn năng lượng Indonesia Pertamina đang lên kế hoạch ký thỏa thuận nhập khẩu LPG của Iran vào năm 2017 trong chuyến thăm của Tổng thống Indonesia ngày 13 - 17/12/2016.

Theo phát ngôn viên của Pertamina Wianda Puspongoro, Pertamina rất có khả năng sẽ nhập khẩu LPG từ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Iran (NIOC) với tổng sản lượng có thể lên đến 528.000 tấn trong năm 2017. Bà cũng cho biết thỏa thuận có thể được ký kết trong chuyến thăm của Tổng thống Indonesia Joko Widodo tới Iran. Kế hoạch này là một phần trong kế hoạch mua 600.000 tấn LPG mà Pertamina dự kiến mua trong tháng 5/2016 từ NIOC trong năm 2016 - 2017.

Lãnh đạo Pertamina đã gặp và thảo luận với Bộ trưởng Bộ Dầu mỏ Iran về kế hoạch mua cổ phần trong 2 lô dầu khí ở Iran trong thời gian tổ chức cuộc họp của Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) tại Vienna.

Mặc dù Iran vẫn đang xem xét nhưng Pertamina hy vọng Iran có thể đồng ý và đạt được thỏa thuận vào đầu năm 2017.

Phó giám đốc điều hành Pertamina Ahmad Bambang cho biết trong ngắn hạn, Pertamina muốn củng cố vị trí tại Algeria bằng việc mua lại cổ phần của Repsol tại mỏ MLN.

Quang Trung (theo Reuters)

Iran và Gazprom ký thỏa thuận sơ bộ hợp tác khai thác dầu khí

Ngày 13/12/2016, Iran đã ký các thỏa thuận sơ bộ với Gazprom về phát triển 2 mỏ dầu có trữ lượng lớn trong bối cảnh quốc gia Trung Đông này đang thúc đẩy một loạt thương vụ hợp tác khai thác năng lượng mới với các doanh nghiệp nước ngoài.

Theo Shana, các thỏa thuận trên mở đường cho Gazprom tiến hành nghiên cứu tại 2 mỏ dầu lớn là Cheshmekosh và Changouleh của Iran, gần biên giới với Iraq. Ngoài ra, 5 mỏ dầu khác của Iran cũng là mục tiêu của các doanh nghiệp: Lukoil, Tatneft và Zarubezhneft.

Iran đã tuyên bố sẽ ký kết các thỏa thuận về thăm dò và khai thác năng lượng với các doanh nghiệp nước ngoài, bất chấp bất ổn này sinh xung quanh việc Tổng thống đắc cử Mỹ Donald Trump tuyên bố sẽ có thái độ cứng rắn hơn với Tehran.



Lễ ký kết biên bản ghi nhớ gửi NIOC và Gazprom ngày 13/12/2016. Nguồn: NIOC

Trước đó, ngày 7/12/2016, Iran cũng đã ký thỏa thuận sơ bộ với Shell để khai thác 2 mỏ dầu lớn nhất của Iran là Azadegan, Yadavaran và mỏ khí đốt Kish.

Hồng Nga (TTXVN)

Ba Lan và Ukraine xây dựng đường ống dẫn khí đốt mới



Đường ống dẫn khí giữa Ba Lan và Ukraine công suất vận chuyển tối đa đạt 5 tỷ m³ khí/năm vào năm 2020. Nguồn: Gaz-system

Ngày 6/12/2016, Gaz-System (Ba Lan) và Ukrtransgaz (Ukraine) đã ký Hiệp định về quy tắc hợp tác để thực hiện hệ thống đường ống dẫn khí.

Theo Hiệp định, 2 doanh nghiệp này sẽ tăng cường hợp tác kỹ thuật và xây dựng một đường ống dẫn khí đốt mới giữa giao điểm khí Hermanowice (Ba Lan) và Bliche Volysia (Ukraine). Đường ống dẫn khí mới sẽ đạt công suất vận chuyển tối đa ở mức 5 tỷ m³ khí/năm vào năm 2020 khi hệ thống dẫn khí quốc gia của Ba Lan hoàn thành.

Sự kết hợp hệ thống đường ống dẫn khí của Ba Lan và Ukraine là một phần của Hành lang khí Bắc - Nam cho phép đưa khí từ cảng LNG ở Świnoujście (Ba Lan) tới các quốc gia khu vực Trung Âu và Đông Âu (CEE) qua hệ thống ống dẫn khí xuyên biên giới. Mục tiêu chính của hệ thống này là thiết lập được cơ sở hạ tầng đường dẫn linh hoạt trong khu vực CEE, từ đó kết nối thị trường khí phương Tây và thị trường LNG toàn cầu tới thị trường của CEE, tạo ra ảnh hưởng tích cực đến sự cạnh tranh và hấp dẫn của khu vực.

Bảo Ngọc (theo Gaz-system)

BP ký kết thỏa thuận khai thác dầu trị giá 2,22 tỷ USD với Abu Dhabi

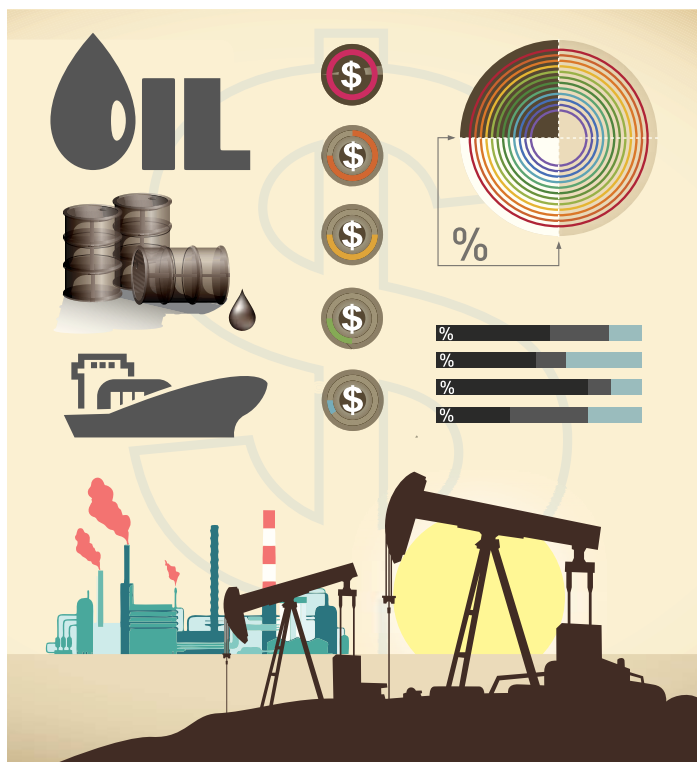


Lễ ký thỏa thuận hợp tác khai thác dầu giữa BP và ADNOC. Nguồn: AP News

Ngày 17/12/2016, BP cho biết đã mua 10% cổ phần theo thỏa thuận nhượng quyền khai thác dầu trên đất liền (ADCO) với Công ty Dầu khí Quốc gia Abu Dhabi (ADNOC). Theo đó, BP sẽ trả cho Abu Dhabi khoảng 2,22 tỷ USD và giúp ADNOC có được 2% cổ phần của BP. Thỏa thuận này bao gồm mỏ Bab, Bu Hasa, Shah và Asab với tổng sản lượng khoảng 20 - 30 tỷ thùng quy dầu trong vòng 40 năm theo thỏa thuận.

Sultan Ahmed al-Jaber, Giám đốc điều hành (CEO) của ADNOC cho biết thỏa thuận này đánh dấu một mốc quan trọng trong xây dựng mô hình hợp tác mới nhằm tối ưu công nghệ, kinh nghiệm và tài chính.

Lan Anh (theo Nytimes)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Thị trường dầu thô và khuynh hướng phát triển

Thị trường giá dầu thô thế giới cuối tháng 11/2016 đã có những phản ứng tích cực sau thỏa thuận sơ bộ giữa Nga và Saudi Arabia cuối Quý II/2016 về khả năng đóng băng sản lượng 2 nước để ngăn chặn tình trạng giá dầu sụt giảm và thông tin Mỹ cắt giảm khai thác dầu phiến sét 300.000 thùng/ngày cùng với quyết định thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC năm 2017 trong hội nghị thường niên của khối ngày 30/11/2016 tại Vienna. Giá dầu thô bắt đầu tăng trên mức 50USD/thùng vào đầu tháng 12/2016 nhưng vẫn chưa bền vững vì còn nhiều yếu tố tác động chưa rõ ràng.

Tại hội nghị này, nội dung sơ bộ của các điểm lớn trong thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC đã được thông qua nhưng nội dung chi tiết vẫn chưa được tất cả thành viên của khối thống nhất. Số liệu sản lượng giảm sau 1/1/2017 (Bảng 1) được so sánh với mức sản lượng tháng 10/2016, tuy nhiên số liệu từ các nguồn tin chênh lệch nhau khá nhiều do con số về sản lượng hiện tại được công bố khác nhau. Tổng sản lượng của OPEC từ sau 1/1/2017 sẽ giảm 1,2 triệu thùng/ngày so với sản lượng tháng 10/2016. Trong đó, Saudi Arabia chấp nhận giảm sản lượng gần 500.000 thùng/ngày, một dấu hiệu cho thấy nước này đã thừa nhận chiến lược “ngập lụt thị trường” của họ đã thất bại. Các tiểu vương quốc A-rập (UEA) và Kuwait sẽ giảm 139.000 và 131.000 thùng/ngày. Iraq dự định giảm

210.000 thùng/ngày, tuy nhiên tình hình chiến sự trong nước của Iraq hiện nay đang gia tăng, cũng như ngân sách nhà nước đang cần nhiều tiền và chính quyền địa phương đang kiểm soát mức sản lượng ở nhiều khu vực sản xuất dầu lớn, nhất là các mỏ ở miền Bắc. Khối lượng giảm của các nước còn lại thấp hơn 100.000 thùng/ngày. Trong khi đó, Iran, Libya, Nigeria, Indonesia... tăng quota vì cần phục hồi kinh tế sau một thời gian dài đình trệ. Tuy nhiên, vấn đề tôn trọng kỷ luật, chấp hành nghiêm chỉnh các nghị quyết khởi từ xưa đến nay vẫn luôn là nguy cơ đe dọa đến thành công của chiến lược chung của tổ chức này.

Những thông tin trên đưa tới hy vọng rằng ngành dầu khí đang dần thoát khỏi khủng hoảng, nhưng điều này có trở thành hiện thực hay không phải chờ thực tiễn trả lời. Do đó, để có cơ sở dự báo khuynh hướng phát triển thị trường trong ngắn hạn và trung hạn cần phải phân tích tình hình cung cầu hiện nay trên thế giới.

Về cầu, theo Báo cáo Thị trường Dầu khí của IEA phát hành ngày 13/12/2016, nhu cầu dầu thô toàn thế giới trong Quý IV/2016 sẽ đạt 96,95 triệu thùng/ngày và dự báo tăng trưởng nhu cầu trong năm 2017 sẽ đạt 1,3 triệu thùng/ngày do mức tăng của các nước đang phát triển chỉ vừa đủ bù cho mức giảm tiêu thụ của các nước OECD. Trung Quốc là nước tiêu thụ nhiều dầu nhất châu Á nhưng trong Quý III/2016 mức gia tăng nhu cầu đã giảm so với cùng kỳ năm 2015, chủ yếu trong sản xuất công nghiệp. Gia tăng cầu ở Ấn Độ có chiều hướng mạnh hơn nhưng chỉ đạt mức 420.000 thùng/ngày trong tháng 8/2016. Dự báo nhu cầu của Ấn Độ trong năm tới vẫn tăng cao nhất trong lĩnh vực vận tải và dân dụng.

Bảng 1. Quota sản lượng sơ bộ của OPEC

Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

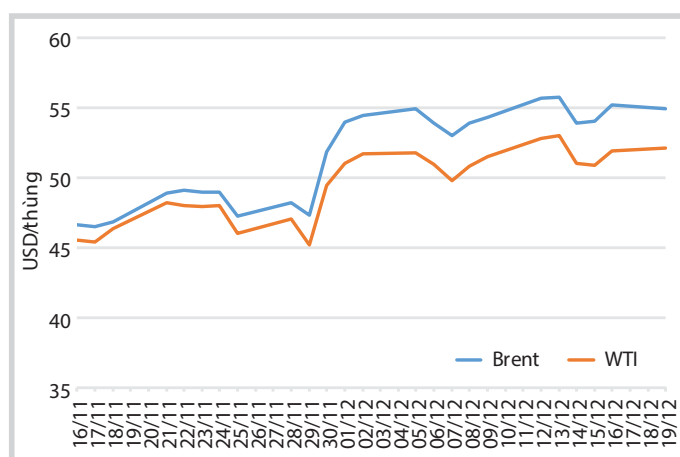
Nước	Sản lượng hiện tại	Sản lượng sau 1/1/2017	Mức thay đổi
Algeria	1.089	1.039	-50
Angola	1.751	1.673	-78
Ecuador	548	522	-26
Gabon	202	193	-9
Iran	3.975	3.797	90
Iraq	4.561	4.351	-210
Kuwait	2.838	2.707	-131
Qatar	648	618	-30
Saudi Arabia	10.544	10.058	-486
UAE	3.013	2.874	-139
Venezuela	2.067	1.972	-95

Nguồn: Báo cáo Thị trường Dầu khí tháng 12/2016 của OPEC

Về cung, trong tháng 9/2016 sản lượng dầu thô thế giới đã tăng gần 700.000 thùng/ngày, trong đó các nước ngoài OPEC chiếm gần 400.000 thùng, chủ yếu từ Nga và Kazakhstan. Cuối tháng 11/2016, sản lượng dầu thô toàn cầu đạt gần 97 triệu thùng/ngày. Nga đã vượt sản lượng thời chính quyền Liên Xô cũ, đạt 11,1 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, sản lượng của khối ngoài OPEC trong 2 tháng cuối năm 2016 lại giảm 900.000 thùng/ngày và dự báo năm 2017 sẽ tăng lại khoảng 400.000 thùng/ngày. Ở Mỹ, sản lượng dầu thô giảm chủ yếu trong lĩnh vực dầu phi truyền thống theo chính sách năng lượng của chính quyền Obama để tranh thủ nhập khẩu dầu thô giá rẻ, nhưng dưới chính quyền của tân Tổng thống Donald Trump thì chưa rõ sản lượng dầu năm 2017 và sau 2017 sẽ tăng hay giữ nguyên như trước.

Theo Báo cáo Thị trường Dầu khí của OPEC phát hành tháng 12/2016, sản lượng của OPEC hiện nay đạt 33,87 triệu thùng/ngày và sẽ giảm xuống còn 32,5 triệu thùng/ngày trong năm 2017 nếu Nga thực hiện giảm 300.000 thùng/ngày và cả khối nghiêm chỉnh chấp hành theo quyết định của Hội nghị thường niên ngày 30/11/2016. Dầu thô dự trữ thương mại của OECD trong tháng 10/2016 giảm 15,3 triệu thùng, còn 3.027 triệu thùng do các nhà máy lọc dầu tăng hoạt động nhưng sau đó tăng trở lại.

Một ẩn số rất lớn đối với diễn biến giá dầu trong năm 2017 là chính sách năng lượng của tân Tổng thống Mỹ Donald Trump. Đảng Cộng hòa đại diện cho quyền lợi của các tỷ phú đang thắng thế trên chính trường Mỹ và bản thân ông Trump muốn khai thác nhiều dầu trong nội địa để giảm sự phụ thuộc vào nguồn cung từ OPEC. Nhu cầu dầu lớn để phục vụ cho khôi phục kinh tế Mỹ, với tư cách là nước nhập khẩu dầu ròng cao nhất trên thế giới, Mỹ cần giá dầu thấp. Nếu nguồn dầu phi truyền thống Mỹ được tăng cường khai thác thì tình trạng không cân bằng giữa cung và cầu trên thị trường thế giới rất khó khắc phục như mong đợi. Nếu kịch bản này xảy ra, dù OPEC và Nga có cắt giảm sản lượng thì tốc độ tăng giá dầu trong năm tới cũng rất thấp. Do đó, các nhà nghiên cứu thị trường rất dè dặt trong dự báo giá dầu. Theo dư luận chung, giá dầu trong năm 2017 sẽ nằm trong khoảng 50 - 60USD/thùng và có thể tăng nhẹ trong các năm tiếp theo khi khủng hoảng kinh tế thế giới được phục hồi. Như vậy, chiến lược phát triển của các tập đoàn dầu khí các nước nên đặt trong bối cảnh giá dầu thấp chứ không nên kỳ vọng vào giá dầu cao như trước.



Hình 1. Diễn biến giá dầu Brent và WTI trong tháng 11 - 12/2016

Dự báo thị trường diesel thế giới

Từ năm 1985 đến nay, diesel là nhiên liệu sử dụng trong ngành vận tải được ưa chuộng ở các nước phát triển, nhất là ở châu Âu. Tuy nhiên, trong vài năm gần đây ở thị trường này, khuynh hướng sử dụng xăng thay cho diesel ngày càng mạnh vì loại xe chở hàng cùng với xe chở khách loại nhỏ rất phổ biến cộng với giá xăng thấp kéo dài.

Trong thị trường châu Âu, nhu cầu gia tăng diesel đã giảm ở 5 nước tiêu thụ sản phẩm dầu lớn nhất là Đức, Anh, Pháp, Italia và Tây Ban Nha. Theo dự báo của hãng tư vấn JBC Energy, châu Âu chỉ tiêu thụ khoảng 6,7 triệu thùng/ngày xăng và diesel trong năm 2016 và từ nay đến 2020 mỗi năm chỉ tăng 15.000 thùng/ngày, một mức tăng không đáng kể. Tuy nhiên, đây không phải là thông tin buồn cho diesel vì nhu cầu nhiên liệu này cho lĩnh vực vận tải sử dụng loại xe cỡ lớn và các tàu chở hàng container trên sông, biển vẫn tăng, nhất là ở châu Á.

ExxonMobil cho rằng trong 25 năm tới tất cả các loại sản phẩm lọc dầu dùng trong vận tải sẽ "dịch chuyển đáng kể về hướng diesel" vì hoạt động thương mại thế giới tăng, còn nhu cầu xăng hầu như không tăng như trước nữa. Hiện nay, diesel đáp ứng được 35% nhu cầu nhiên liệu cho ngành vận tải toàn cầu và sẵn sàng nâng lên mức 40% trong thời gian tới. Có đến 80% lượng diesel có mặt trên thị trường được tiêu thụ bởi các xe vận tải cỡ lớn và diesel là loại nhiên liệu đang được khách hàng ưa chuộng. Theo IEA, dù tình hình châu Âu biến đổi thế nào thì sự dịch chuyển về hướng sử dụng diesel vẫn là xu thế chính trên thị trường thế giới và xăng cũng sẽ mất vị trí thống trị trong lĩnh vực vận tải. Lượng diesel tiêu thụ vào năm 2030 sẽ đạt 24 triệu thùng/ngày, nói cách khác, mức tăng hàng năm từ nay đến năm 2040 sẽ đạt 1 triệu thùng/ngày. Trong lúc đó, mức tăng lượng xăng tiêu thụ ở các nước ngoài OECD sẽ chỉ đủ bù cho sự sụt giảm của loại nhiên liệu này trong các nước OECD. Mặc dù nhu cầu diesel trong ngành vận tải sẽ

tăng nhanh hơn xăng vượt mức 24 triệu thùng/ngày vào năm 2040 nhưng nhu cầu này đối với các ngành ngoài vận tải lại giảm khoảng 2,1 triệu thùng/ngày.

Mức tiêu thụ diesel trong các lĩnh vực khác nhau cũng không đồng đều. Trong vận tải biển, nhu cầu diesel hàm lượng lưu huỳnh thấp của các nước châu Âu vào khoảng năm 2020 sẽ tăng khi các quy chế quản lý phát thải ô nhiễm khắt khe hơn của Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO) bắt đầu có hiệu lực. Chuyên gia phân tích của JBC Energy Michael Dei-Michei cho rằng trong giai đoạn 2020 - 2030, nhu cầu diesel của châu Âu mỗi năm sẽ giảm khoảng 90.000thùng/ngày, phần chủ yếu là do lượng phương tiện vận tải của các đoàn thương thuyền suy giảm. Ông hy vọng nhu cầu diesel và mazut năm nay và các năm tiếp theo sẽ không đổi trước khi bước vào giai đoạn giảm nhẹ trong những năm cuối giai đoạn 2015 - 2040.

Công ty tư vấn IHS cũng cho rằng nhu cầu diesel của các xe vận tải nhỏ (dưới 6 tấn) trên thế giới sẽ giảm trong thập kỷ tới và mức giảm mạnh nhất là ở châu Âu. Hiện nay các phương tiện dùng nhiên liệu diesel chiếm hơn một nửa trong tổng số phương tiện vận tải nhưng sẽ giảm 38% đến năm 2028. Riêng châu Âu, số xe chạy xăng sẽ vượt số xe chạy diesel vào khoảng năm 2018 - 2019.

Sự suy giảm nhu cầu diesel ở thị trường chủng loại xe châu Âu cũng là một vấn đề đối với một số các nhà sản xuất xe ô tô lớn ở châu Âu, đặc biệt sau vụ scandal về lượng khí phát thải năm ngoài của một hãng sản xuất xe của Đức. Hãng này đã nhận lỗi về số liệu kiểm tra lượng NOx và hạt bụi phát thải vào tháng 10/2015 cũng như lượng phát thải CO₂ và lượng tiết kiệm nhiên liệu không chính xác trên 800.000 xe đã bán ra thị trường trong tháng 11/2015. Vụ scandal này có thể tác động nhất định tới nhu cầu diesel trong dài hạn ở cả châu Âu và Mỹ, nhất là vấn đề mức thuế đánh vào diesel đang được tranh luận ở các nghị trường. Công ty tư vấn năng lượng Wood Mackenzie ước tính chính phủ các nước đã giảm mức chiết khấu thuế đánh vào diesel, nên có khoảng 15% số người lái xe đã chuyển sang dùng xăng thay cho diesel. Dựa trên số xe bán ra trên thị trường, Mackenzie cho rằng số lượng xe chạy diesel ở các nước EU giảm từ mức 100 triệu chiếc hiện nay xuống còn 61 triệu chiếc vào năm 2035, trong lúc xe chạy xăng sẽ tăng từ 135 triệu chiếc lên 167 triệu chiếc trong thời gian đó. Hệ quả là vào năm 2035 nhu cầu diesel ở EU sẽ giảm 16 triệu tấn, còn nhu cầu xăng sẽ tăng thêm 17 triệu tấn.

Về phương diện các nhà máy lọc dầu, nhu cầu diesel giảm đối với các loại xe chở khách nhỏ có thể đẩy xu thế

giảm sự phụ thuộc giữa hoạt động vận tải và chủng loại nhiên liệu để cải thiện lợi nhuận cho hoạt động lọc dầu đồng thời thúc đẩy tiêu thụ xăng ở các khu vực sản xuất quá nhiều xăng.

Mặc dù vậy, mức tiêu thụ diesel ở châu Mỹ và châu Á lại là tín hiệu lạc quan cho các nhà lọc dầu. JBC Energy hy vọng mức tiêu thụ diesel Mỹ có thể tăng mỗi năm 14.000 thùng/ngày trong 5 năm nữa từ mức 4 triệu thùng/ngày hiện nay. Giai đoạn năm 2020 - 2030 hệ số gia tăng nói trên có thể giảm xuống còn 7.000 thùng/ngày mỗi năm vì những yêu cầu cao về giảm thiểu khí phát thải, sử dụng nhiên liệu sạch có thể thúc đẩy ngành vận tải phải chuyển sang dùng nhiên liệu khí đốt thay cho nhiên liệu gốc dầu.

Tóm lại, rất khó để dự báo chính xác điều gì sẽ xảy ra đối với ngành công nghiệp dầu mỏ nói chung và lọc dầu nói riêng tại thời điểm hiện nay. Các mô hình có thể rất đối nghịch nhau nhưng đều có xác suất trở thành hiện thực gần như nhau. Tuy nhiên những nhà buôn nhiên liệu diesel vẫn hy vọng những cố gắng phát triển kinh tế - thương mại với tốc độ cao của các nước châu Á sẽ giúp cho nhu cầu diesel tăng trong trung hạn và dài hạn như dự báo của JBC Energy. Nếu hy vọng này thành sự thật thì trong 5 năm tới nhu cầu diesel và xăng ở châu Á và châu Mỹ sẽ tăng mỗi năm 125.000 thùng/ngày và trong các thập kỷ tiếp theo có thể tăng lên đến 150.000 thùng/ngày mỗi năm. Nhưng các tín hiệu từ châu Á đều có tính hai mặt. Trung Quốc từ nhiều thập kỷ qua là nước có hệ số tăng trưởng nhu cầu năng lượng cao nhất thế giới từ năm 2015 đã bắt đầu chậm lại. Fu Chengyu, Chủ tịch Tập đoàn Sinopec năm 2015 đã dự báo nhu cầu diesel Trung Quốc sẽ đạt đỉnh vào năm 2016 vì từ cuối năm 2014 nhu cầu loại nhiên liệu này đang dùng tăng. Ô nhiễm không khí do xe chở khách gây ra ở mọi nơi, nhất là ở các đô thị đã đến mức báo động đỏ nên những dự báo lạc quan rất khó được chấp nhận.

Ở Ấn Độ, từ năm 2014 nhiên liệu được trợ giá nên diesel giữ vị trí thống trị trong hệ thống vận tải. Mỗi ngày ngành giao thông tiêu thụ đến 1 triệu thùng diesel, chiếm gần 70% tổng lượng diesel sử dụng trong cả nước. Vận tải đường bộ chiếm 60% lượng xe vận tải hàng hóa dưới dạng container và 35% xe bus cũng như gần 2/3 phương tiện vận tải đường sắt dùng nhiên liệu diesel. Năm 2015 ngành vận tải Ấn Độ tiêu thụ 1,4 triệu thùng diesel/ngày; 400.000 thùng xăng/ngày và tổng sản phẩm lọc dầu 3,8 triệu thùng/ngày. IEA dự báo đến năm 2040, Ấn Độ sẽ tiêu thụ 3,4 triệu thùng diesel/ngày, nhưng nhu cầu xăng chỉ 1,9 triệu thùng/ngày và tổng nhu cầu sản lượng sản phẩm lọc dầu cả nước sẽ đạt 9,8 triệu thùng/ngày. Ở thời điểm

đó Ấn Độ có thể vượt qua Trung Quốc về mức tăng nhu cầu năng lượng và sẽ giữ vai trò động lực phát triển năng lượng thế giới trong các thập kỷ tiếp theo.

Với thông tin có được đến cuối năm 2015, có thể kết luận từ nay đến năm 2040 các nước đang phát triển sẽ chiếm toàn bộ mức tăng nhu cầu năng lượng sử dụng toàn thế giới. Vì vậy, các công ty lọc dầu cũng như các nhà hoạch định chiến lược phát triển hoạt động hạ nguồn cho ngành dầu khí cần điều chỉnh mục tiêu sao cho phù hợp với khuynh hướng của nhu cầu thị trường trong tương lai.

Thị trường LNG

Giá khí tự nhiên thấp (3,5USD/triệu Btu) và sự dồi dào nguồn cung không phản ánh tính bền vững vốn có của thị trường LNG thế giới. Theo nghiên cứu của IEA công bố ngày 23/11/2016 tại Tokyo, “sự thừa thãi hiện nay không nên xem như một đặc trưng cấu trúc hay một biểu hiện của mức độ an ninh cao của thị trường LNG. Rõ ràng khi những điều kiện thị trường thay đổi bất ngờ do nhu cầu khí đốt tăng đột ngột thì cấu trúc an ninh của nó cũng thay đổi theo”. IEA tập trung nghiên cứu 2 yếu tố chính của an ninh khí đốt toàn cầu là: cấu trúc hạ tầng của công nghiệp LNG đang bị tác động đến mức nào do sự thừa thãi khí đốt trên thị trường đặc biệt trong lĩnh vực hóa lỏng khí và các nguồn cung LNG trong thực tế có tính uyển chuyển đến đâu. Các tác giả nhận thấy cơ sở hạ tầng xuất khẩu LNG ít linh hoạt trong sản xuất, khoảng 15% công suất xuất khẩu không được sử dụng, tương đương với tổng công suất xuất khẩu của Malaysia và Indonesia. Ở một số nước, thiếu nguồn cung khí nguyên liệu là nguyên nhân chính gây ra tình trạng lãng phí công suất đã được xây dựng. Phần còn lại là do các vấn đề liên quan đến an ninh và kỹ thuật. Các thiết bị của nhà máy LNG phục vụ cho xuất khẩu đã thay đổi rất nhiều kể từ năm 2011 cả về cấu trúc giá bán lẫn các đặc trưng công nghệ. Các nhà máy mới đang được đưa vào thị trường ồ ạt trong những năm gần đây ở một số nước được cho là một chủ trương sai lầm vì đã làm cho cán cân cung cầu LNG không cân bằng thay đổi chậm. Tuy nhiên những nước có nguồn cung khí nguyên liệu dồi dào lại cho rằng, khi xảy ra gián đoạn nguồn cung hoặc cầu tăng đột ngột thì công suất thừa sẽ ngay lập tức được huy động đưa vào sản xuất và lượng LNG thương phẩm sẽ nhanh chóng chảy về những nơi có nhu cầu xa xôi nhất hơn là khí khô. Điều này giải thích vì sao các nhà máy LNG của Mỹ và Australia được thiết kế công suất cao nhưng công suất sử dụng hiện nay lại thấp.

Trong số các nhà sản xuất LNG, Qatar chiếm hơn một nửa của các nguồn cung chưa ký hợp đồng. Nigeria,

Trinidad-Tobago và Guinea xích đạo đã cung cấp lượng LNG linh hoạt nhất, theo hợp đồng giao sau lần hợp đồng giao ngay, tạo ra những thay đổi cơ cấu thị trường tiêu thụ LNG truyền thống.

Kinh nghiệm của Nhật Bản khi nguồn cung điện bị gián đoạn sau sự kiện Fukushima là minh chứng cho sự cần thiết phải có những hệ thống năng lượng linh hoạt để xử lý khi sự cố xảy ra. Mặt khác, nhu cầu khí đốt của châu Âu thấp phần lớn là do khủng hoảng kinh tế cũng như thiếu những nhà máy phát điện dùng nhiên liệu đa dạng và điều này làm tăng nguồn cung LNG mà Nhật Bản cần làm cho giá LNG trên thị trường Nhật Bản giảm.

Với việc giá LNG hiện nay giảm rất nhiều so với trước đây và ngày càng mở rộng nguồn cung, nhiều dự báo cho rằng khí đốt và LNG sẽ được dùng cho phát điện nhiều hơn, thay thế cho than đá gây nhiều ô nhiễm môi trường cũng như hạn chế việc phát triển điện hạt nhân, nguồn điện vừa quá đắt tiền vừa chứa nhiều nguy cơ cho xã hội trong khi chưa có gì đảm bảo về an toàn sản xuất ngay cả ở những nước phát triển nhất về khoa học và công nghệ trên thế giới.

Bên cạnh LNG, khí thiên nhiên lỏng, NGL (bao gồm propane, butane, pentane và hydrocarbon mạch dài ngưng tụ ở thể lỏng trong điều kiện áp suất, nhiệt độ trên mặt đất) cũng là nguồn nhiên liệu cho phát điện, phát nhiệt trong công nghiệp và sinh hoạt dân dụng cũng như nguồn nguyên liệu cho hóa dầu được cung cấp ngày càng nhiều trên thị trường (Bảng 2). Giá NGL ở Mỹ trong 5 năm biến thiên theo hướng giảm, từ năm 2011 đến cuối năm 2016 đã giảm khoảng 3,3 lần, từ 15,6 USD/triệu Btu xuống còn 4,5 USD/triệu Btu, ngang với giá khí khô và dự báo khuynh hướng này sẽ tiếp tục trong thời gian tới.

Diễn biến trong việc triển khai thực hiện chiến lược công nghiệp khí đốt Thái Lan

Khác với nhiều nước châu Á, Thái Lan đang muốn giảm sự phụ thuộc quá lớn vào khí đốt của nền an ninh năng lượng trong 2 thập niên tới. Năm 2015, Hội đồng Chiến lược Năng lượng Quốc gia Thái Lan đã phê chuẩn kế hoạch phát triển điện lực, trong đó đặt ra mục tiêu giảm tỷ phần điện khí trong tổng công suất phát điện của nước này từ 65% hiện nay xuống 37% vào năm 2036 mặc dù trong khoảng thời gian đó nhu cầu khí đốt cho nền kinh tế Thái Lan đang tăng.

Từ năm 2005 đến nay, trữ lượng khí đốt Thái Lan tiếp tục suy giảm vì gần như không có những phát hiện mới để bù đắp cho sản lượng khai thác. Tỷ số trữ lượng/sản lượng

Bảng 2. Sản lượng LNG thế giới

Đơn vị: Nghìn thùng/ngày

Vùng/nước	Năm 2016	Năm 2015	Chênh lệch thể tích	Chênh lệch %
Tây Bán cầu	5.090	4.767	323	6,8
Brazil	108,4	108	0,4	0,3
Canada	781	687	95	13,8
Mexico	309	332	-23	-6,9
Mỹ	3.479	3.211	268	8,3
Venezuela	198	210	-12	-5,7
Các nước Tây Bán cầu khác	215	221	-5	-2,4
Tây Âu	447	410	38	9,3
Na Uy	368	340	28	8,3
Anh	70	58	12	21,4
Các nước Tây Âu khác	9	11	-3	-23,1
Đông Âu	968	885	83	9,4
Nga	783	714	69	9,7
Các nước thuộc Liên Xô cũ	170	157	13	8,6
Các nước Đông Âu khác	16	15	1	3,4
Châu Phi	893	910	-17	-1,9
Algeria	505	522	-16	-3,1
Ai Cập	202	202	1	0,2
Libya	50	50	--	--
Các nước châu Phi khác	135	137	-1	-0,8
Trung Đông	3.208	3.173	35	1,1
Saudi Arabia	1.829	1.812	17	0,9
UAE	641	641	--	--
Các nước Trung Đông khác	739	720	19	2,6
Châu Á - Thái Bình Dương	341	330	11	3,4
Australia	55	52	4	7,0
Trung Quốc	12	12	--	--
Ấn Độ	122	101	21	20,5
Các nước châu Á - Thái Bình Dương khác	151	165	-13	-8,1
Tổng thế giới	10.947	10.473	474	4,5

Nguồn: Oil and Gas Journal, 5/12/2016

(R/P) đang dừng ở mức 5,5 vào cuối năm 2015, theo Báo cáo Thị trường Năng lượng toàn cầu tháng 6/2016 của BP. Kho dự trữ khí quốc gia không nhằm mục tiêu đáp ứng cho nhu cầu dài hạn. Theo Cedigaz, khí khai thác trong nước đã tăng 40% trong 10 năm qua từ 23,7 tỷ m³ (năm 2005) lên 39,8 tỷ m³ năm 2015. Khí tiêu thụ tăng từ 32,5 (năm 2005) lên 52,9 tỷ m³ năm 2015. LNG nhập khẩu tăng từ 3 triệu tấn năm trước lên 5 triệu tấn năm 2016. Theo Viện Nghiên cứu Năng lượng Oxford, Thái Lan phải nhập khẩu khoảng 20,4 tỷ m³ LNG/năm (tương đương 15 triệu tấn/năm) vào năm 2025. Dự báo này dựa trên giả thiết đến năm 2030 Thái Lan sẽ tiêu thụ 57,1 tỷ m³ và cả sản lượng nội địa cùng với khí nhập khẩu từ các mỏ ngoài khơi Myanmar sẽ bắt đầu giảm từ năm 2017 khoảng 5% mỗi năm.

Tập đoàn Thăm dò - Khai thác Dầu khí Quốc gia Thái Lan, PTTEP, sẽ tăng công suất chứa của kho dự trữ Map Ta Phut lên 10 triệu tấn/năm vào năm 2017 và tiếp tục nâng lên 11,5 triệu tấn vào năm 2019. Tập đoàn này cũng đã được phê chuẩn xây dựng một terminal nhập khẩu LNG nữa với công suất 5 triệu tấn/năm tại tỉnh Rayong với chi

phí đầu tư dự kiến khoảng 1 tỷ USD. PTTEP đang thương thảo và đàm phán lại các thỏa thuận đã ký với các nhà cung cấp khí ở Đông Nam Á để mua khí đốt với giá rẻ hơn. Năm 2016 giá spot LNG ở Nhật Bản trung bình chỉ còn 4,9USD/triệu Btu so với mức giá 2 năm trước đây là 14USD/triệu Btu. Energy Aspects dự báo trong năm 2017 giá còn có thể giảm xuống đến 4,5USD/triệu Btu. Thái Lan cũng muốn ký những hợp đồng mua mới với các đối tác trước khi kết thúc năm 2016. Qatar và Australia là các nhà cung cấp đang được chọn. Tuy nhiên, để có thể làm các việc nói trên cần đầu tư ít nhất 10 tỷ USD vào lĩnh vực năng lượng trong vài năm tới để nâng cấp, mở rộng kho dự trữ đang có, xây dựng đường sắt để chở LNG đến trung tâm các tỉnh, xây dựng mạng lưới xe tải để đưa hàng tới nơi tiêu thụ cuối cùng cũng như các bồn chứa ở đầu terminal nhập khẩu tại cảng Laem Chabang và Songkhla. Nhưng hiện nay các nhà đầu tư nước ngoài lại vấp phải một cản trở lớn về chế độ thuế cũng như thủ tục đàm phán đúng quy trình với một công ty quốc doanh.

PGS. TS. Trần Ngọc Toàn (giới thiệu)

Xây dựng Bản đồ nhạy cảm môi trường và bổ sung Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu tỉnh Thanh Hóa

Thanh Hóa có bờ biển dài 102km, với hệ sinh vật ven biển khá đa dạng và phong phú. Giống như các tỉnh ven biển tại Việt Nam như Thái Bình, Quảng Nam và Quảng Ngãi, Thanh Hóa luôn phải đối diện với nguy cơ chịu tác động từ các sự cố tràn dầu, do trên địa bàn tỉnh có dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đang xây dựng và dự kiến đi vào hoạt động vào năm 2017. Do vậy, tỉnh Thanh Hóa đã chủ động xây dựng Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu và được Ủy ban Quốc gia Tìm kiếm Cứu nạn phê duyệt. Để hỗ trợ tỉnh Thanh Hóa xây dựng Bản đồ nhạy cảm môi trường cho dải ven biển, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao nhiệm vụ cho Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (CPSE) - Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện.

Chỉ số nhạy cảm môi trường (ESI) của Bản đồ nhạy cảm môi trường tỉnh Thanh Hóa được xác định dựa trên kết quả phân tích và đánh giá nguồn dữ liệu từ các báo cáo định kỳ hàng năm và kết quả nghiên cứu khoa học của các đơn vị chuyên ngành, kết hợp với các đợt khảo sát thực địa... Bản đồ nhạy cảm môi trường tỉnh Thanh Hóa được xây dựng phù hợp với các chuẩn mực quốc tế (NOAA, IPIECA) và quy định tại Việt Nam.

Kết quả nghiên cứu cho thấy các khu vực có mức độ nhạy cảm môi trường rất cao và cần ưu tiên bảo vệ khi xảy ra sự cố tràn dầu gồm: khu vực dọc ven biển từ huyện Nga Sơn đến huyện Hậu Lộc; các cửa sông Lạch Ghép, Lạch Hới và Lạch Bạng; khu bảo tồn giống thủy sản; vùng bảo vệ nghiêm ngặt của khu bảo tồn biển Hòn Mê. Các khu vực có mức độ nhạy cảm môi trường từ trung bình cao đến cao gồm: vùng phục hồi sinh thái và vùng phát triển của khu bảo tồn biển Hòn Mê; dọc theo ven biển thị

xã Sầm Sơn; khu du lịch sinh thái Biện Sơn thuộc huyện Tĩnh Gia.

Để đánh giá khả năng các khu vực ven biển Thanh Hóa có thể chịu ảnh hưởng do sự cố tràn dầu từ các hoạt động của Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn và hoạt động tàu thuyền trên các tuyến hàng hải, mô hình lan truyền dầu Oilmap đã được sử dụng để mô phỏng quá trình lan truyền dầu theo các kịch bản điển hình trong suốt 12 tháng/năm. Kết quả dự đoán từ mô hình cho thấy:

- Đối với sự cố tại cảng xuất sản phẩm của Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn: Xác suất ảnh hưởng đến bờ biển tỉnh Thanh Hóa trong 12 tháng là 100%, thời gian ngắn nhất dầu vào bờ là 1 - 2 giờ và khu vực có khả năng bị ảnh hưởng lớn nhất là các huyện Tĩnh Gia và Quảng Xương;

- Đối với sự cố tại phao rót dầu không bến (SPM) Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn: Trong trường hợp xảy ra sự cố, xác suất ảnh hưởng đến bờ biển tỉnh Thanh Hóa rất cao (ngoại trừ tháng 11), thời gian ngắn nhất dầu vào bờ là 33 - 57,2 giờ và các khu vực có khả năng bị ảnh hưởng lớn nhất là: đảo Hòn Mê, huyện Tĩnh Gia và huyện Quảng Xương;

- Đối với sự cố va đâm tàu trên các tuyến hàng hải: Phụ thuộc vào vị trí xảy ra sự cố, xác suất ảnh hưởng đến bờ biển tỉnh Thanh Hóa là từ 87 - 100%, thời gian ngắn nhất dầu vào bờ là 111 - 154 giờ.

Chương trình đào tạo về ứng dụng Bản đồ nhạy cảm môi trường và Kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu đã được xây dựng nhằm hỗ trợ tỉnh Thanh Hóa trong việc nâng cao năng lực ứng phó sự cố tràn dầu và quản lý môi trường ở địa phương.

Đinh Bá Phú (giới thiệu)



Nghiên cứu sử dụng vật liệu phù hợp với bản chất dung môi amine DEA 20% cho thiết bị lọc F-1901 và F-1903 để tăng tuổi thọ sử dụng tại phân xưởng tái sinh amine (ARU)

Phân xưởng tái sinh amine (ARU) đưa vào sử dụng năm 2009, được thiết kế để tách khí chua H_2S và CO_2 ra khỏi dòng amine chưa tái sinh DEA (Diethanol Amine) 20% khối lượng, quay về từ các tháp hấp thụ của phân xưởng công nghệ RFCC (bể gây xúc tác tầng sôi) và phân xưởng LCO-HDT (xử lý dầu diesel bằng hydro). Dòng amine đã tái sinh được cung cấp trở lại cho các phân xưởng trên. Khoảng 20% khối lượng dòng amine tái sinh từ đáy tháp tái sinh T-1901 được đưa qua hệ thống lọc amine để cải thiện chất lượng amine. Dòng amine đưa vào hệ thống lọc lần lượt đi qua thiết bị lọc F-1901 để lọc các hạt rắn lơ lửng, sau đó đi qua thiết bị lọc bằng than hoạt tính F-1902 để loại bỏ các tạp chất hoạt động bề mặt (như các hydrocarbon, các sản phẩm do quá trình thoái hóa amine...), cuối cùng đi qua thiết bị lọc F-1903 để lọc các hạt nhỏ carbon cuốn theo dòng amine từ F-1902.

Tại thiết bị lọc rắn F-1901 và F-1903, các tạp chất được lọc ra khỏi dòng amine tái sinh qua việc sử dụng các lõi lọc làm bằng polyester của hãng BEA. Trong quá trình sử dụng các lõi lọc bị phá hủy nhanh (khoảng 3 - 5 ngày sau khi đưa vào sử dụng) do lõi lọc làm bằng vật liệu polyester không phù hợp với dung môi DEA 20% và điều kiện nhiệt độ làm tăng cao chi phí vận hành/bảo dưỡng thiết bị.

Để khắc phục hiện trạng trên, ông Lê Quốc Việt cùng các cộng sự thuộc Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã liên hệ với nhà sản xuất BEA để nghiên cứu sản xuất lõi lọc mới phù hợp với điều kiện vận hành hiện tại của BSR là lõi lọc làm bằng sợi thủy tinh (glass fiber), có khả năng chịu được nhiệt độ vận hành cao và thích hợp sử dụng trong dòng DEA 20% khối lượng.

BSR đã thực hiện 2 thử nghiệm tại Phân xưởng ARU: (1) Thử nghiệm lõi lọc bằng sợi thủy tinh và khung đỡ làm bằng nhựa vào năm 2013; (2) Thử nghiệm lõi lọc bằng sợi thủy tinh và khung đỡ làm bằng kim loại vào năm 2014.

Kết quả thử nghiệm thứ nhất cho thấy lõi lọc làm bằng vật liệu mới (sợi thủy tinh) sử dụng được ít nhất là 26 ngày, tuy nhiên, khớp nối bằng nhựa của khung đỡ bị gãy sau 26 ngày và lớp lưới kim loại bảo vệ lõi lọc bị phá hủy sau 14 ngày đưa vào sử dụng.

Do đó, nhóm tác giả đã yêu cầu nhà sản xuất BEA thay đổi vật liệu tốt hơn cho tấm lưới bao phủ bên ngoài và cho các khớp nối giữa các phần của lõi lọc, nâng cấp khung đỡ



Lưới bao phủ bị hỏng sau 14 ngày đưa vào sử dụng



Điểm nối giữa các phần của lõi lọc bị rời ra do keo kết dính bị biến chất sau 40 ngày hoạt động

làm bằng kim loại và lưới bảo vệ cho lõi lọc. Sau khi được nâng cấp, tuổi thọ của tất cả các bộ phận của lõi lọc là trên 30 ngày. Tuy nhiên, keo dùng để kết nối giữa các phần của lõi lọc có dấu hiệu biến chất sau 40 ngày.

Qua hai thử nghiệm cho thấy, sử dụng vật liệu mới (lõi lọc làm bằng sợi thủy tinh thay cho lõi lọc bằng polyester), khung đỡ và lưới bảo vệ bằng kim loại tại thiết bị lọc F1901 và F1903 có khả năng chống chịu tốt với dung môi amine DEA và điều kiện nhiệt độ cao. Sử dụng lõi lọc làm bằng sợi thủy tinh đã làm tăng tuổi thọ của lõi lọc từ 3 - 5 ngày lên trên 30 ngày, tiết kiệm khoảng 5,5 tỷ VNĐ/năm chi phí mua lõi lọc và bảo dưỡng; giảm tần suất cô lập hệ thống lọc amine để thay mới lõi lọc giúp giảm chi phí bảo dưỡng (nhân công, vật tư); ổn định chất lượng amine; giảm lượng amine bị mất mát; ổn định hoạt động của phân xưởng ARU và các phân xưởng liên quan (RFCC, LCO-HDT, SRU).

Giải pháp Nghiên cứu sử dụng vật liệu phù hợp với bản chất dung môi amine DEA 20% cho thiết bị lọc F-1901 và F-1903 để tăng tuổi thọ sử dụng tại phân xưởng ARU đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Lê Thị Phượng (giới thiệu)