PETROVIETNAM Số 11 - 2019

DầuKhí

TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM ■ SỐ 11 - 2019

ISSN-0866-854X

TẠP CHÍ Dầu Khí

TỔNG BIÊN TẬP
TS. Nguyễn Quốc Thập

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

BAN BIÊN TẬP
TS. Trịnh Xuân Cường
TS. Nguyễn Minh Đạo
CN. Vũ Khánh Đông
TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn
ThS. Lê Ngọc Sơn
TS. Cao Tùng Sơn
KS. Lê Hồng Thái
ThS. Bùi Minh Tiến
ThS. Nguyễn Văn Tuấn
TS. Phan Tiến Viễn
TS. Trần Quốc Việt
TS. Nguyễn Tiến Vinh

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

THIẾT KẾ
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: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tcdk@pvn.vn*

Ảnh bìa: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đưa vào vận hành giàn BK-20 trước 4 ngày. Ảnh: VSP

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

DầuKhí

TIÊU ĐIỂM

VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA:

ỦNG HỘ CÁC DOANH NGHIỆP DẦU KHÍ MỞ RỘNG HỢP TÁC

Tại Kỳ họp lần thứ 22 Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật, Phó Thủ tướng Maxim Akimov khẳng định, Liên bang Nga tiếp tục ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí mở rộng hợp tác với Việt Nam, bao gồm mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như cung cấp LNG và điện khí.

Hai bên đánh giá cao hợp tác kinh tế - thương mại và đầu tư giữa Việt Nam và Liên bang Nga phát triển năng động thời gian qua với kim ngạch thương mại hai chiều đã đạt 4,5 tỷ USD trong năm 2018, tăng gần 30% so với năm 2017, đưa Việt Nam trở thành đối tác thương mại lớn nhất của Liên bang Nga trong ASEAN.

Hợp tác đầu tư tiếp tục được doanh nghiệp hai nước mở rộng. Liên bang Nga hiện có 123 dự án đầu tư trực tiếp vào Việt Nam ngoài lĩnh vực dầu khí với tổng số vốn khoảng 1 tỷ USD, trong khi Việt Nam có 20 dự án đầu tư vào Nga với tổng số vốn gần 3 tỷ USD.

Về hợp tác dầu khí, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng khẳng định, Việt Nam luôn hoan nghênh và tạo điều kiện thuận lợi cho các doanh nghiệp Liên bang Nga tăng cường hiện diện và triển khai các dự án thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam. Về phần mình, Phó Thủ tướng Maxim Akimov cho biết, Liên bang Nga tiếp tục ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí Nga mở rộng hợp tác với Việt Nam, bao gồm mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như cung cấp khí hóa lỏng (LNG) và điện khí.

Tiếp Phó Thủ tướng Maxim Akimov trong ngày 29/10/2019, Phó Thủ tướng thường trực Trương Hòa Bình khẳng định, đây là lĩnh vực hợp tác chiến lược đối với quan hệ Việt - Nga. Việt Nam ủng hộ và tạo điều kiện

TIÊU ĐIỂM

PETROVIETNAM RÀ SOÁT VÀ ĐIỀU CHỈNH

CHIẾN LƯỢC THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Tại Hội thảo "Rà soát, định hướng điều chỉnh Chiến lược thăm dò khai thác dầu khí", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị mạnh dạn đột phá về tư duy trong đánh giá tiềm năng dầu khí, tư duy về quản lý hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, áp dụng công nghệ tiên tiến khả thi đối với các phát hiện mới, đặc biệt việc phát triển các mỏ nhỏ/cận biên.

Hội thảo "Rà soát, định hướng điều chỉnh Chiến lược thăm dò khai thác dầu khí" đã tập trung thảo luận các vấn đề: Hiện trạng công tác thăm dò, khai thác dầu khí và vấn đề hiệu chỉnh Chiến lược đến năm 2025 và định hướng đến 2035 (do Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí và Ban Khai thác Dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trình bày); Chiến lược tìm kiếm, thăm dò của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" giai đoạn 2020 - 2025, tầm nhìn đến 2035; Chiến lược tìm kiếm thăm dò của Tổng công ty Thăm dò khai thác Dầu khí (PVEP) giai đoạn 2020 - 2025, tầm nhìn đến

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

16. Đặc điểm địa hóa đá mẹ khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây

21. Nghiên cứu nguồn gốc hydrocarbon cấu tạo CTT, bể Cửu Long

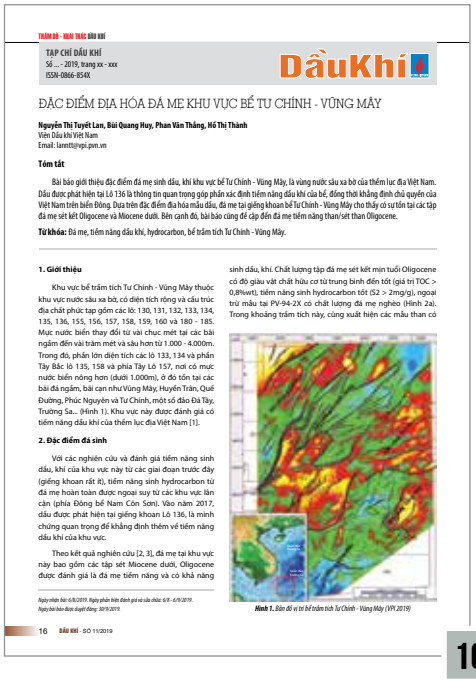
29. Xây dựng cơ sở, phương pháp nhằm đánh giá, thẩm định công tác địa kỹ thuật cho các mỏ dầu khí trong giai đoạn suy giảm khai thác

HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

40. Nâng cao độ bền thủy nhiệt cho zeolite ZSM-5 thông qua quá trình biến tính với hợp chất phosphorus

KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

48. Phòng ngừa rủi ro trong hợp đồng dầu khí qua lăng kính lý thuyết kinh tế



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số ..., - 2019, trang xx - xxx
ISSN-0866-854X

DầuKhí

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA ĐÁ MẸ KHU VỰC BỂ TƯ CHÍNH - VŨNG MÂY

Nguyễn Thị Tuyết Lan, Bùi Quang Huy, Phan Văn Thắng, Hồ Thị Thành
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: lannttt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu đặc điểm đá mẹ sinh dầu, khí khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây, là vùng nước sâu xa bờ của thềm lục địa Việt Nam. Dầu được phát hiện tại Lô 136 là thông tin quan trọng góp phần xác định tiềm năng dầu khí của bể, đồng thời khẳng định chủ quyền của Việt Nam trên biển Đông. Dựa trên đặc điểm địa hóa mẫu dầu, đá mẹ tại giếng khoan bể Tư Chính - Vũng Mây cho thấy có sự tồn tại các tập đá mẹ sét kết Oligocene và Miocene dưới. Bên cạnh đó, bài báo cũng đề cập đến đá mẹ tiềm năng than/sét than Oligocene.

Từ khóa: Đá mẹ, tiềm năng dầu khí, hydrocarbon, bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây.

1. Giới thiệu

Khu vực bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây thuộc khu vực nước sâu xa bờ, có diện tích rộng và cấu trúc địa chất phức tạp gồm các lô: 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 155, 156, 157, 158, 159, 160 và 180 - 185. Mực nước biển thay đổi từ vài chục mét tại các bãi ngầm đến vài trăm mét và sâu hơn từ 1.000 - 4.000m. Trong đó, phần lớn diện tích các lô 133, 134 và phần Tây Bắc lô 135, 158 và phía Tây Lô 157, nơi có mực nước biển nông hơn (dưới 1.000m), ở đó tồn tại các bãi đá ngầm, bãi can như Vũng Mây, Huyền Trân, Quế Đường, Phúc Nguyên và Tư Chính, một số đảo Đá Tây, Trường Sa... (Hình 1). Khu vực này được đánh giá có tiềm năng dầu khí của thềm lục địa Việt Nam [1].

2. Đặc điểm đá sinh

Với các nghiên cứu và đánh giá tiềm năng sinh dầu, khí của khu vực này từ các giai đoạn trước đây (giếng khoan rất ít), tiềm năng sinh hydrocarbon từ đá mẹ hoàn toàn được ngoại suy từ các khu vực lân cận (phía Đông bể Nam Côn Sơn). Vào năm 2017, dầu được phát hiện tại giếng khoan Lô 136, là minh chứng quan trọng để khẳng định thêm về tiềm năng dầu khí của khu vực.

Theo kết quả nghiên cứu [2, 3], đá mẹ tại khu vực này bao gồm các tập sét Miocene dưới, Oligocene được đánh giá là đá mẹ tiềm năng và có khả năng sinh dầu, khí. Chất lượng tập đá mẹ sét kết mịn tuổi Oligocene có độ giàu vật chất hữu cơ từ trung bình đến tốt (giá trị TOC > 0,8%wt), tiềm năng sinh hydrocarbon tốt (S2 > 2mg/g), ngoại trừ mẫu tại PV-94-2X có chất lượng đá mẹ nghèo (Hình 2a). Trong khoảng trầm tích này, cũng xuất hiện các mẫu than có

Hình 1. Bản đồ vị trí bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây (VPI 2019)

Ngày nhận bài: 6/8/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6/8 - 6/9/2019.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/9/2019.

16

CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

75. Nghiên cứu, xây dựng mô hình địa chất 3D và mô hình thủy động lực cho mỏ Tây Khosedayu

FOCUS

Vietnam-Russia: supporting oil and gas businesses to expand co-operation 4

Petrovietnam reviews and adjusts E&P strategy 6

Gas supply and demand of Northern Delta region until 2035 8

Receiving first commercial oil from BK-20 platform at Bach Ho field 10

Commencement of Thi Vai LNG warehouse construction 12

PV GAS defines Development Strategy until 2025, orientation towards 2035 14

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Geochemical characteristics of source rock in Tu Chinh - Vung May basin 16

Investigating the source of hydrocarbon in CTT field, Cuu Long basin, Vietnam 21

Research on methodology to assess geological and technical measures for oil field depletion 29

Enhancing hydrothermal stability for ZSM-5 zeolite by modifying with P4+ solutions 40

PSA as a risk management tool in light of modern economic theories 48

NEWS

PV Power signs MOU on investment co-operation with B.Grimm Power 60

Petrovietnam strengthens co-operation with JCCP 61

PVEP and SK Innovation sign FOA Agreement for Block 16-2 62

5 banks provide loans for Thi Vai LNG Storage Project 63

Eni starts production at Obiafu 41, in Nigeria 65

Oil and gas discovery in the North Sea 66

VIỆT NAM - LIÊN BANG NGA:
ỦNG HỘ CÁC DOANH NGHIỆP DẦU KHÍ MỞ RỘNG HỢP TÁC

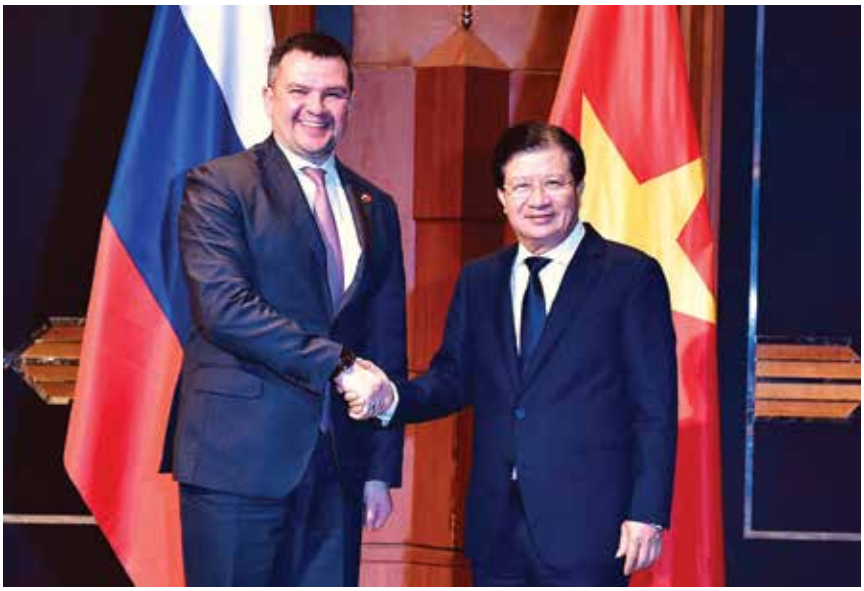
Tại Kỳ họp lần thứ 22 Ủy ban liên Chính phủ Việt Nam - Liên bang Nga về hợp tác kinh tế - thương mại và khoa học - kỹ thuật, Phó Thủ tướng Maxim Akimov khẳng định, Liên bang Nga tiếp tục ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí mở rộng hợp tác với Việt Nam, bao gồm mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như cung cấp LNG và điện khí.

Hai bên đánh giá cao hợp tác kinh tế - thương mại và đầu tư giữa Việt Nam và Liên bang Nga phát triển năng động thời gian qua với kim ngạch thương mại hai chiều đã đạt 4,5 tỷ USD trong năm 2018, tăng gần 30% so với năm 2017, đưa Việt Nam trở thành đối tác thương mại lớn nhất của Liên bang Nga trong ASEAN.

Hợp tác đầu tư tiếp tục được doanh nghiệp hai nước mở rộng. Liên bang Nga hiện có 123 dự án đầu tư trực tiếp vào Việt Nam ngoài lĩnh vực dầu khí với tổng số vốn khoảng 1 tỷ USD, trong khi Việt Nam có 20 dự án đầu tư vào Nga với tổng số vốn gần 3 tỷ USD.

Về hợp tác dầu khí, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng khẳng định, Việt Nam luôn hoan nghênh và tạo điều kiện thuận lợi cho các doanh nghiệp Liên bang Nga tăng cường hiện diện và triển khai các dự án thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam. Về phần mình, Phó Thủ tướng Maxim Akimov cho biết, Liên bang Nga tiếp tục ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí Nga mở rộng hợp tác với Việt Nam, bao gồm mở rộng hợp tác sang các lĩnh vực khác như cung cấp khí hóa lỏng (LNG) và điện khí.

Tiếp Phó Thủ tướng Maxim Akimov trong ngày 29/10/2019, Phó Thủ tướng thường trực Trương Hòa Bình khẳng định, đây là lĩnh vực hợp tác chiến lược đối với quan hệ Việt - Nga. Việt Nam ủng hộ và tạo điều kiện



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng và Phó Thủ tướng Liên bang Nga Maxim Akimov. Ảnh: Nhật Bắc

cho các doanh nghiệp dầu khí Nga mở rộng thăm dò và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam phù hợp với luật pháp quốc tế, trong đó có Công ước Liên Hợp Quốc về Luật Biển 1982.

Phó Thủ tướng thường trực Trương Hòa Bình đề nghị Chính phủ Liên bang Nga tạo điều kiện để Công ty Liên doanh Rusvietpetro tham gia vào các mỏ tiềm năng mới nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động; ủng hộ, khuyến khích các doanh nghiệp dầu khí Liên bang Nga mở rộng hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam.

Nguyễn Hoàng

PETROVIETNAM THAM DỰ DIỄN ĐÀN KHÍ ĐỐT QUỐC TẾ SAINT PETERSBURG

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Gazprom. Ảnh: PVN

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh dẫn đầu đoàn công tác của Petrovietnam tham dự Diễn đàn khí đốt quốc tế Saint Petersburg (Saint Petersburg International Gas Forum - SPIGF) lần thứ IX diễn ra từ ngày 1 - 4/10/2019.

SPIGF 2019 là Hội nghị chuyên đề với sự tham gia của đại diện các cơ quan chính phủ, các doanh nghiệp dầu khí, các tổ chức nghiên cứu khoa học và viện thiết kế để thảo luận về sự phát triển của ngành công nghiệp khí. Hội nghị toàn thể với chủ đề "Ưu tiên chiến lược trong quan hệ đối tác năng lượng quốc tế" đã tập trung trao đổi về các xu hướng mới trong thị trường khí, xu hướng dài hạn phát triển ngành công nghiệp khí, giới thiệu các công nghệ mới và các giải pháp sáng tạo. SPIGF cũng tổ chức triển lãm với trên 300 gian hàng của 20 quốc gia trong các lĩnh vực thăm dò, khai thác, vận chuyển, xử lý, công nghệ số, thương mại và khí điện...

Trong thời gian công tác ở Liên bang Nga, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh và đoàn công tác đã làm việc với Gazprom. Hai bên đã thảo luận các giải pháp đẩy mạnh hợp tác và phát triển các dự án trong lĩnh vực sản xuất điện và LNG, đồng thời trao đổi về việc ký tiếp thỏa thuận hợp tác chiến lược giữa Gazprom và Petrovietnam.

Trước đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với Zarubezhneft, trao đổi các các vấn đề liên quan đến kết quả hoạt động của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và bàn về các định hướng phát triển hợp tác trong tương lai, đặc biệt là định hướng hợp tác sau năm 2023.

Lan Thu

PETROVIETNAM RÀ SOÁT VÀ ĐIỀU CHỈNH
CHIẾN LƯỢC THĂM DÒ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Tại Hội thảo "Rà soát, định hướng điều chỉnh Chiến lược thăm dò khai thác dầu khí", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị mạnh dạn đột phá về tư duy trong đánh giá tiềm năng dầu khí, tư duy về quản lý hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, áp dụng công nghệ tiên tiến khả thi đối với các phát hiện mới, đặc biệt việc phát triển các mỏ nhỏ/cận biên.

Hội thảo "Rà soát, định hướng điều chỉnh Chiến lược thăm dò khai thác dầu khí" đã tập trung thảo luận các vấn đề: Hiện trạng công tác thăm dò, khai thác dầu khí và vấn đề hiệu chỉnh Chiến lược đến năm 2025 và định hướng đến 2035 (do Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí và Ban Khai thác Dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trình bày); Chiến lược tìm kiếm, thăm dò của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" giai đoạn 2020 - 2025, tầm nhìn đến 2035; Chiến lược tìm kiếm thăm dò của Tổng công ty Thăm dò khai thác Dầu khí (PVEP) giai đoạn 2020 - 2025, tầm nhìn đến

Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

2035; Mô hình tổ chức hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác của một số công ty dầu khí quốc gia trong khu vực (Viện Dầu khí Việt Nam)...

Trên cơ sở đó, Hội thảo đề xuất các giải pháp, định hướng điều chỉnh Chiến lược thăm dò khai thác dầu khí có tính khả thi, phù hợp với tình hình mới. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị mạnh dạn đột phá về tư duy trong đánh giá tiềm năng dầu khí, tư duy về quản lý hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, áp dụng công nghệ tiên tiến khả thi đối với các phát hiện mới, đặc biệt việc phát triển các mỏ nhỏ/cận biên.

Công tác thăm dò tập trung vào việc thăm dò mở rộng, tận thăm dò tại các lô/mỏ đang khai thác, có hạ tầng hoàn chỉnh; cần có đột phá về đối tượng thăm dò, tìm ra các đối tượng mới trong khu vực truyền thống; tiếp tục bám sát, chuẩn bị điều kiện, tranh thủ thời cơ thuận lợi triển khai các hoạt động thăm dò tại khu vực nước sâu xa bờ.

Song song với đẩy mạnh công tác thăm dò, tận thăm dò cần phải thúc đẩy quyết liệt hơn nữa trong triển khai nghiên cứu, thử nghiệm các công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu và đưa vào ứng dụng có hiệu quả, coi đây là nhiệm vụ định hướng chính Chiến lược thăm dò khai thác cho thời gian tới. Đẩy mạnh số hóa/chuyển đổi số, ứng dụng các giải pháp công nghệ: IoT, trí tuệ nhân tạo (AI), dữ liệu lớn (big data), khoa học dữ liệu (data science)… để tối ưu hóa hoạt động, tiết giảm chi phí và nâng cao hiệu quả hoạt động trong lĩnh vực thăm dò khai thác.

Xây dựng chính sách mới trong việc thu hút và đào tạo các chuyên gia, cán bộ quản trị và chuyên môn giỏi, đảm bảo bộ máy tinh gọn, hiệu quả nhằm giảm thiểu rủi ro, tăng hiệu quả đầu tư vào lĩnh vực thăm dò khai thác… Đề án tái cơ cấu lĩnh vực thăm dò khai thác cần bám sát, đồng bộ với Chiến lược thăm dò khai thác dầu khí.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu việc tổ chức triển khai nghiên cứu xây dựng điều chỉnh Chiến lược thăm dò khai thác dầu khí cần đảm bảo tính khả thi, mang tính thị trường, có xét tới các rủi ro. Bên cạnh đó, phải chỉ ra các điều kiện cần và đủ để thực hiện các giải pháp, tích cực làm việc với các bộ/ngành tháo gỡ các khó khăn về cơ chế chính sách, cơ chế tài chính…

Tại Hội thảo, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng khẳng định: Thăm dò khai thác là lĩnh vực cốt lõi, là đầu vào của các lĩnh vực khác. Việc xây dựng, điều chỉnh Chiến lược thăm dò khai thác dầu khí cần phản ánh được tính thị trường (giá dầu, cung/cầu), các rủi ro khác có thể xảy ra. Về nhu cầu đầu tư, phát triển lĩnh vực thăm dò khai thác, TS. Lê Mạnh Hùng cho biết Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang tiếp tục làm việc với các bộ/ngành để tháo gỡ khó khăn, vướng mắc về cơ chế để có thể sử dụng nguồn vốn kịp thời, đảm bảo hiệu quả.

Việt Hà

CUNG - CẦU KHÍ KHU VỰC ĐỒNG BẰNG BẮC BỘ ĐẾN NĂM 2035

Tại Hội thảo khoa học "Nguồn cung và nhu cầu tiêu thụ khí của khu vực Đồng bằng Bắc Bộ tới năm 2035", Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thảo luận các giải pháp kỹ thuật: Nghiên cứu và áp dụng khoan giếng thân nhỏ nhằm tiết kiệm chi phí; xây dựng phương án thẩm lượng, phát triển hiệu quả; thu nổ mới địa chấn 3D; tái xử lý tài liệu địa chấn, chính xác hóa tiềm năng của các cấu tạo triển vọng tại khu vực phía Bắc bể Sông Hồng; nghiên cứu công nghệ xử lý H_2S.

Ngày 11/10/2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Hội Dầu khí Việt Nam phối hợp tổ chức Hội thảo khoa học "Nguồn cung và nhu cầu tiêu thụ khí của khu vực Đồng bằng Bắc Bộ tới năm 2035".

Hội thảo đã tập trung thảo luận các vấn đề như: Tiềm năng dầu khí và nghiên cứu khả năng phát triển khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng; Quy hoạch khí và chiến lược phát triển công nghiệp khí Bắc Bộ; Hiện trạng khai thác hạ tầng công nghiệp, cân đối cung - cầu khí khu vực Bắc Bộ; Giải pháp cắt giảm chi phí trong hoạt động khoan dầu khí trên biển…

Về tiềm năng dầu khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng, Ban Khai thác Dầu khí cho rằng các phát hiện chủ yếu có trữ lượng nhỏ, cận biên; cấu tạo bị đứt gãy phân chia nhiều

Nhà máy xử lý khí Thái Bình. Ảnh: PV GAS

khối, phức tạp; tỷ lệ H_2S cao; phát hiện khí trong cát kết Miocene vỉa mỏng, đa vỉa; rủi ro về chắn của đứt gãy tại các phát hiện khí trong cát kết Oligocene; một số khu vực có nhiệt độ cao và dị thường áp suất cao…

Trong khi đó thị trường khí Bắc Bộ đang phát triển mạnh, tiềm năng thị trường lớn, song hiện nay chỉ phụ thuộc vào nguồn khí duy nhất khai thác từ mỏ Thái Bình với quy mô và sản lượng hạn chế (khoảng 200 triệu m^3/năm kéo dài đến năm 2025). Các nguồn khí mới trong khu vực khó đưa vào phát triển khai thác do trữ lượng thấp, chi phí cao do chưa có cơ chế chính sách để thúc đẩy công tác tìm kiếm thăm dò, đặc biệt là cơ chế phát triển các mỏ nhỏ, cận biên…

Để giải quyết các thách thức này, Hội thảo tập trung thảo luận, đề xuất các giải pháp kỹ thuật: Nghiên cứu và áp dụng khoan giếng thân nhỏ nhằm tiết kiệm chi phí; xây dựng phương án thẩm lượng, phát triển hiệu quả; thu nổ mới địa chấn 3D; tái xử lý tài liệu địa chấn, chính xác hóa tiềm năng của các cấu tạo triển vọng tại khu vực phía Bắc bể Sông Hồng; nghiên cứu công nghệ xử lý H_2S.

Về Chiến lược phát triển thị trường khí Bắc Bộ, PV GAS đề xuất các giải pháp trong giai đoạn trước năm 2030 (khi chưa có hộ tiêu thụ lớn là các nhà máy điện sử dụng khí/LNG): Tập trung phát triển thị trường khí cung cấp cho khách hàng công nghiệp, giao thông vận tải và khí đô thị; nghiên cứu áp dụng các giải pháp thị trường đảm bảo hoạt động kinh doanh phân phối các loại hình sản phẩm khí thấp áp, CNG, LNG tối ưu và hiệu quả; nghiên cứu phương án phân phối CNG/LNG qua các trạm vệ tinh; triển khai thí điểm dự án nhập khẩu LNG quy mô nhỏ hoặc nhập khẩu ISO LNG container cung cấp cho thị trường Bắc Bộ, bổ sung và bù đắp cho sản lượng khí Thái Bình suy giảm. Trong giai đoạn 2030 - 2035, PV GAS đề xuất triển khai phát triển hạ tầng kho nhập khẩu LNG vào miền Bắc quy mô lớn đảm bảo nguồn cung khí cho các nhà máy điện được quy hoạch sử dụng LNG; tiếp tục phát triển thị trường khí cho phân khúc khách hàng công nghiệp, giao thông vận tải, khí đô thị tăng trưởng cả về quy mô và sản lượng.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng đánh giá Hội thảo đã xác định nguồn cung, tiềm năng dầu khí tại khu vực phía Bắc bể Sông Hồng, xác định nhu cầu thị trường để từ đó Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nghiên cứu, đề xuất điều chỉnh chiến lược phát triển lĩnh vực công nghiệp khí.

Để đưa các phát hiện/cấu tạo tiềm năng ở khu vực phía Bắc bể Sông Hồng vào phát triển khai thác, ngoài việc tối ưu giải pháp kỹ thuật, các chuyên gia kiến nghị Chính phủ cần có cơ chế đặc thù phát triển các mỏ nhỏ/cận biên; chính sách giá khí ưu đãi để tăng tính cạnh tranh với các loại nhiên liệu khác; chính sách hỗ trợ doanh nghiệp sử dụng khí tự nhiên để phát triển thị trường khí công nghiệp tại miền Bắc.

Quang Minh

Giàn BK-20 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Vietsovpetro

ĐÓN DÒNG DẦU THƯƠNG MẠI ĐẦU TIÊN TỪ GIÀN BK-20 MỎ BẠCH HỔ

Việc đưa giàn BK-20 vào vận hành khai thác sớm hơn 4 ngày so với kế hoạch đã giúp Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" gia tăng sản lượng khai thác dầu năm 2019 thêm 1.152 tấn.

Vào 20 giờ ngày 26/10/2019, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã đón dòng dầu thương mại đầu tiên từ giếng MTD-2X giàn BK-20 mỏ Bạch Hổ với lưu lượng dầu ban đầu thu được là 288 tấn/ngày.

BK-20 là giàn mini BK đầu tiên của Vietsovpetro, là loại BK nhỏ với thiết kế tối ưu, chi phí xây dựng và vận hành thấp, được Vietsovpetro giao cho Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) triển khai nghiên cứu và thiết kế nhằm phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên.

Thiết kế, thi công chân đế giàn BK-20. Ảnh: Vietsovpetro

Topside giàn BK-20. Ảnh: Vietsovpetro

BK-20 được thiết kế theo dạng giàn không người, được điều khiển từ xa từ giàn mẹ là giàn CPP-3. Kết cấu chân đế và khối thượng tầng được thiết kế ở dạng nhỏ gọn, trong đó sàn MSF, khối thượng tầng và Helideck được thiết kế thành một khối và nằm trong giới hạn 1 mã cẩu của tàu cẩu Hoàng Sa.

Tổng khối lượng xây dựng của giàn BK-20 (gồm cọc, chân đế và khối thượng tầng) gần 2.300 tấn, giảm hơn 30% so với tổng khối lượng xây dựng các giàn BK của Vietsovpetro trước đây (như ThTC-1/2/3, CTC-01, RC-9, BK-16, GTC-01, RC-4/5/6). Do đó, tổng dự toán chi phí xây dựng của giàn BK-20 giảm 28% so với dự toán chi phí xây dựng giàn ThTC-3 và giảm 37% so với giàn CTC-01.

Để đưa giàn BK-20 vào vận hành đúng tiến độ theo yêu cầu của Hội đồng Vietsovpetro lần thứ 50 (thời hạn là 30/10/2019), Vietsovpetro đã tiến hành các biện pháp đẩy nhanh tiến độ thực hiện dự án, như: đẩy nhanh công tác thực hiện thiết kế, các đơn hàng mua sắm vật tư thiết bị được ưu tiên triển khai ở chế độ khẩn, tối ưu hóa công tác xây lắp trên bờ và ngoài biển, thiết kế bổ sung sàn kết cấu tạm thời trên chân đế để phục vụ cho công tác khoan và lắp đặt cây thông ngay sau khi lắp đặt chân đế, tìm các vật tư sẵn có trong kho của các công trình chưa sử dụng để sử dụng trước cho giàn BK-20…

Ngày 22/10/2019, Vietsovpetro đã hoàn thiện lắp đặt chân đế, khối thượng tầng, các đường ống kết nối vận chuyển và cáp điện ngầm. Ngày 23/10/2019, Hội đồng nghiệm thu của Vietsovpetro đã tiến hành nghiệm thu tổng thể giàn BK-20, đánh giá dự án đã được thực hiện bảo đảm chất lượng và an toàn tuyệt đối.

Việc đưa giàn BK-20 vào vận hành khai thác sớm hơn 4 ngày so với kế hoạch được giao đã giúp Vietsovpetro gia tăng sản lượng khai thác dầu trong năm 2019 là 1.152 tấn.

Đối với dự án BK-20, đây là lần đầu tiên Vietsovpetro đưa vào vận hành khai thác trước thời hạn đồng bộ các hạng mục gồm: giàn BK, các đường ống kết nối ngầm và cáp điện ngầm. Điều này chứng minh sự trưởng thành của Vietsovpetro trong công tác thực hiện các dự án xây dựng giàn BK nói riêng và các dự án EPCI nói chung.

Đặc biệt, Vietsovpetro đã chủ động nghiên cứu, triển khai các giải pháp thiết kế tối ưu nhằm phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên trong giai đoạn tận thăm dò tại Lô 09-1 và các lô lân cận. Giàn BK-20 sẽ được xem xét áp dụng để thiết kế xây dựng cho các khu vực tiềm năng sắp tới như: BK-21, BK-19, RC-10. Với việc tiếp tục khoan thêm các giếng khai thác, giàn BK-20 sẽ góp phần gia tăng đáng kể sản lượng khai thác dầu khí cho Vietsovpetro trong năm 2019 cũng như các năm tiếp theo.

Nguyễn Thanh

KHỞI CÔNG XÂY DỰNG KHO CẢNG LNG THỊ VẢI

Với công suất giai đoạn 1 là 1 triệu tấn/năm, công suất giai đoạn 2 là 3 triệu tấn/năm, Kho cảng LNG Thị Vải sẽ là "mắt xích" quan trọng trong việc cung cấp khí tái hóa cho các hộ tiêu thụ, bù đắp sản lượng khí thiếu hụt trong nước sau năm 2022.

Ngày 28/10/2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã khởi công xây dựng kho cảng LNG Thị Vải. Dự án do Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) làm chủ đầu tư với công suất giai đoạn 1 là 1 triệu tấn/năm, dự kiến hoàn thành năm 2022; công suất giai đoạn 2 là 3 triệu tấn/năm, dự kiến hoàn thành năm 2023.

Kho cảng LNG Thị Vải có khả năng tiếp nhận tàu vận chuyển LNG trọng tải lên đến 85.000 tấn. Các hạng mục chính của giai đoạn 1 gồm bồn chứa LNG sức chứa 180.000m^3 và các thiết bị công nghệ

Cảng Thị Vải. Ảnh: PVN

được thiết kế theo tiêu chuẩn/quy chuẩn quốc tế.

Sau khi hoàn thành giai đoạn 1, Dự án sẽ cung cấp 1,4 tỷ m^3 khí cấp cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và 4, các khách hàng công nghiệp, bù đắp sản lượng khí thiếu hụt trong nước sau năm 2022. Kho cảng LNG Thị Vải và Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và 4 sẽ góp phần bảo đảm nhu cầu về khí, điện cho khu vực kinh tế trọng điểm Đông Nam Bộ.

Phó chủ tịch Quốc hội Uông Chu Lưu và các đại biểu tại Lễ khởi công xây dựng kho cảng LNG Thị Vải. Ảnh: PV GAS

Ngay sau khi ký Hợp đồng EPC Dự án kho chứa LNG 1 triệu tấn/năm tại Thị Vải (tổng mức đầu tư trên 285 triệu USD), các đơn vị đã triển khai khảo sát, thiết kế và chuẩn bị mặt bằng xây dựng công trình. Tổng thầu Samsung C&T và PTSC sẽ tiến hành công tác ép cọc PHC cho bồn LNG - hạng mục quan trọng nhất của công trình.

Tổng giám đốc PV GAS Dương Mạnh Sơn cho biết, Việt Nam được dự báo sẽ thiếu hụt khoảng hơn 2 tỷ m^3 khí/năm vào năm 2023, hơn 7 tỷ m^3/năm vào năm 2030 và lên đến 9 tỷ m^3/năm vào năm 2035, tập trung chủ yếu ở khu vực Đông Nam Bộ.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, PV GAS đang tích cực triển khai chuỗi các dự án khí - điện sử dụng khí LNG nhập khẩu theo Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam giai đoạn đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Kho cảng LNG Thị Vải sẽ là mắt xích quan trọng trong việc cung cấp khí tái hóa cho các hộ tiêu thụ khí, trong đó có chuỗi Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và 4. Cùng với kho cảng nhập khẩu LNG Sơn Mỹ với tổng công suất dự kiến khi hoàn thành lên đến 10 triệu tấn LNG/năm, nhu cầu năng lượng cho khu vực Nam Bộ trong tương lai về cơ bản sẽ được đảm bảo.

Phó chủ tịch Quốc hội Uông Chu Lưu đánh giá, cùng với quá trình hội nhập quốc tế ngày càng sâu rộng, ngành Dầu khí luôn được xác định là ngành kinh tế quan trọng, góp phần ổn định, phát triển kinh tế đất nước. Việc đi đầu nhập khẩu LNG về Việt Nam được kỳ vọng sẽ có tác dụng ổn định nhu cầu của thị trường, góp phần vào sự phát triển kinh tế - xã hội của vùng kinh tế trọng điểm Đông Nam Bộ cũng như cả nước.

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh đánh giá đây là công trình đầu tiên về LNG tại Việt Nam, có ý nghĩa đặc biệt trong lĩnh vực khâu sau của ngành Dầu khí. Để giữ vững vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí nói chung và lĩnh vực LNG nói riêng, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị PV GAS cùng các nhà thầu tập trung triển khai dự án theo đúng kế hoạch đã đề ra, đảm bảo an toàn, chất lượng và tiến độ.

Nguyễn Hằng

PV GAS XÁC ĐỊNH CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN ĐẾN NĂM 2025, ĐỊNH HƯỚNG ĐẾN NĂM 2035

Ngày 10/10/2019, tại Hải Phòng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội thảo về Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 và Kế hoạch năm 2020 của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Hội thảo tập trung phân tích và đề xuất các giải pháp để phát triển PV GAS thành doanh nghiệp khí mạnh, hiệu quả, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hoàn chỉnh trong tất cả các khâu thu gom - xuất nhập khẩu - vận chuyển - chế biến/chế biến sâu - tàng trữ - dịch vụ - kinh doanh khí và sản phẩm khí, tham gia hoạt động đầu tư thượng nguồn; đóng vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí trên toàn quốc, phấn đấu trở thành doanh nghiệp ngành khí hàng đầu khu vực ASEAN và có tên trong các doanh nghiệp ngành khí mạnh của châu Á.

Tổng giám đốc PV GAS Dương Mạnh Sơn cho biết Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 được PV GAS xây dựng trên cơ sở Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 60/QĐ-TTg

Nhà máy khí Dinh Cố. Ảnh: PV GAS

ngày 16/1/2017; khả năng cung cấp khí của các mỏ đến năm 2035 và kết quả các nghiên cứu PV GAS triển khai trong thời gian qua.

Quan điểm là phát triển PV GAS đồng bộ, an toàn, hiệu quả, bền vững, khả năng cạnh tranh cao, phù hợp chiến lược phát triển ngành Dầu khí, ngành công nghiệp khí và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; phát triển hoàn chỉnh các khâu trong dây chuyền khí. Trong đó, chú trọng chế biến, đa dạng hóa nguồn khí, đa dạng hóa sản phẩm; trọng tâm sản xuất - nhập khẩu - kinh doanh khí, sản phẩm khí, dịch vụ khí. Phát huy tối đa nội lực, tận dụng nguồn lực bên ngoài, tăng cường hợp tác quốc tế; tiếp tục là doanh nghiệp khí mạnh, hiệu quả, sức cạnh tranh cao. Hoạt động hoàn chỉnh tất cả các khâu thu gom - vận chuyển - chế biến - xuất nhập khẩu - tồn trữ - dịch vụ - kinh doanh khí, sản phẩm khí; tham gia đầu tư thượng nguồn trong và ngoài nước; đóng vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí Việt Nam; tham gia tích cực thị trường quốc tế thuộc lĩnh vực khí.

Trong giai đoạn đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, PV GAS đặt ra mục tiêu cụ thể là đa dạng hóa nguồn cung, giữ vai trò chủ đạo trong thu gom khí toàn quốc; sản lượng khí thu gom đạt 185,5 tỷ m^3; sẵn sàng gia tăng thu gom khí trong nước theo khả năng khai thác; tham gia đầu tư thượng nguồn trong và ngoài nước: sau năm 2023 có khí/LNG khai thác; sau năm 2030 khí/LNG khai thác/sản xuất đạt 5 - 10 tỷ m^3/năm.

Về mục tiêu vận chuyển, phân phối khí/LNG, PV GAS định hướng xây dựng, vận hành, kinh doanh an toàn, tối ưu các hệ thống khí trên toàn quốc, kết nối khu vực. Cơ cấu tiêu thụ khí/LNG được xác định: 80% dành cho phát điện; 10% dành cho sản xuất đạm/hóa chất; 10% phục vụ công nghiệp, dân dụng, giao thông vận tải.

Về kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2020, PV GAS đặt mục tiêu vận hành an toàn, hiệu quả và đảm bảo công tác an ninh an toàn các công trình khí; đàm phán giá khí, cước phí cho các nguồn khí hiện có cũng như các mỏ mới, ký kết/quản lý/khai thác có hiệu quả các hợp đồng mua bán, vận chuyển khí. Chuẩn bị thị trường tiêu thụ LNG; tìm kiếm cơ hội, mở rộng thị trường và gia tăng thị phần tiêu thụ LPG đặc biệt tại các khu vực phía Bắc và miền Trung; đẩy mạnh công tác phát triển bán lẻ LPG, gia tăng thị phần, nâng cao hiệu quả trong kinh doanh; nghiên cứu, tìm kiếm, phát triển các nguồn khí mới trong, ngoài nước; tham gia đầu tư thượng nguồn khi có điều kiện và đảm bảo hiệu quả...

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng khẳng định Tập đoàn sẽ tiếp tục hỗ trợ để PV GAS giữ vững vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí, song vẫn giữ tính linh hoạt, quyền chủ động bằng năng lực và quy mô của doanh nghiệp dẫn đầu ngành công nghiệp khí Việt Nam.

Nguyễn Cầm

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 11 - 2019, trang 16 - 20
ISSN-0866-854X

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA ĐÁ MẸ KHU VỰC BỂ TƯ CHÍNH - VŨNG MÂY

Nguyễn Thị Tuyết Lan, Bùi Quang Huy, Phan Văn Thắng, Hồ Thị Thành
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: lanntt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu đặc điểm đá mẹ sinh dầu, khí khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây, là vùng nước sâu xa bờ của thềm lục địa Việt Nam. Dầu được phát hiện tại Lô 136 là thông tin quan trọng góp phần xác định tiềm năng dầu khí của bể, đồng thời khẳng định chủ quyền của Việt Nam trên biển Đông. Dựa trên đặc điểm địa hóa mẫu dầu, đá mẹ tại giếng khoan bể Tư Chính - Vũng Mây cho thấy có sự tồn tại các tập đá mẹ sét kết Oligocene và Miocene dưới. Bên cạnh đó, bài báo cũng đề cập đến đá mẹ tiềm năng than/sét than Oligocene.

Từ khóa: Đá mẹ, tiềm năng dầu khí, hydrocarbon, bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây.

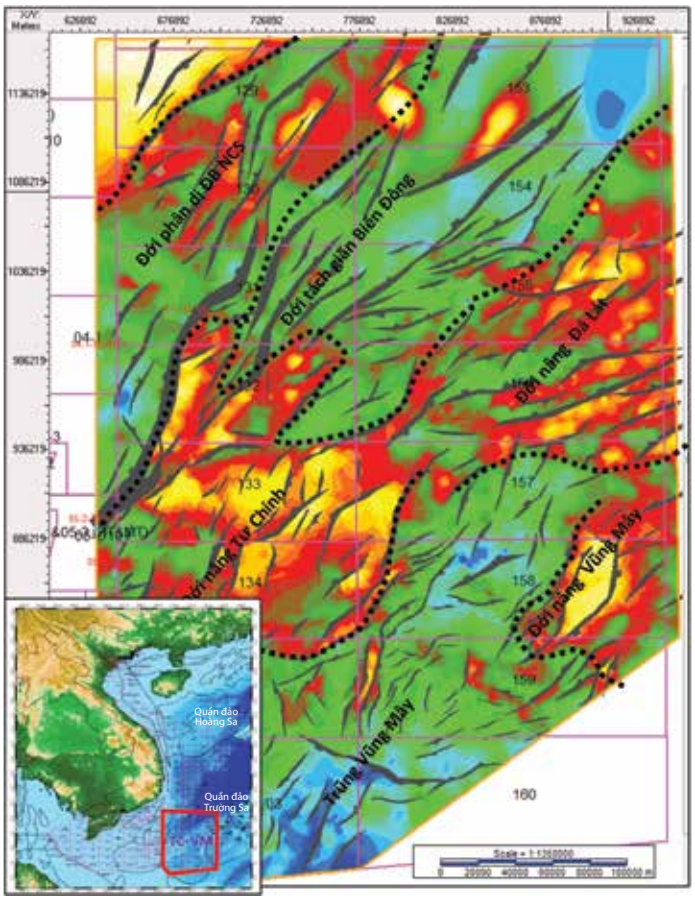
1. Giới thiệu

Khu vực bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây thuộc khu vực nước sâu xa bờ, có diện tích rộng và cấu trúc địa chất phức tạp gồm các lô: 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 155, 156, 157, 158, 159, 160 và 180 - 185. Mực nước biển thay đổi từ vài chục mét tại các bãi ngầm đến vài trăm mét và sâu hơn từ 1.000 - 4.000m. Trong đó, phần lớn diện tích các lô 133, 134 và phần Tây Bắc lô 135, 158 và phía Tây Lô 157, nơi có mực nước biển nông hơn (dưới 1.000m), ở đó tồn tại các bãi đá ngầm, bãi cạn như Vũng Mây, Huyền Trân, Quế Đường, Phúc Nguyên và Tư Chính, một số đảo Đá Tây, Trường Sa... (Hình 1). Khu vực này được đánh giá có tiềm năng dầu khí của thềm lục địa Việt Nam [1].

2. Đặc điểm đá sinh

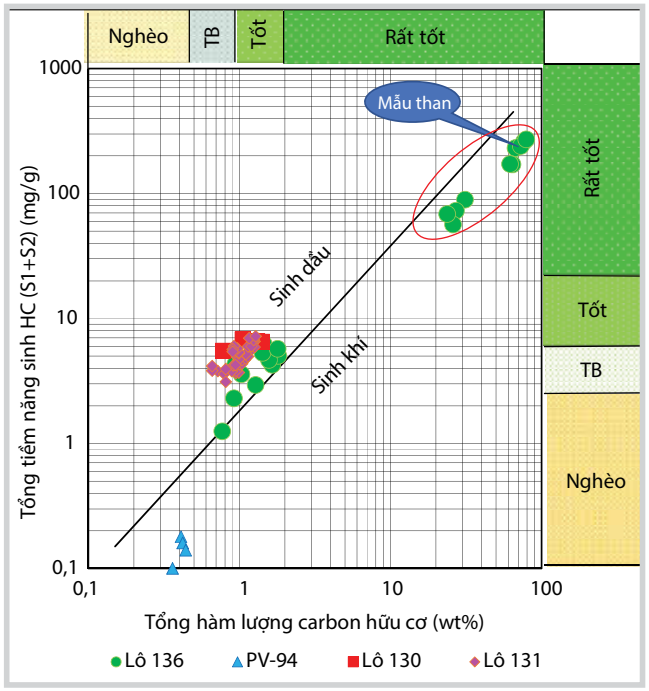
Với các nghiên cứu và đánh giá tiềm năng sinh dầu, khí của khu vực này từ các giai đoạn trước đây (giếng khoan rất ít), tiềm năng sinh hydrocarbon từ đá mẹ hoàn toàn được ngoại suy từ các khu vực lân cận (phía Đông bể Nam Côn Sơn). Vào năm 2017, dầu được phát hiện tại giếng khoan Lô 136, là minh chứng quan trọng để khẳng định thêm về tiềm năng dầu khí của khu vực.

Theo kết quả nghiên cứu [2, 3], đá mẹ tại khu vực này bao gồm các tập sét Miocene dưới, Oligocene được đánh giá là đá mẹ tiềm năng và có khả năng sinh dầu, khí. Chất lượng tập đá mẹ sét kết mịn tuổi Oligocene có độ giàu vật chất hữu cơ từ trung bình đến tốt (giá trị TOC > 0,8%wt), tiềm năng sinh hydrocarbon tốt (S2 > 2mg/g), ngoại trừ mẫu tại PV-94-2X có chất lượng đá mẹ nghèo (Hình 2a). Trong khoảng trầm tích này, cũng xuất hiện các mẫu than có

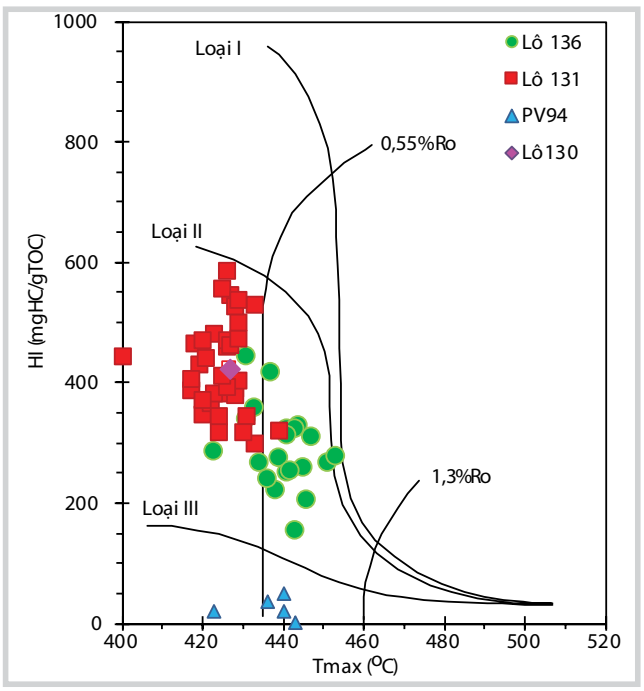


Hình 1. *Bản đồ vị trí bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây (VPI 2019)*

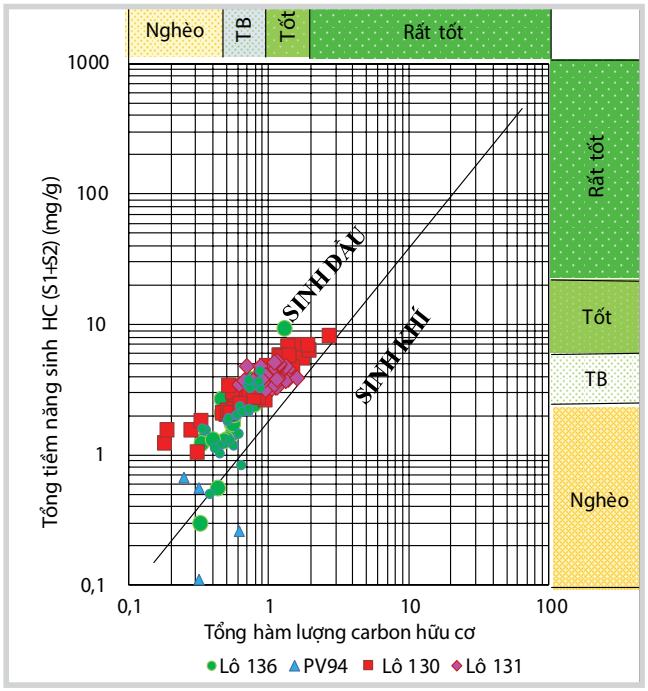
Ngày nhận bài: 6/8/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6/8 - 6/9/2019.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/9/2019.



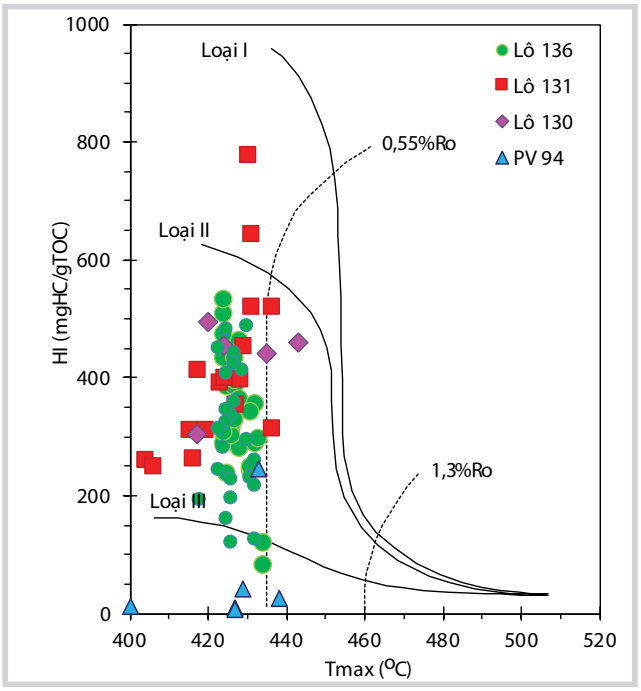
Hình 2. *Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon trầm tích Oligocene bể Tư Chính - Vũng Mây*



Hình 3. *Biểu đồ phân loại kerogen, trầm tích Oligocene bể Tư Chính - Vũng Mây*



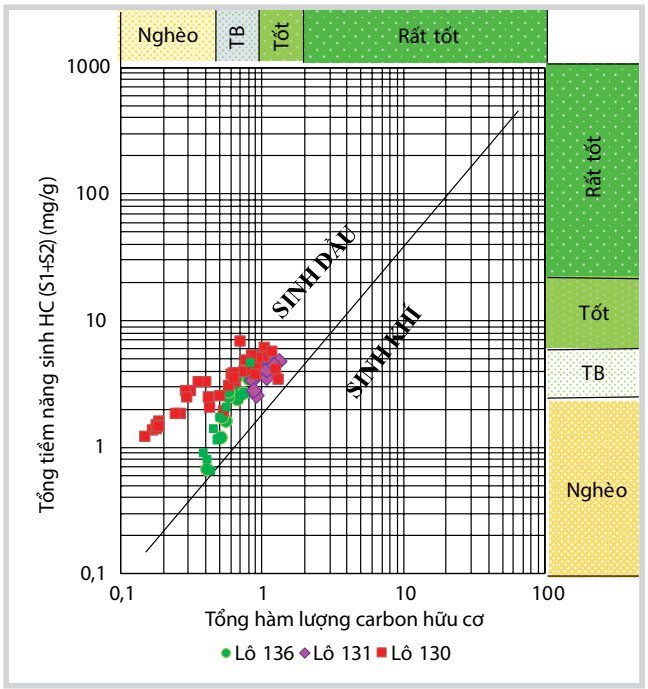
Hình 4. *Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon trầm tích Miocene dưới bể Tư Chính - Vũng Mây*



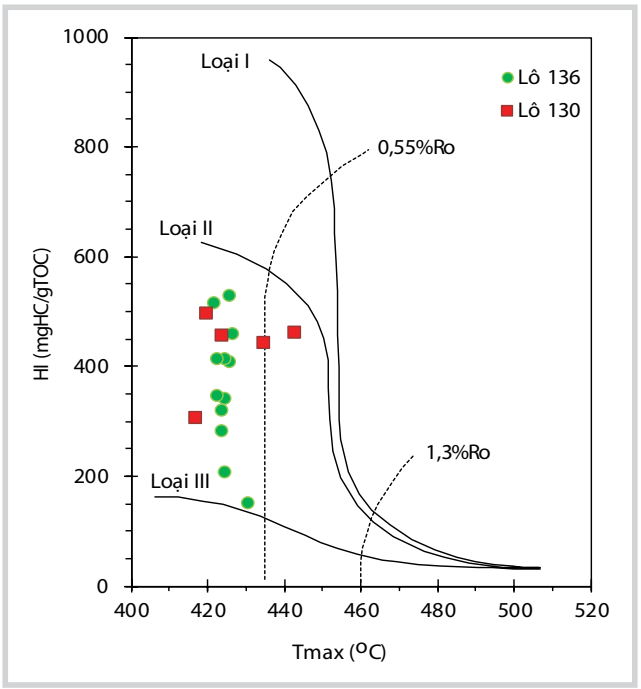
Hình 5. *Biểu đồ phân loại kerogen, trầm tích Miocene dưới bể Tư Chính - Vũng Mây*

giá trị TOC, S2 rất cao tại Lô 136 (Hình 2). Đá mẹ tại các giếng khoan chứa chủ yếu kerogen loại II và ít loại III, đang trong pha cửa sổ tạo dầu (các giá trị Tmax vượt ngưỡng 435°C). Trong đó, đá mẹ tại Lô 136 có độ trưởng thành cao hơn so với Lô 131, tiềm năng sinh dầu cao (Hình 2, 3). Riêng với đá mẹ than/sét than tạo ra chủ yếu sản phẩm khí hydrocarbon (Hình 2).

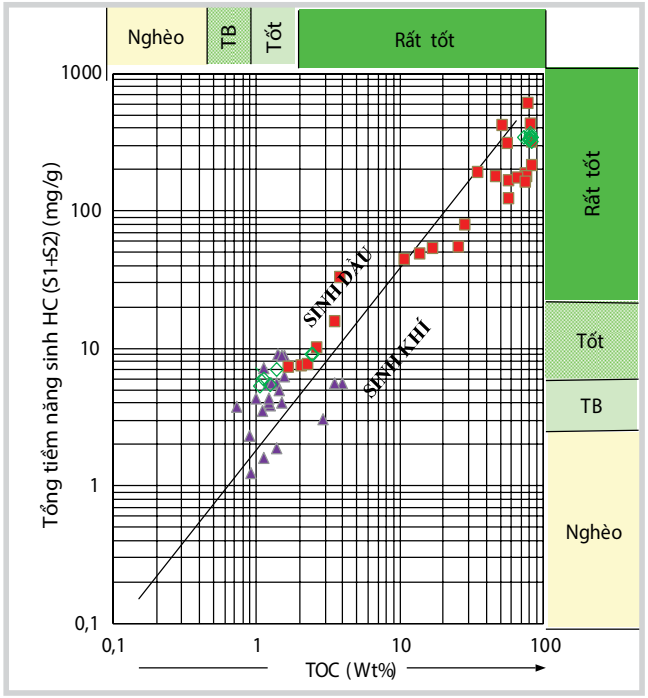
Tập mẫu sét kết mịn thuộc Miocene dưới, chất lượng kém hơn so với đá mẹ tuổi Oligocene, hàm lượng vật chất hữu cơ từ nghèo đến trung bình, kerogen chứa chủ yếu loại II và ít loại III. Hiện đá mẹ này phân bố trong vùng chưa trưởng thành đến chớm trưởng thành (420°C < Tmax < 435°C), có độ trưởng thành thấp hơn so với đá mẹ Oligocene (Hình 4, 5).



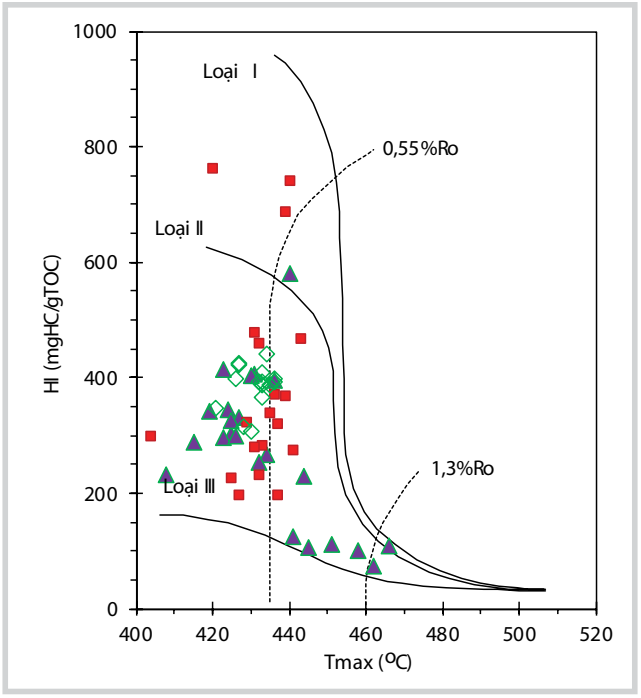
Hình 6. *Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon trầm tích Miocene giữa bể Tư Chính - Vũng Mây*



Hình 7. *Biểu đồ phân loại kerogen, trầm tích Miocene giữa bể Tư Chính - Vũng Mây*



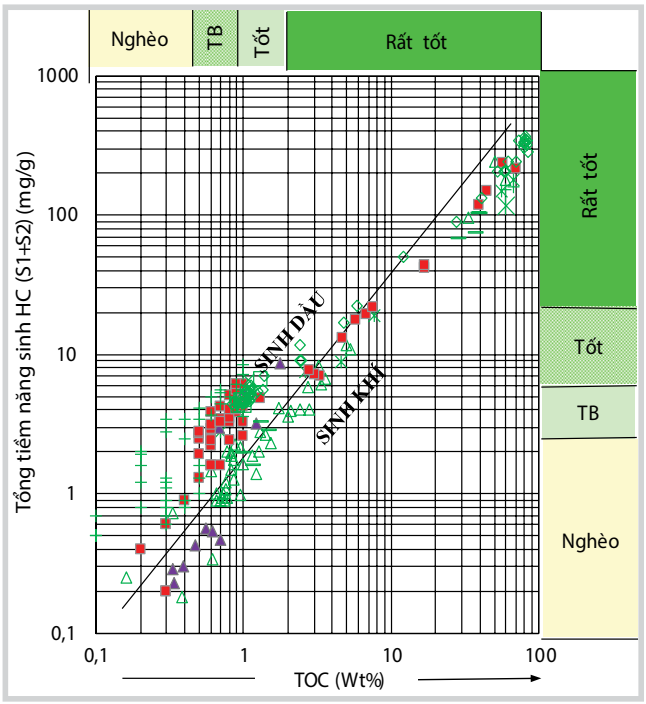
Hình 8. *Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon, trầm tích Oligocene, Đông bể Nam Côn Sơn*



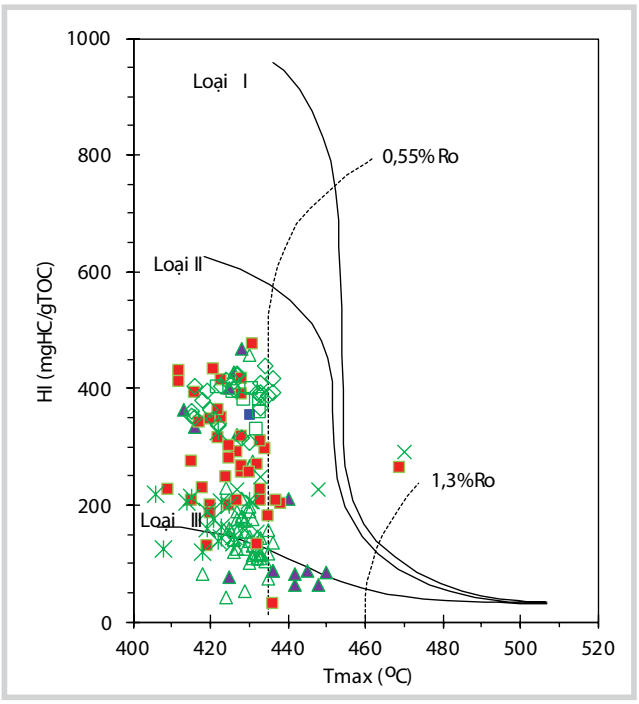
Hình 9. *Biểu đồ HI & Tmax trầm tích Oligocene, Đông bể Nam Côn Sơn*

Mẫu sét kết Miocene giữa có độ giàu vật chất hữu cơ từ rất nghèo đến trung bình, tiềm năng sinh hydrocarbon thấp, phần lớn các mẫu tại giếng khoan vẫn chưa đạt đủ độ trưởng thành (Hình 6, 7), duy nhất 1 mẫu độ sâu 2.000m giếng khoan 130 TD-1X rơi vùng đá mẹ trưởng thành. Tuy nhiên, khi đối sánh các giá trị đo vitrinite (Ro, %) (chỉ tiêu chuyên dùng đánh giá độ trưởng thành vật chất hữu cơ), cho thấy mẫu rất nghèo các mảnh vitrinite có giá trị %Ro thấp (%Ro < 0,5), chưa đạt đủ độ trưởng thành [3]. Nguyên nhân dẫn đến giá trị Tmax cao có thể ảnh hưởng bởi quá trình xử lý mẫu chưa sạch hoàn toàn và do hiện tượng nhiễm bẩn gây ra sai số trên.

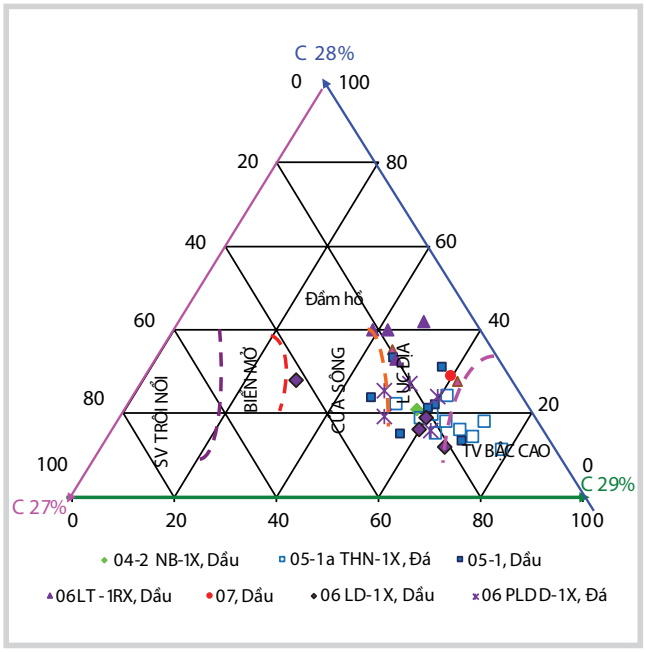
Liên hệ đá mẹ tại khu vực lân cận như phần phía Đông bể trầm tích Nam Côn Sơn, cho thấy đá mẹ Oligocene bể Tư Chính - Vũng Mây cũng có sự giống nhau về chất lượng và loại vật chất hữu cơ (Hình 8 - 11). Quan sát trên Hình 3



Hình 10. *Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon, trầm tích Miocene dưới, phía Đông bể Nam Côn Sơn*



Hình 11. *Biểu đồ HI & Tmax trầm tích Miocene dưới, phía Đông bể Nam Côn Sơn*



Hình 12. *Biểu đồ tam giác C_{27}-C_{28}-C_{29} sterane, các mẫu dầu và đá, phía Đông bể Nam Côn Sơn*

và Hình 9 cho thấy đá mẹ Oligocene Tư Chính - Vũng Mây có độ trưởng thành cao hơn tuy không nhiều. Nguyên nhân chính có thể liên quan đến hoạt động kiến tạo, địa chất đặc trưng của vùng (Hình 4, 5). Hình 12 cho thấy có sự tương đồng về nguồn gốc mẫu dầu và đá khu vực Đông bể Nam Côn Sơn.

Có thể thấy rõ vai trò chính của đá mẹ Oligocene bể Tư Chính - Vũng Mây trong quá trình hình thành sản phẩm dầu, khí tại khu vực, hiện đang trong pha cửa sổ sinh dầu. Tiếp đó, đến đá mẹ Miocene dưới với chất lượng thấp hơn, phân bố vùng đá mẹ từ chớm trưởng thành đến trưởng thành.

3. Đặc tính dầu thô

Dầu thô phát hiện trong tầng chứa cát kết Miocene thuộc loại dầu paraffin với thành phần hydrocarbon no chiếm trên 70% (hydrocarbon từ 74,81 - 76,69%), có hàm lượng lưu huỳnh thấp (từ 0,091 - 0,1%wt), tỷ trọng dầu trung bình (°API = 25,3 - 28,3) [4], điều này chứng tỏ sản phẩm bảo tồn trong môi trường lục địa, giàu oxy.

Hàm lượng vết kim loại là một thông số quan trọng dùng nhận biết nguồn gốc dầu. Sự hiện diện hàm lượng thấp của kim loại vanadium tại mẫu đo có giá trị nhỏ hơn 1ppm (0,1 - 0,22ppm), nickel thấp hơn 10ppm (3 - 9,1ppm), tỷ số Ni/V lớn (Ni/V = 30 - 41) chỉ ra dầu có nguồn gốc từ đá mẹ chứa phong phú nguồn vật liệu lục địa. Tương quan giữa tỷ số V/(Ni+V) và hàm lượng lưu huỳnh thấp cũng khẳng định thêm nguồn gốc của dầu [5, 6].

4. Kết luận

Bài viết cung cấp thông tin địa hóa tại giếng khoan mới khu vực Tư Chính - Vũng Mây, đề cập đến chất lượng đá mẹ sinh hydrocarbon cũng như tính chất dầu thô tại giếng khoan, từ đó tìm ra mối liên quan giữa chúng.

Đá mẹ khu vực Tư Chính - Vũng Mây là các tập sét kết tuổi Oligocene, có độ giàu vật chất hữu cơ trung bình đến tốt, đá mẹ Miocene dưới đạt mức nghèo đến trung bình. Đá mẹ chứa chủ yếu kerogen loại II và ít loại III, cho tiềm năng sinh dầu, khí (thiên về sinh dầu). Tiềm năng đóng góp vào quá trình sinh hydrocarbon cao hơn của đá mẹ Oligocene so với đá mẹ Miocene dưới (hiện tại đá mẹ Oligocene đang trong pha cửa sổ tạo dầu).

Đá mẹ khu vực phía Đông bể Nam Côn Sơn chứa chủ yếu kerogen loại II, III trong đó đá mẹ Miocene dưới giàu kerogen loại III, cho tiềm năng sinh hỗn hợp dầu và khí. Sự khác sản phẩm tạo ra có thể liên quan mật thiết đến nguồn cung cấp vật liệu trầm tích, mức độ trưởng thành đá mẹ giữa bể Tư Chính - Vũng Mây và Đông bể Nam Côn Sơn.

Tập than/sét than Oligocene cũng được đánh giá là đá mẹ tiềm năng của bể.

Dầu thô Tư Chính - Vũng Mây được dự báo có liên quan đến đá mẹ chứa phong phú nguồn vật chất hữu cơ trong môi trường lục địa.

Tài liệu tham khảo

1. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí cụm bể Trường Sa - Tư Chính - Vũng Mây".* Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

2. Talisman Vietnam 136-CKD-1X/136-CKD-1X-ST1. *Advanced core analysis study*. 2015.

3. Phan Van Thang. *Results of geochemistry analysis of cuttings well VGP-130-TD-1X*. 2016.

4. Phan Van Thang. *Fluid properties study well 136-CKD-1X &136-CKD-1X ST*. 2014.

5. Amer Jassin Al-Khafaji, Mohammed Hail Hakim, Ahmed Askar Najaf. *Organic geochemistry characterisation of crude oils from Mishrif reservoir rocks in the southern Mesopotamian basin, South Iraq: Implication for source input and paleoenvironmental conditions*. Egyptian Journal of Petroleum. 2018; 27(1): p. 117 - 130.

6. Oti, Wilberfore J.O. *Levels of heavy metal in Bonny light crude oil*. IOSR Journal of applied Chemistry. 2016; 9(7): p. 86 - 88.

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF SOURCE ROCK IN TU CHINH - VUNG MAY BASIN

Nguyen Thi Tuyet Lan, Bui Quang Huy, Phan Van Thang, Ho Thi Thanh
Vietnam Petroleum Institute
Email: lanntt@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents the characteristics of source rock sequences in Tu Chinh-Vung May basin, the offshore deep-water zone in the continental shelf of Vietnam. Oil discovery in Block 136 is an important information that affirms the hydrocarbon potential of Tu Chinh-Vung May basin as well as the sovereignty of Vietnam in the East Sea. Geochemical analysis of the oil samples in the source rock taken from the wells in Tu Chinh-Vung May basin showed the presence of Oligocene and lower Miocene shale source rocks. This paper also mentions the Oligocene source rock that has the coal/coaly shale potential.

Key words: Source rock, hydrocarbon potential, hydrocarbon, Tu Chinh - Vung May basin.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 11 - 2019, trang 21 - 28
ISSN-0866-854X

NGHIÊN CỨU NGUỒN GỐC HYDROCARBON CẤU TẠO CTT, BỂ CỬU LONG

Trần Thị Oanh[1], Bùi Thị Ngân[2], Nguyễn Thị Hải Hà[1]
[1]Đại học Dầu khí Việt Nam
[2]Đại học Mỏ - Địa chất
Email: oanhtran@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Bài báo sử dụng kết quả phân tích địa hóa của giếng khoan CTT-2X và CTT-3X thuộc cấu tạo CTT để luận giải nguồn gốc hydrocarbon bằng các thông số địa hóa cũng như sự có mặt của các cấu tử như: regular steranes, hopanes, 4-methyl C_{30}-steranes, bicyclic sesquiterpanes và 18α(H)-oleanane.

Kết quả nghiên cứu cho thấy đá mẹ sinh dầu ở khu vực cấu tạo CTT chứa chủ yếu kerogen loại I và loại II, có nguồn gốc từ tảo nước ngọt, lắng đọng trong môi trường đầm hồ, ngoài ra còn có sự đóng góp của một lượng nhỏ vật liệu hữu cơ có nguồn gốc từ thực vật bậc cao và vi khuẩn.

Từ khóa: Nguồn gốc hydrocarbon, cấu tạo CTT, tảo nước ngọt, đầm hồ.

1. Giới thiệu

Cấu tạo CTT, bể Cửu Long nằm phía Đông cấu tạo Bạch Hổ và cấu tạo Rồng, cách cảng Vũng Tàu khoảng 150 - 170km về phía Đông Nam. Độ sâu mực nước biển dao động khoảng 10 - 80m. Cấu tạo CTT được phát hiện năm 2014 bởi giếng khoan CTT-2X trên cơ sở nhận được dòng dầu công nghiệp từ trầm tích Oligocene trên. Trong giai đoạn 2015 - 2018, đã khoan các giếng thăm dò - thẩm lượng CTT-3X, CTT-4X, CTT-5X, CTT-6X với kết quả thử vỉa nhận được dòng dầu công nghiệp từ trầm tích Oligocene trên và Miocene dưới. Tiềm năng dầu khí của khu vực đã được khẳng định bởi sự có mặt đầy đủ các yếu tố sinh, chứa, chắn, bẫy và di cư của một hệ thống dầu khí hoàn chỉnh [1].

Theo kết quả phân tích thạch học, cổ sinh địa tầng và kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan của các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu, địa tầng của cấu tạo CTT gồm tầng đá móng trước Cenozoic và lớp phủ trầm tích Cenozoic gồm các phân vị địa tầng từ Paleogene - Neogene - Đệ Tứ. Trong khu vực nghiên cứu và lân cận thuộc bể Cửu Long, đá sinh dầu là các trầm tích sét hạt mịn, tuổi Oligocene và Miocene sớm, chiều dày đủ lớn và nằm trong miền lún chìm liên tục, ổn định, trong điều kiện vắng oxy và được đánh giá có tiềm năng sinh dầu tốt. Tuy nhiên, đá mẹ tuổi Miocene có độ giàu vật chất hữu cơ từ nghèo đến trung bình, tiềm năng sinh dầu khí kém. Bài báo tập trung vào nghiên cứu nguồn gốc hydrocarbon của đá mẹ Oligocene trên.

Ngày nhận bài: 17/7/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 19/7 - 19/9/2019.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/9/2019.

2. Cơ sở tài liệu và phương pháp nghiên cứu

Bài báo tổng hợp kết quả phân tích địa hóa của các giếng khoan CTT-2X, CTT-3X thuộc cấu tạo CTT, được thực hiện tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam năm 2014 và 2016. Các phương pháp địa hóa sử dụng gồm: nhiệt phân Rock-Eval, sắc ký khí (GC), sắc ký lỏng (LC) và sắc ký khối phổ (GCMS). Số lượng mẫu sử dụng phân tích thể hiện trong Bảng 1.

2.1. Phương pháp nhiệt phân Rock-Eval

Đây là phương pháp được sử dụng phổ biến nhất hiện nay, dựa trên khả năng tạo sản phẩm của vật chất hữu cơ trong mẫu đá trầm tích khi được tiếp tục trưởng thành bằng cách nung nóng trong môi trường khí trơ theo chương trình nhiệt độ định sẵn. Các chỉ tiêu thu được từ phép phân tích này cho phép đánh giá độ giàu vật chất hữu cơ trong đá mẹ và xác định sơ bộ loại và môi trường lắng đọng cũng như tiềm năng của vật chất hữu cơ.

Bảng 1. *Bảng tổng hợp số lượng mẫu phân tích địa hóa của các giếng khoan cấu tạo CTT*

Giếng khoan	Độ sâu nghiên cứu (m)	Số lượng mẫu phân tích		
		Nhiệt phân RE	LC, GC, GCMS	
			Mẫu dầu	Mẫu chất chiết
CTT-3X	2.990 - 4.320	100	5	28
CTT-2X	2.300 - 3.250	100	4	28

2.2. Phương pháp sắc ký lỏng (LC)

Bản chất của phương pháp sắc ký lỏng là tách thành phần nhóm của bitum sau quá trình chiết bitum. Trong thành phần của dầu cấu tạo gồm các hydrocarbon no (saturate), hydrocarbon thơm (aromate), hợp phần nặng (nhựa resin và asphalt). Sau khi chiết, các thành phần này có thể được tách riêng biệt để xác định thành phần, hàm lượng trong bitum dựa trên cơ sở tính hòa tan và hấp phụ có chọn lọc của mỗi thành phần bởi các chất hấp phụ và các dung môi khác nhau. Kết quả tách bitum sẽ được biểu diễn trên đồ thị hình tam giác để biểu thị các cấu tử no, thơm, nặng, dùng để so sánh dầu thô với dầu thô, dầu thô với đá mẹ.

2.3. Phương pháp sắc ký khí n-alkane C_{15+}

Phương pháp này được thực hiện sau khi chiết và tách bitum, các cấu tử nhẹ đã bay hơi hết, chỉ còn lại các cấu tử C_{15+}. Đây là phương pháp xác định thành phần và hàm lượng của từng cấu tử hydrocarbon no dựa trên sự khác biệt về khối lượng riêng của mỗi cấu tử nhờ máy sắc ký khí. Nguyên tắc hoạt động là dựa vào các hiện tượng động học hoặc cân bằng pha. Mẫu được vận chuyển qua cột sắc ký trong môi trường khí trơ (He hoặc N_2 tinh khiết). Bản chất của phép phân tích này là dựa vào khả năng tương tác vật lý giữa các cấu tử của hỗn hợp phân tích với chất hấp phụ trong cột sắc ký (pha tĩnh) và pha động (khí mang).

Mỗi cấu tử trong mẫu có ái lực với pha tính khác nhau, như vậy để chuyển dịch toàn hỗn hợp qua cột hấp phụ, mối cấu tử cần một khoảng thời gian nhất định do có mức độ hấp phụ khác nhau. Quá trình chuyển dịch diễn ra liên tục giữa pha tĩnh và pha động, các cấu tử được phân vùng riêng biệt trong cột hấp phụ, các cấu tử của hỗn hợp sẽ được giải hấp theo thời gian. Detecto và máy tự ghi sẽ được gắn ở cuối cột sắc ký để ghi nhận hàm lượng các cấu tử dưới dạng sắc đồ. Định dạng dải phân bố n-alkane được sử dụng để đánh giá nguồn gốc, mức độ trưởng thành và môi trường lắng đọng cũng như xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ.

2.4. Sắc ký khối phổ (GC-MS)

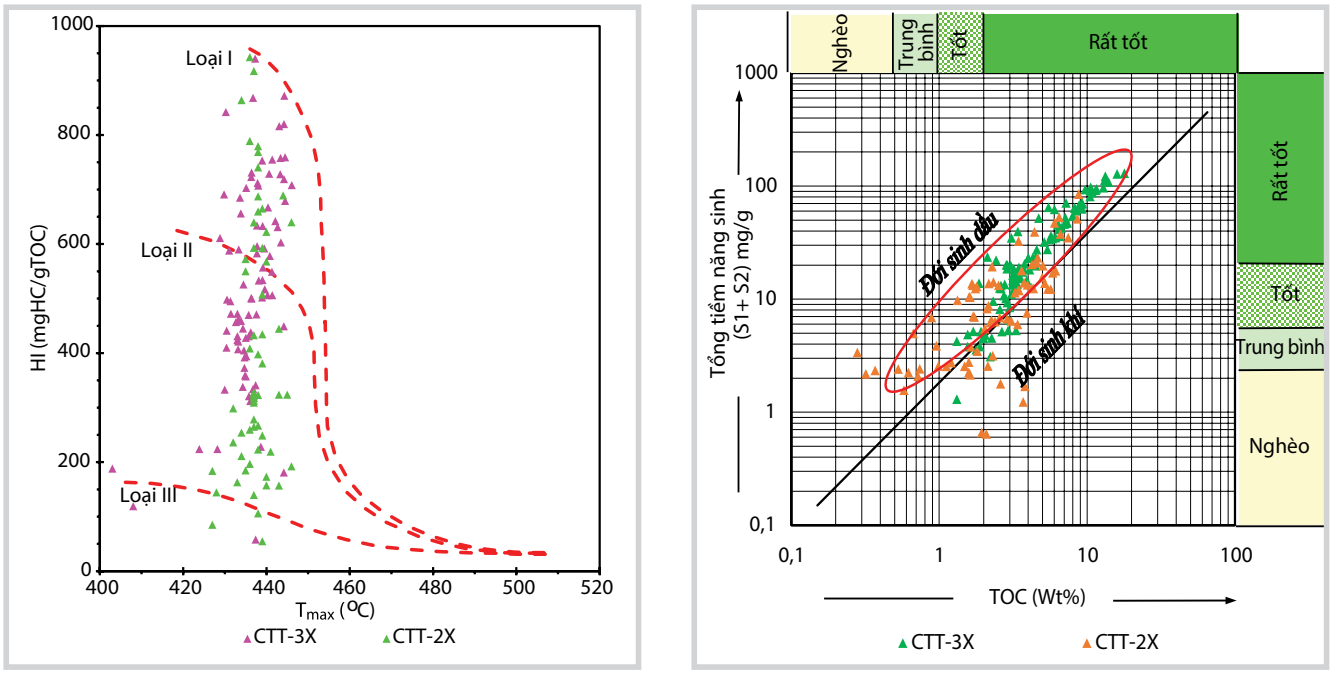
Phương pháp sắc ký khối phổ được coi là phương pháp chi tiết và hữu hiệu nhất trong việc liên kết dầu - đá mẹ, dầu - dầu. Phương pháp này dựa trên nguyên tắc các cấu tử sau khi tách bằng sắc ký khí sẽ được ion hóa và "bẻ gãy" thành các phân mảnh có khối lượng nhất định. Hỗn hợp các cấu tử đã được ion hóa sẽ luân chuyển qua cột hấp phụ, các chu trình diễn ra ở giai đoạn này tương tự như trong máy sắc ký khí, độ phổ biến của các cấu tử sẽ được khuếch đại và ghi lại dưới dạng sắc đồ.

Có rất nhiều chỉ tiêu sinh vật có thể được khai thác từ số liệu khối phổ ký, mỗi chỉ tiêu có tác dụng riêng trong việc đánh giá liên kết, có thể phản ánh một hoặc một vài đặc điểm của vật chất hữu cơ ban đầu. Theo nghiên cứu của các chuyên gia địa hóa, dấu hiệu sinh vật thường phong phú ở phân đoạn C_{19} - C_{40}, đặc biệt khoảng C_{24} - C_{36} là đối tượng chính để nghiên cứu dải hopane và sterane. Ví dụ C_{29} sterane trội tuyệt đối trong dải m/z 217 sterane chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc lục địa, trong khi đó C_{27} sterane trội tuyệt đối trong dải m/z 217 sterane chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc biển và C_{28} sterane trội tuyệt đối trong dải m/z 217 sterane chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc đầm lầy [2 - 5].

3. Kết quả và thảo luận

Theo biểu đồ tương quan giữa HI và T_{max} (Hình 1a) xây dựng từ kết quả phân tích nhiệt phân Rock-Eval cho thấy, vật chất hữu cơ trong đá mẹ của cấu tạo CTT chủ yếu là kerogen hỗn hợp loại I/II, có khả năng sinh dầu tốt (Hình 1b), ngoài ra có lẫn một ít kerogen loại III có nguồn gốc từ lục địa.

Chỉ số Pri/Phy từ kết quả phân tích sắc ký khí hydrocarbon no C_{15+} của các mẫu dầu tại 2 giếng khoan CTT-2X và CTT-3X cho thấy hợp phần Pristan có nồng độ trung bình, tỷ số Pri/ Phy dao động từ 2,04 - 2,6, phản ánh các mẫu dầu giàu vật chất hữu cơ có nguồn gốc từ tảo. Trong khi đó, kết quả phân tích sắc ký khí các mẫu chất chiết của 2 giếng khoan cho thấy tỷ số Pri/Phy dao động trong khoảng 1,92 - 3,05. Trên biểu đồ quan hệ Pri/nC_{17} và

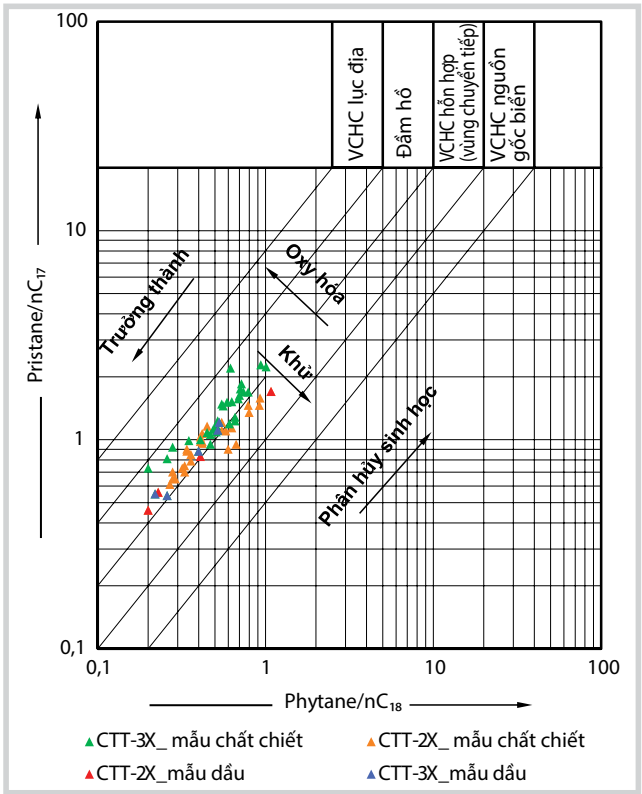


(a) *(b)*

Hình 1. *Biểu đồ quan hệ giữa HI & T_{max} (a) và biểu đồ giữa (S1 + S2) & TOC (b) thể hiện tiềm năng sinh dầu của vật chất hữu cơ cấu tạo CTT*

Bảng 2. *Sự phân bố của các hợp chất regular sterane C_{27}-C_{28}-C_{29} các mẫu chất chiết giếng khoan CTT-2X, CTT-3X*

Giếng khoan	Độ sâu (m)	Thông số		
		S3_1	S3_2	S3_3
CTT-3X	3.200 - 4.050	30,55 - 45,89	9,76 - 26,93	31,6 - 55,35
CTT-2X	2.620 - 3.360	13,56 - 65,27	13,53 - 37,98	17,1 - 49,77



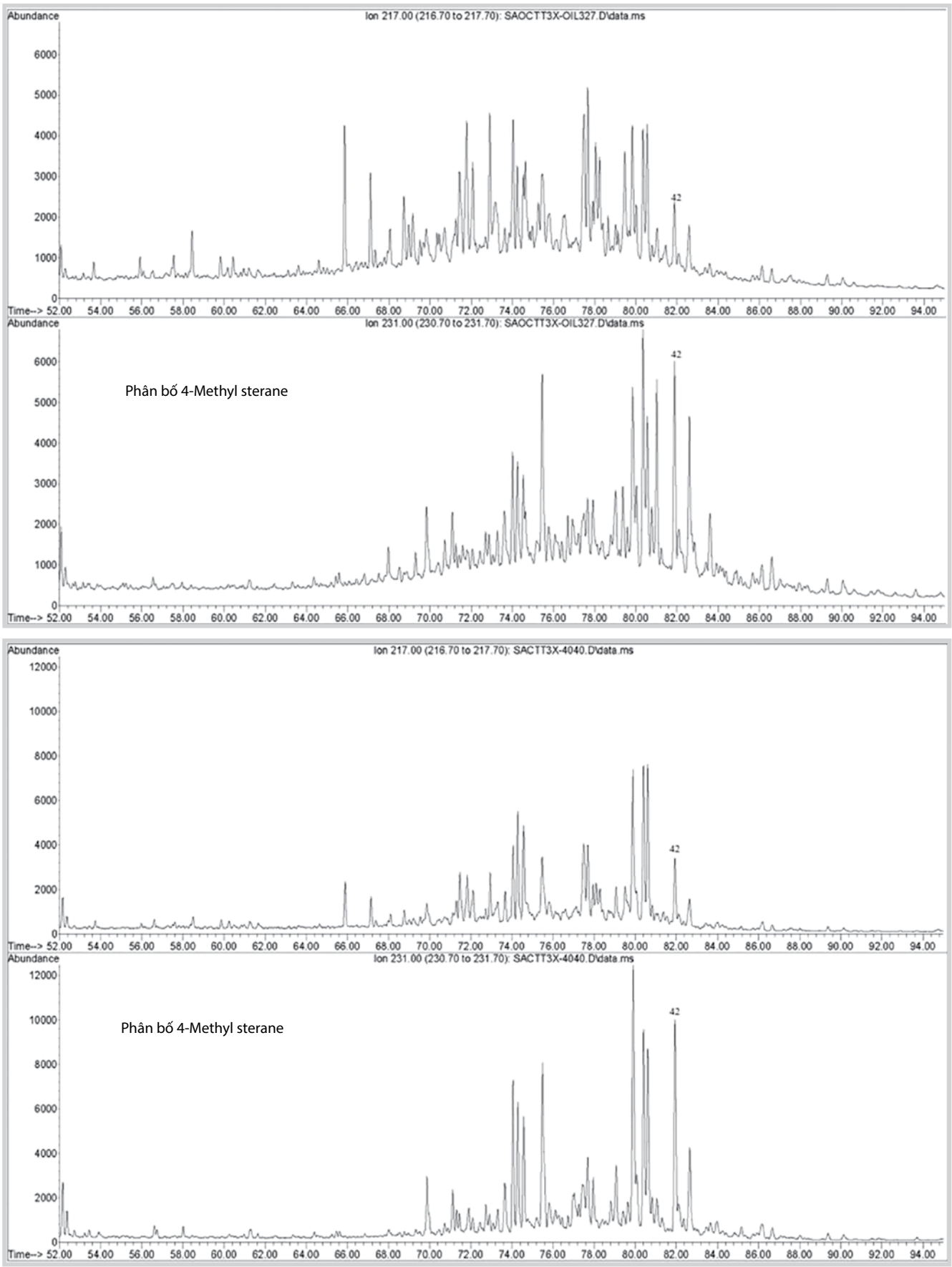
Hình 2. *Biểu đồ Pri/nC_{17} & Phy/nC_{18} các mẫu chất chiết và mẫu dầu cấu tạo CTT*

Phy/nC_{18} (Hình 2) cho thấy mẫu chất chiết và mẫu dầu chủ yếu phân bố trong khu vực thể hiện môi trường đầm hồ.

Kết quả phân tích sắc ký khối phổ GC-MS cho các mẫu dầu và mẫu chất chiết của 2 giếng khoan tại khu vực cấu tạo CTT cho thấy có chung nguồn gốc từ tảo, lắng đọng trong môi trường đầm hồ. Kết luận này dựa trên sự xuất hiện của các hợp chất như: regular steranes, hopanes, 4-methyl C_{30}-steranes, bicyclic sesquiterpanes và 18α(H)-oleanane. Cụ thể:

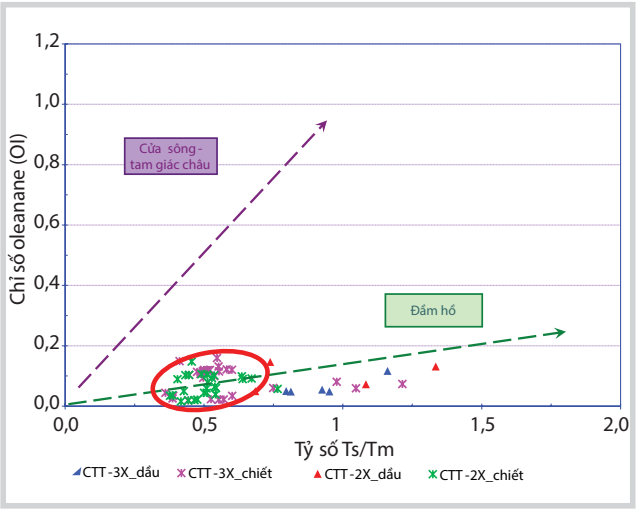
Kết quả phân tích phân bố regular steranes C_{27}-C_{28}-C_{29} của các mẫu dầu và mẫu chất chiết giếng khoan CTT-2X và CTT-3X trên phân mảnh m/z 219 cho thấy nồng độ của C_{27} sterane và C_{29} sterane chiếm ưu thế hơn hẳn so với C_{28} sterane (Bảng 2), chứng tỏ nguồn vật liệu hữu cơ ban đầu có sự đóng góp phong phú từ tảo [3 - 5].

Sự xuất hiện của cấu tử 4-methyl C_{30}-sterane (S8) được xác định trên phân mảnh m/z 217 và m/z 231 (Hình 3) cũng chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc từ tảo Dinoflagellates (phát triển phong phú trong môi trường đầm hồ) [4, 6, 7]. Theo kết quả phân tích GC-MS các mẫu dầu của 2 giếng khoan thì cấu tử này có nồng độ tương



Hình 3. *Phân bố 4-methyl sterane xác định trên phân mảnh m/z 217 và m/z 231 của mẫu chất chiết (4.040m) và mẫu dầu DST#1 (3.573 - 3.720m) của giếng khoan CTT-3X*

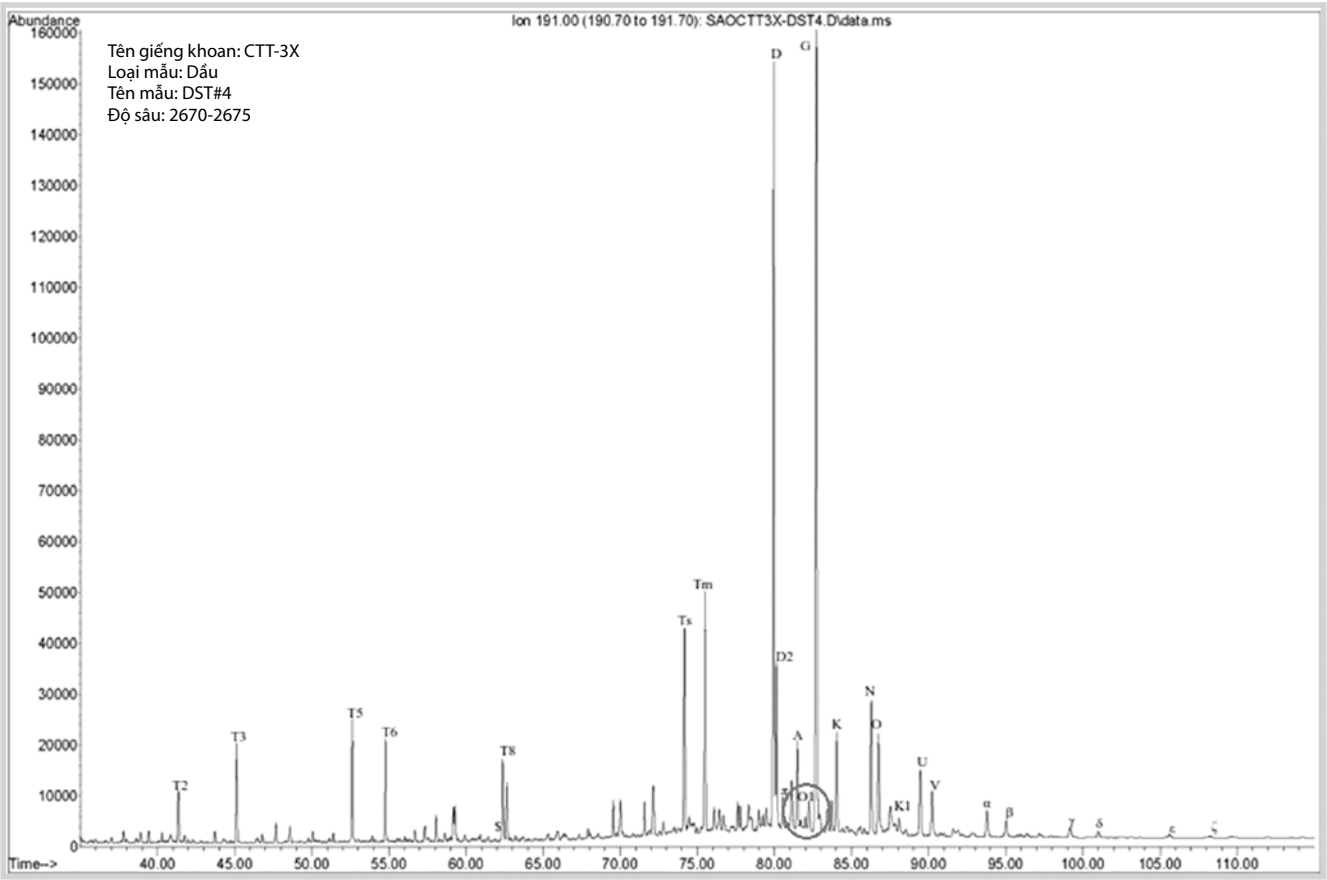
đối cao (S8 = 118,79 - 355,93), các mẫu chất chiết từ độ sâu 2.650 - 3.360m (CTT-2X) và độ sâu 3.200 - 4.050m (CTT-3X) cũng cho kết quả tương đồng (S8 = 39,74 - 778,12), ngoại trừ mẫu chất chiết tại độ sâu 3.430 - 3.440m của giếng khoan CTT-3X (S8 = 11,43) cho thấy sự xuất hiện của cấu tử 4-methyl C_{30}-sterane với nồng độ thấp, thể hiện sự xuất hiện của vật liệu hữu cơ có nguồn gốc từ lục địa.



Hình 4. *Biểu đồ biểu diễn mối quan hệ giữa oleanane/C_{30} hopane và Ts/Tm của các mẫu dầu và chất chiết giếng khoan CTT-2X và CTT-3X*

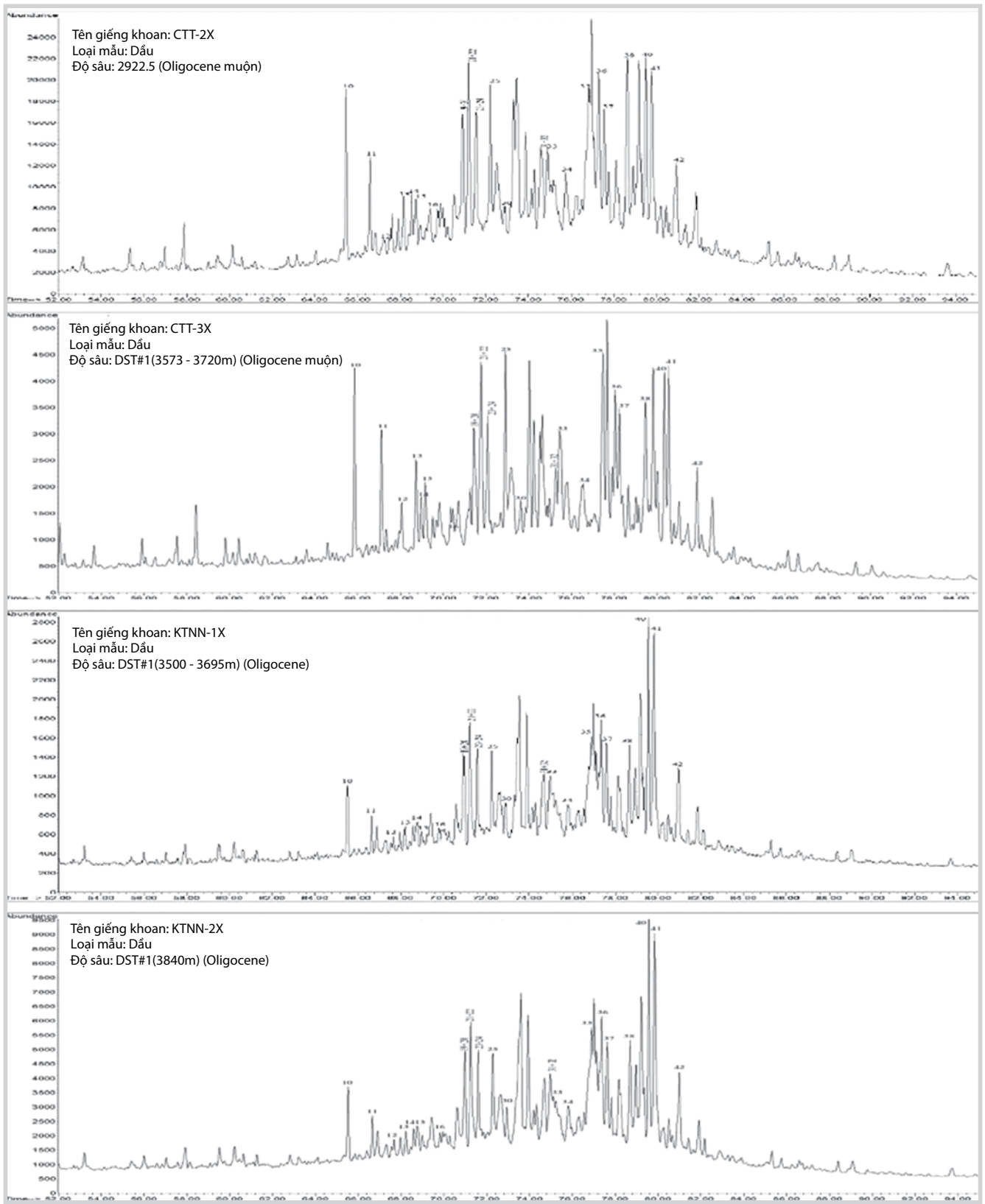
Kết quả phân tích cho thấy, sự xuất hiện của các hợp chất hopanes từ C_{27} tới C_{35} có nguồn gốc từ vi khuẩn [4, 6, 7] trong các mẫu dầu và mẫu chất chiết của giếng khoan CTT-2X dẫn đến nồng độ của hopane lớn hơn so với sterane (M4 = 88,38 - 96,87). Điều này phản ánh môi trường lắng đọng của vật chất hữu cơ là đầm hồ, cửa sông. Ngoài ra, sự phân bố của dải hopane mở rộng (C_{31} - C_{35}) trên phân mảnh m/z 191 của mẫu chất chiết của giếng khoan CTT-3X có giá trị H5-2 = vết - 40,53, phản ánh môi trường chôn vùi vật chất hữu cơ là nghèo oxy, điều này hoàn toàn phù hợp với các luận giải khác, đá mẹ được lắng đọng trong môi trường đầm hồ. Biểu đồ quan hệ oleanane/hopane và Ts/Tm (Hình 4) cũng cho thấy các mẫu dầu và chất chiết của khu vực nghiên cứu phân bố ở vùng vật chất hữu cơ đầm hồ là chính.

Hợp chất 18α(H)-oleanane (O1) được xác định trên phân mảnh m/z 191 và được xác định bằng tỷ số oleanane/C_{30} hopane (H15). Oleanane là các cây hoa hạt kín của vật liệu sinh tuổi Cretaceous muộn tới hiện tại, có nguồn gốc từ thực vật bậc cao [4, 5, 7]. Các cấu tử này được phát hiện ở cả các mẫu dầu và mẫu chất chiết của giếng khoan CTT-3X với nồng độ trung bình (Hình 6). Tuy nhiên ở các mẫu nông (3.200 - 3.560m) giá trị H15 khá thấp (H15 = 1,89 -



Hình 5. *Phân bố hopane m/z 191, giếng khoan CTT-3X mẫu DST#4, độ sâu 2.670 - 2.675m*

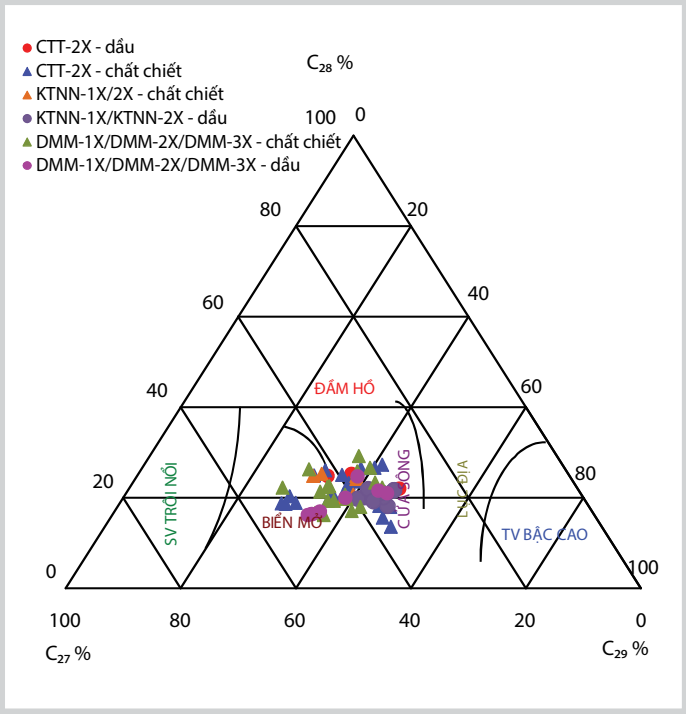
8,02) và có xu hướng tăng cao hơn khi xuống sâu (3.760 - 4.050m) thì H15 = 9,35 - 15,93, sự khác biệt này có thể do mức độ trưởng thành nhiệt khác nhau của đá mẹ. Tại giếng khoan CTT-2X nồng độ H15 cũng ở mức trung bình (H15 = 1,57 - 14,59). Điều này cho thấy ngoài sự đóng góp phong phú của vật liệu ban đầu là tảo còn có sự có mặt của vật liệu hữu cơ có nguồn gốc là thực vật bậc cao.



Hình 6. *Sắc ký khối hydrocarbon no C_{15+} biểu diễn mối tương quan dầu - dầu của giếng khoan CTT-3X, CTT-2X, KTNN-1X và KTNN-2X [8]*

Bảng 3. *Bảng tổng hợp giá trị B1, B2 của các mẫu dầu và chất chiết giếng khoan CTT-2X, CTT-3X*

Giếng khoan	TT	Độ sâu (m)	Tên mẫu	Mẫu dầu		Mẫu chất chiết	
				B1	B2	B1	B2
CTT-3X	1	3.573 - 3.720	DST#1	4,20	8,50		
	2	2.974 - 2.980	DST#2	27,15	26,87		
	3	2.740 - 2.817	DST#3'	23,45	22,01		
	4	2.854 - 2.909	DST#3	25,29	25,87		
	5	2.670 - 2.675	DST#4	24,15	26,18		
	6	3.560 - 3.570				1,05	0,78
	7	3.860 - 3.870				4,64	5,24
	8	4.000 - 4.010				12,78	14,85
	9	4.010 - 4.020				13,05	16,09
	10	4.040 - 4.050				12,91	15,25
CTT-2X	11	2.119 - 2.229		4,04	5,15		
	12	2.372		18,91	13,82		
	13	2.922,5		25,91	17,47		
	14	3.365 - 3.990		27,53	17,20		
	15	2.890 - 2.900				37,64	24,20
	16	2.910 - 2.920				12,49	9,97
	17	3.230 - 3.240				1,56	1,33
	18	3.350 - 3.360				4,6	3,11



Hình 7. *Biểu đồ tam giác sự phân bố C_{27}-C_{28}-C_{29} sterane các mẫu chất chiết và mẫu dầu các giếng khoan cấu tạo CTT và các giếng khoan của các cấu tạo lân cận [4]*

Kết quả phân tích thông số dấu vết sinh vật cũng chỉ ra sự có mặt của 2 hợp chất đặc trưng trong nhóm bicyclic sesquiterpanes với nồng độ tương đối thấp: drimane (B1 = 0,68 - 37,46) và homodrimane (B2 = 0,65 - 24,20) (Bảng 3). Như vậy, dựa vào sự xuất hiện của drimane và homodrimane có thể kết luận rằng ngoài nguồn đóng góp vật liệu hữu cơ chính cho đá mẹ của cấu tạo CTT là tảo đầm hồ còn có đóng góp của vật liệu có nguồn gốc thực vật bậc cao và vi khuẩn.

Xét về tương quan giữa dầu với dầu của các giếng khoan khu vực cấu tạo CTT với các giếng khoan khu vực lân cận đều cho kết quả tương đồng. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu dầu DST#1 của giếng khoan CTT-3X rất giống với mẫu dầu ở độ sâu 2.922,5m của giếng khoan CTT-2X cũng như mẫu dầu của giếng khoan KTNN-1X; KTNN-2X (Hình 6). Phân bố regular steranes C_{27}-C_{28}-C_{29} cho thấy nồng độ của C_{27} sterane và C_{29} sterane vượt trội hơn hẳn so với C_{28} sterane, các mẫu chất chiết và mẫu dầu đều nằm chủ yếu trong khu vực đầm hồ, cửa sông (Hình 7). Ngoài ra, sự có mặt của cấu tử oleanane với nồng độ trung bình của các mẫu dầu tương tự nhau, do đó có thể kết luận rằng vật chất hữu cơ ban đầu của các giếng khoan có nguồn gốc từ tảo và được lắng đọng trong môi trường đầm hồ.

4. Kết luận

Đá mẹ Oligocene trên cấu tạo CTT chứa chủ yếu kerogen loại I và loại II cho tiềm năng sinh dầu tốt.

Nguồn cung cấp vật liệu cho cấu tạo CTT chủ yếu là tảo nước ngọt, lắng đọng trong môi trường đầm hồ, ngoài ra còn có một lượng nhỏ vật liệu có nguồn gốc từ thực vật bậc cao và vi khuẩn. Kết quả phân tích tương quan giữa các mẫu dầu, mẫu chất chiết của các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu và các giếng khoan lân cận cho thấy có sự tương đồng về nguồn gốc của vật liệu hữu cơ ban đầu.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Hải An và nnk. *Tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý và chính xác hóa tiềm năng dầu khí sau khi khoan giếng khoan CTT-3X*. 2015.

2. Hoàng Đình Tiến. *Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm thăm dò, theo dõi mỏ*. Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2009.

3. Wen-Yen Huang, Warren G.Meischein. *Sterols as ecological indicators*. Geochimica et Consmochimica Acta. 1979; 43(5): p. 739 - 745.

4. Kenneth E.Peters, J.Michael Moldowan. *The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice hall, Englewood cliffs, NJ. 1993.

5. D.W.Walples, T.Machihara. *Biomarkers for geologists: A practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geolog*. American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series. 1991; 9.

6. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Việt Kỳ. *Địa hóa dầu khí*. Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2012.

7. K.E.Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. *The biomarker guide*. Volume 2: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history (2nd edition). Cambridge University Press. 2005.

8. VPI-Labs. *Báo cáo kết quả sơ bộ phân tích địa hóa mẫu giếng khoan CTT-3X*. 2016.

9. VPI-Labs. *Báo cáo kết quả sơ bộ phân tích địa hóa mẫu giếng khoan CTT-2X*. 2014.

INVESTIGATING THE SOURCE OF HYDROCARBON IN CTT FIELD, CUU LONG BASIN, VIETNAM

Tran Thi Oanh[1], Bùi Thi Ngan[2], Nguyen Thi Hai Ha[1]
[1]Petrovietnam University
[2]Hanoi University of Mining and Geology
Email: oanhtran@pvu.edu.vn

Summary

The article employed the geochemical data analysis of CTT-2X and CTT-3X wells in CTT structure to interpret the source of hydrocarbon on the basis of geochemical parameters as well as the presence of compounds such as: regular steranes, hopanes, 4-methyl C_{30}-steranes, bicyclic sesquiterpanes and 18α(H)-oleanane. Research results show that the source rocks in CTT structure area mainly consist of mixture of type I and II kerogen, sourced from freshwater algae and deposited in lacustrine environment. Besides, there is a small contribution of organic material originated from higher-level plants and bacteria.

Key words: Hydrocarbon source, CTT structure, freshwater algae, lacustrine.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 11 - 2019, trang 29 - 39
ISSN-0866-854X

XÂY DỰNG CƠ SỞ, PHƯƠNG PHÁP NHẰM ĐÁNH GIÁ, THẨM ĐỊNH CÔNG TÁC ĐỊA KỸ THUẬT CHO CÁC MỎ DẦU KHÍ TRONG GIAI ĐOẠN SUY GIẢM KHAI THÁC

Trần Xuân Quý[1], Lê Thế Hùng[1], Nguyễn Hoàng Anh[1], Vũ Tuấn Dũng[1]
Phạm Trường Giang[1], Đinh Đức Huy[1], Lê Hồng Quảng[1], Nguyễn Hải Tiến[2]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam
[2]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
Email: hunglt.epc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Để gia tăng và duy trì sản lượng khai thác, giải pháp địa chất kỹ thuật (GTM) được ưu tiên sử dụng như: khoan giếng mới (giếng đan dày, giếng khoan cắt thân), chuyển tầng khai thác, bắn thêm vỉa, nút vỉa thủy lực, xử lý nhiễm bẩn thành hệ vùng cận đáy giếng, ngăn cách nước... Tại các mỏ/cụm mỏ đóng góp sản lượng khai thác chính ở bể Cửu Long, số lượng giếng thực hiện các giải pháp địa kỹ thuật chiếm khoảng 10 - 15% tổng số giếng đang hoạt động trong giai đoạn 2015 - 2018.

Trong bài báo này, nhóm tác giả tiến hành xây dựng cơ sở và quy trình đánh giá kế hoạch đưa giếng mới và giếng cắt thân, áp dụng thử nghiệm quy trình để thẩm định kế hoạch khoan giếng mới tại mỏ Bạch Hổ.

Từ khóa: Giải pháp địa chất kỹ thuật - GTM, dự báo khai thác, mỏ Bạch Hổ, giếng khoan mới/khoan cắt thân.

1. Giới thiệu

Mỏ Bạch Hổ thuộc Lô 09-1, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam có số lượng giếng khai thác/bơm ép lớn, đối tượng địa chất phức tạp (từ Miocene đến móng). Số lượng quỹ giếng khai thác đang hoạt động tính đến cuối năm 2017 là 212 giếng gồm 52 giếng thuộc đối tượng móng, 56 giếng thuộc đối tượng Oligocene và 104 giếng thuộc đối tượng Miocene, sản lượng khai thác dầu cộng dồn tới tháng 12/2017 đạt trên 209 triệu tấn dầu. Trong giai đoạn 2018 - 2020, mỗi năm Vietsovpetro dự kiến khoan trung bình 10 giếng khoan mới/khoan cắt thân tại mỏ Bạch Hổ, chiếm 70% số giếng khoan mới tại bể Cửu Long.

2. Lập cơ sở đánh giá kế hoạch địa chất kỹ thuật

2.1. Tổng hợp, kiểm tra các thông số địa chất, khai thác

2.1.1. Tổng hợp, đánh giá tài liệu địa chấn

- Tổng hợp tài liệu

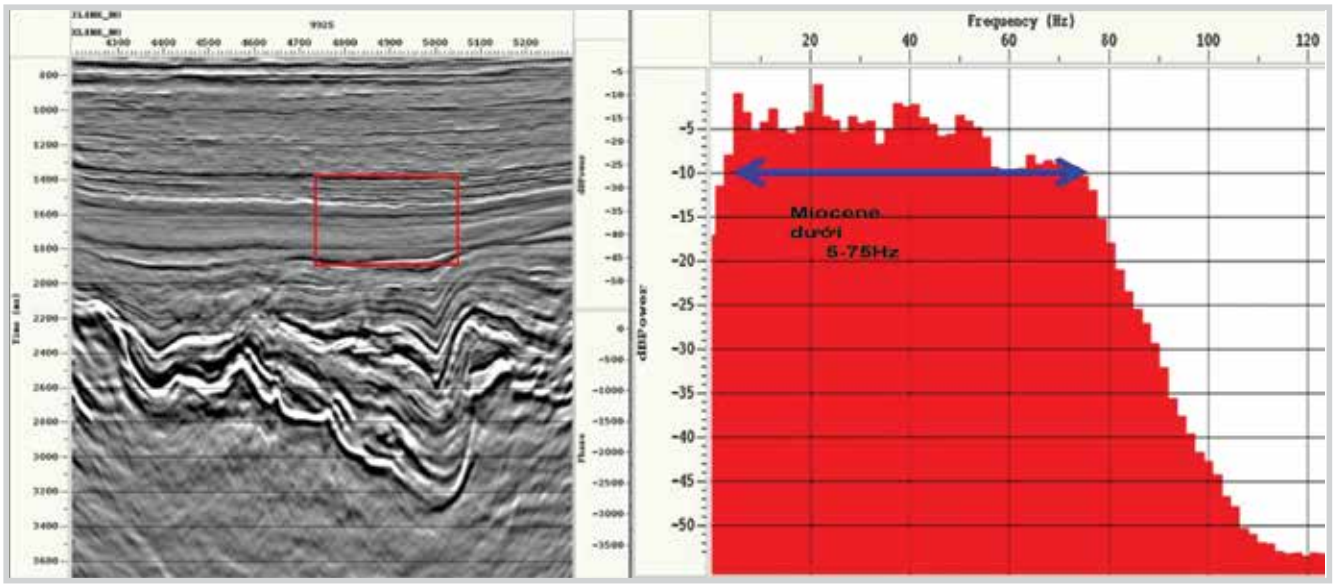
Vì đây là công tác đánh giá cho các mỏ dầu khí đã khai thác nên cần thu thập đầy đủ tài liệu địa chấn, đặc biệt là tài liệu địa chấn mới được thu nổ hoặc xử lý lại. Đồng thời, các tài liệu thuộc tính đã được phân tích tại mỏ trước đó sẽ cung cấp thêm thông tin trong quá trình đánh giá, thẩm định.

- Đánh giá tài liệu

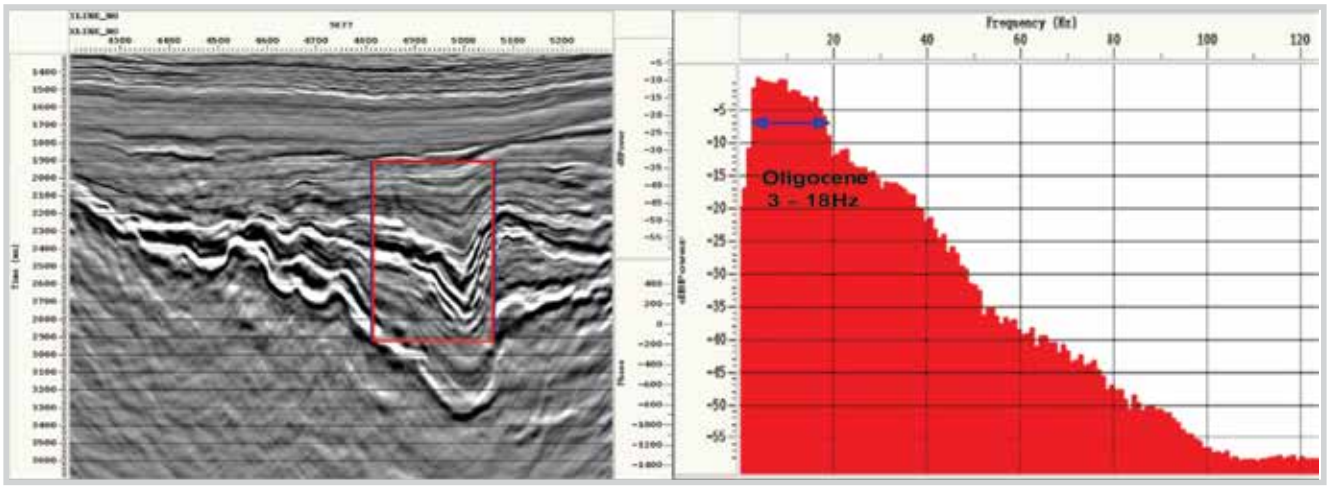
Tiến hành đánh giá chất lượng tài liệu để đưa ra các phương án triển khai phù hợp. Ví dụ ở cùng một khu vực thì tài liệu địa chấn PSDM được thu nổ với góc phương vị rộng cho thấy có sự phân tách rõ ràng về dải tần số giữa trầm tích Miocene dưới (SH3-SH7) và trầm tích Oligocene (SH7-Móng). Kết quả trích xuất dải tần trong Miocene dưới cho thấy tài liệu có dải tần rộng (broadband), gồm các thành phần tần thấp và tần cao phân bố khá đều (Hình 1), điều này cho thấy mức độ bảo toàn thông tin trên tài liệu địa chấn rất tốt. Trên lát cắt Oligocene tần số chủ đạo là dải tần thấp trong khoảng 3 - 18Hz.

So sánh chất lượng tài liệu địa chấn với tài liệu trước đây cho thấy trên tài liệu địa chấn mới, ranh giới nóc móng thể hiện rõ ràng hơn (Hình 3), các thành phần nhiễu dưới lát cắt móng cũng được làm sạch khá tốt. Đối với những khu vực có tài liệu mới với chất lượng tốt, có thể đưa ra phương án minh giải thêm các phản xạ trong tập để làm tầng tựa cho việc xây dựng bản đồ nóc vỉa sản phẩm có

Ngày nhận bài: 3/9/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4 - 9/9/2019.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/9/2019.



Hình 1. *Dải tần số trích xuất trên trong khoảng Miocene dưới*



Hình 2. *Dải tần số trong Oligocene cho thấy thành phần tần số thấp khá nhiều*

độ tin tưởng cao hơn và phân tích tướng/các thuộc tính địa chấn để dự báo phân bố, tính chất đá chứa và thậm chí chất lưu trong khu vực.

2.1.2. Tổng hợp, đánh giá tài liệu địa vật lý giếng khoan

- Tài liệu giếng khoan:

+ Thu thập tài liệu giếng khoan, chọn các giếng có đầy đủ đường log;

+ Cập nhật giếng khoan mới và các tài liệu liên quan trên toàn mỏ: vị trí giếng, quỹ đạo, tài liệu đo địa vật lý giếng khoan, karota khí;

+ Đánh giá, so sánh chất lượng tài liệu đo WL, LWD;

+ Hiệu chỉnh đường log trên các giếng khoan cho thống nhất;

+ Thu thập các tài liệu đo đặc biệt như: NMR, FMI, PL (production log);

+ Thu thập các báo cáo khoan các đánh giá địa chất sau khoan cho các giếng khoan;

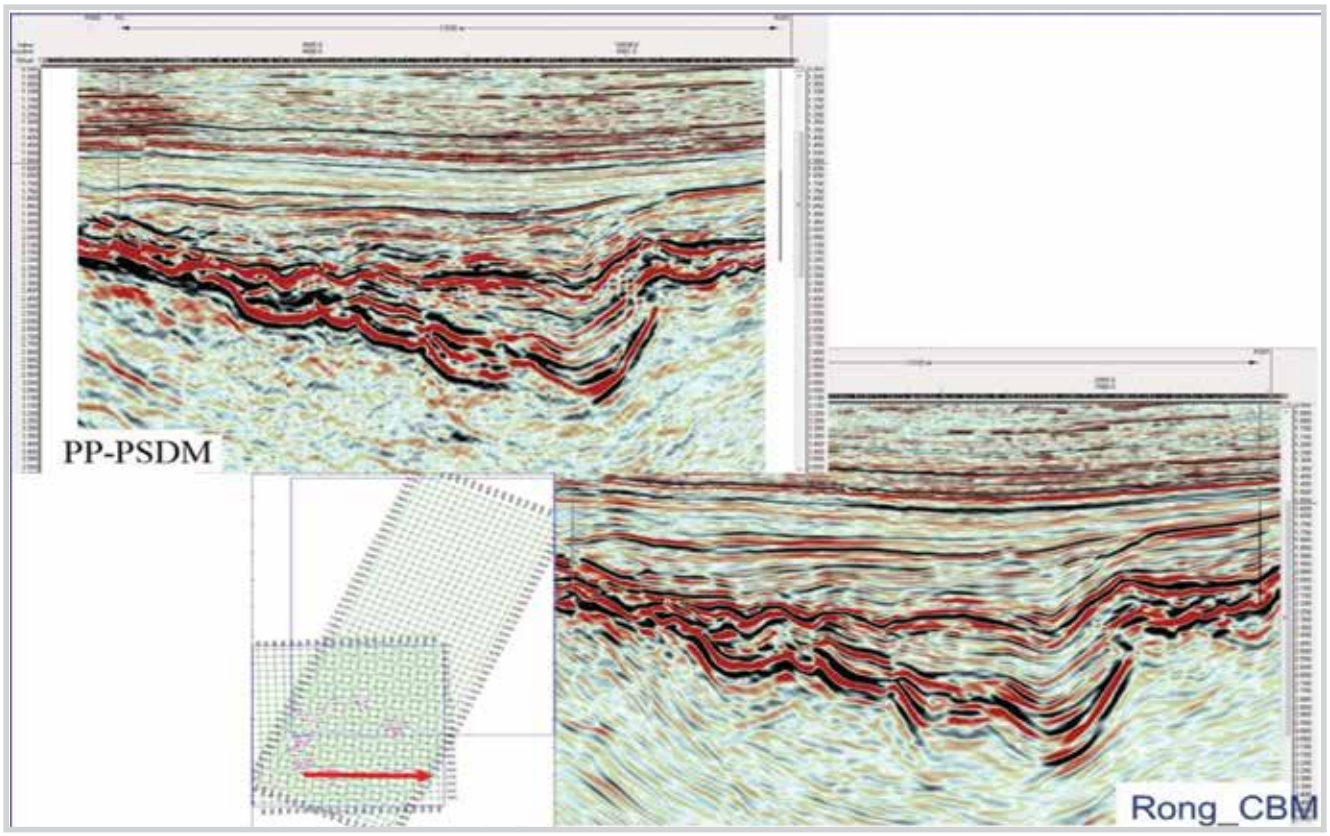
+ Tổng hợp các báo cáo nghiên cứu mô tả mẫu lõi, thạch học lát mỏng, XRD, SEM cho mẫu lõi, mẫu sườn, mẫu vụn;

+ Tổng hợp các nghiên cứu, minh giải địa vật lý giếng khoan.

- Đánh giá kết quả minh giải thông số chứa:

+ Hệ phương pháp minh giải và biện luận lựa chọn phương pháp;

+ Kiểm tra các thông số đầu vào như: các hệ số a, m, n; điện trở suất nước vỉa; các giá trị tới hạn…;



Hình 3. *So sánh chất lượng tài liệu địa chấn CBM và PSDM, ranh giới móng được quan sát rõ hơn*

+ Kiểm tra chéo kết quả minh giải từ các loại tài liệu như: phân tích mẫu lõi, thành phần thạch học cùng biểu hiện dầu khí trong quá trình khoan (master log), đặc biệt ở các khoảng đã và đang khai thác;

+ Đề xuất các khoảng/vỉa có tiềm năng (vỉa cát dày, điện trở cao, thông số đá chứa khả quan…).

2.1.3. Tổng hợp, đánh giá tài liệu công nghệ mỏ, khai thác

- Tài liệu phân tích mẫu lõi

Tài liệu phân tích mẫu lõi là dữ liệu tin cậy để đánh giá đặc trưng vỉa chứa cũng như các tương tác giữa lưu thể và đá chứa. Để đảm bảo quá trình đánh giá vị trí giếng khoan mới cũng như xây dựng mô hình mô phỏng khai thác, các tài liệu phân tích mẫu lõi phải đảm bảo các chỉ tiêu: độ bão hòa dư, độ rỗng và mật độ hạt, độ thấm, tính dính ướt của đất đá, áp suất mao dẫn, độ nén đất đá, độ thấm hiệu dụng, độ thấm nước, độ thấm tương đối nước dầu, độ thấm tương đối khí lỏng. Ngoài ra, các báo cáo nghiên cứu mô tả mẫu lõi, phân tích thông thường, phân tích đặc biệt, phân tích thạch học lát mỏng, XRD, SEM cho mẫu lõi, mẫu sườn, mẫu vụn cũng cần được thu thập, đánh giá đầy đủ.

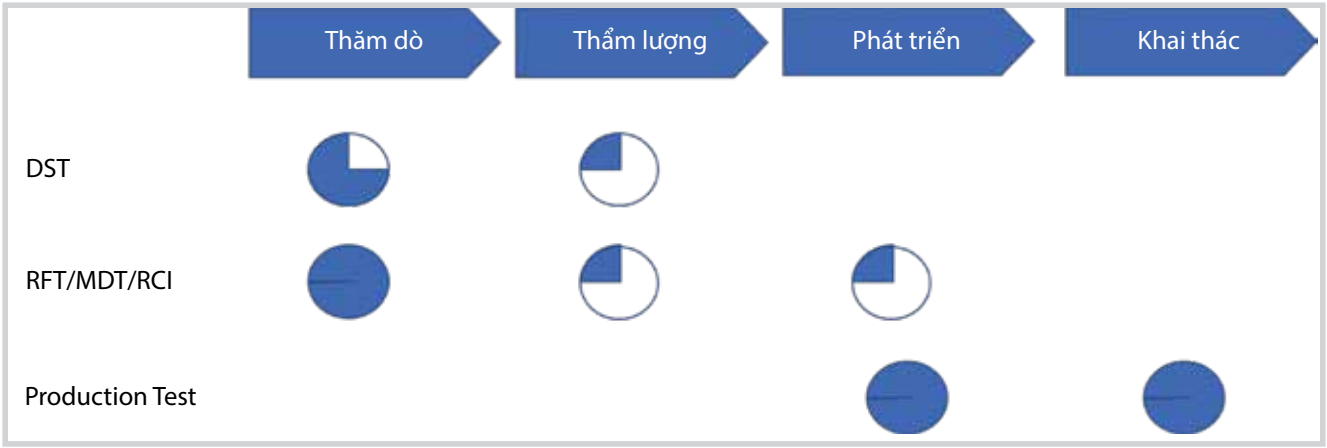
- Tài liệu phân tích chất lưu

Mẫu sâu (BHS) và mẫu bề mặt (separator) thường được lấy trong quá trình thử giếng. Việc lấy mẫu phải đảm bảo/bảo tồn tính đại diện của vỉa chứa. Mẫu chất lưu vỉa được coi là đạt yêu cầu (không ảnh hưởng bởi quá trình khoan và xử lý cận đáy giếng), nếu áp suất lấy mẫu cao hơn áp suất bão hòa tại nhiệt độ lấy mẫu, giá trị áp suất bão hòa của các mẫu lấy song song cũng phải tương đồng. Sự đồng nhất của mẫu được quy định bởi giá trị tương đồng của thông số kiểm tra áp suất mở van của thiết bị lấy mẫu sâu tại nhiệt độ môi trường. Các mẫu được coi là đồng nhất nếu như sự khác biệt về giá trị của thông số kiểm tra không vượt quá 3%. Tài liệu phân tích mẫu đảm bảo các chỉ tiêu: Thành phần, khối lượng riêng, hệ số thể tích, hệ số nén đẳng nhiệt, áp suất bão hòa, độ nhớt, tỷ suất khí hòa tan đối với các chất lưu dầu/khí/nước trong vỉa [1].

- Tài liệu khai thác

Thử vỉa là phương pháp quan trọng để thu thập dữ liệu về tính chất đá chứa, chất lưu, áp suất/nhiệt độ vỉa, bán kính và hình dạng vùng ảnh hưởng của giếng, tỷ số khai thác khí/dầu… Phụ thuộc vào mục đích thu thập dữ liệu để tiến hành các loại thử vỉa khác nhau, thử vỉa chủ yếu được sử dụng đối với các giếng thăm dò, thẩm lượng và phát triển (chiếm tới 85%).

Các tài liệu khai thác bao gồm: khoảng mở vỉa, lưu



Hình 4. *Phân loại thử vỉa theo giếng (thăm dò, thẩm lượng, phát triển và khai thác)*

Bảng 1. *Các chỉ tiêu trong thử vỉa*

Loại thử vỉa	Chỉ tiêu
DST	Áp suất vỉa ban đầu (áp suất vỉa trong quá trình hồi áp đầu tiên), áp suất vỉa hồi áp sau thời gian thử dòng (đảm bảo thời gian đóng giếng xấp xỉ thời gian thử dòng) Hệ số sản phẩm (K × h) Khả năng cho dòng của giếng (PI) Hệ số nhiễm bẩn thành hệ (skin) Vùng ảnh hưởng của giếng
PLT	Khoảng làm việc giếng khoan trên cơ sở minh giải tài liệu nhiệt độ, tài liệu lưu tốc và thành phần dòng Tính chất dòng (dòng bọt, dòng nút và dòng sương…) Mô hình dòng (dòng đơn pha, 2 pha hay 3 pha) Tỷ phần dòng chảy theo độ sâu
MDT/RCI	Nhiệt độ/áp suất vỉa dọc thân giếng Ranh giới chất lưu, loại chất lưu trên cơ sở minh giải số liệu áp suất Xác định mức độ liên thông giữa các tập vỉa

lượng khai thác (dầu, khí, nước), lưu lượng bơm ép nước, bơm ép khí gaslift, áp suất đáy giếng, áp suất miệng giếng, lịch sử sửa chữa, can thiệp giếng…

2.2. Đề xuất phương pháp, quy trình đánh giá kế hoạch khoan mới, khoan cắt thân

2.2.1. Chính xác hóa cấu trúc nóc vỉa tầng sản phẩm

- Phân tích tướng địa chấn: Sau khi liên kết được các mặt phản xạ gần nhất với tập sản phẩm, tiến hành phân tích, liên kết các đặc điểm trường sóng phản xạ trong tập địa chấn có chứa tập sản phẩm theo các yếu tố như: độ liên tục, hình dạng, biên độ, tần số… Các yếu tố này phản ánh sự thay đổi tốc độ truyền sóng, mật độ đất đá, tần số… đồng thời kết hợp với tài liệu giếng khoan để suy luận ra thông tin về thạch học, môi trường trầm tích có ảnh hưởng tới chất lượng đá chứa.

- Phân tích thuộc tính địa chấn: thuộc tính địa chấn sẽ được phân tích sử dụng với 2 mục đích chính:

+ Ngoài việc minh giải hệ thống đứt gãy trên tài liệu địa chấn thông thường, phân tích thuộc tính địa chấn còn có thể giúp kiểm tra, đánh giá độ tin cậy của việc minh giải cũng như xác định được hệ thống đứt gãy nhỏ mà mắt thường khó có thể quan sát được trên tài liệu địa chấn thông thường.

+ Phân tích thuộc tính địa chấn để dự báo xu hướng phân bố tầng chứa (thay đổi thạch học, độ rỗng…). Các thuộc tính địa chấn có thể được sử dụng gồm: Các thuộc tính biên độ, trở kháng âm học thể hiện sự thay đổi trở kháng các lớp đất đá, có thể liên quan đến sự thay đổi về thành phần thạch học, mật độ, độ rỗng cũng như chất lưu bên trong đá. Thuộc tính Spectral Decomposition có thể dự báo chiều dày của các lớp đất đá có bề dày nhỏ.

+ Kết quả từ mỗi loại số liệu sẽ được so sánh và minh giải kết hợp với kết quả minh giải thạch học tại giếng khoan và có đánh giá về tính hiệu quả của từng loại số liệu cũng như lựa chọn tổ hợp các thuộc tính phù hợp cho mỗi đối tượng. Vì thế, để áp dụng được phương pháp phân tích thuộc tính địa chấn cho việc dự báo xu hướng/đặc điểm tầng chứa thì việc phân tích đặc điểm tầng chứa

ngay tại vị trí giếng khoan là bước rất quan trọng quyết định tới mức độ tin tưởng của phương pháp này.

2.2.2. Chính xác hóa liên kết tầng sản phẩm và đánh giá đặc trưng tầng chứa

- Liên kết giếng khoan:

+ Nghiên cứu, xây dựng mô hình địa chất của vỉa chứa làm cơ sở liên kết giếng khoan;

+ Rà soát, xem xét phân chia vỉa/tập vỉa trên cơ sở lịch sử khai thác, thử vỉa. Hiệu chỉnh phân chia tập chứa sản phẩm và liên kết ở từng khu vực quan tâm;

+ Trên cơ sở phân chia vỉa chứa hiện tại sẽ xem xét tách vỉa hoặc phân chia chi tiết hơn (1 vỉa trước đây có thể chia thành nhiều hơn 2 vỉa).

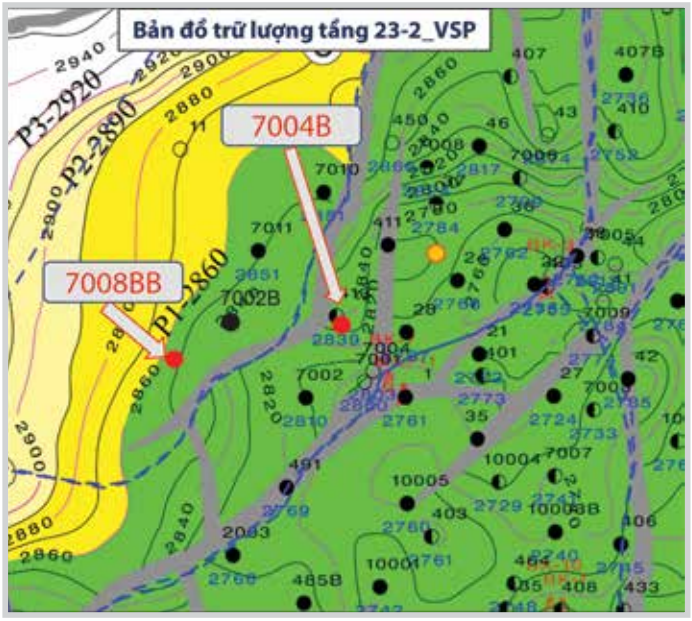
- Dự báo hướng phát triển của đá chứa:

+ Trên cơ sở kết quả nghiên cứu các thuộc tính địa chấn, kết quả tổng hợp tính toán thông số đá chứa, tài liệu mẫu lõi, lịch sử khai thác và bơm ép nhằm dự báo quy luật hoặc xu thế biến đổi tính chất chứa theo diện cũng như theo chiều sâu;

+ Tổng hợp các nghiên cứu về tướng đá và môi trường trầm tích nhằm dự báo phân bố thân cát tối ưu hóa việc thiết kế giếng khoan mới hoặc cắt thân.

Bảng 2. *Danh sách giếng khoan thực hiện GTM và lưu lượng mong muốn*

Giàn	Giếng	Đối tượng	Loại hình	Q_{oil}, (tấn/ngày)
BK7	7008BB	Miocene dưới	Cắt thân	40
BK7	7004B	Miocene dưới	Cắt thân	60



Hình 5. *Bản đồ vị trí các giếng khoan dự kiến triển khai các giải pháp GTM*

- Trữ lượng dầu khí:

+ Ranh giới phân cấp trữ lượng được rà soát lại khi có giếng khoan mới;

+ Kiểm tra lại trữ lượng dầu khí tại chỗ ban đầu (khi phát sinh vỉa sản phẩm hoặc ranh giới cấp trữ lượng thay đổi);

+ Tính toán/dự báo trữ lượng tại chỗ và còn lại cho khu vực dự kiến đặt giếng khoan mới;

+ Dự báo sự thay đổi ranh giới dầu - nước theo thời gian.

- Mô hình địa chất:

+ Mô hình địa chất tiến hành cập nhật khi có thêm tài liệu giếng khoan mới, các bản đồ khu vực và bản đồ nóc vỉa sản phẩm mới phát sinh ở các khu vực riêng lẻ;

+ Xây dựng các bản đồ cấu trúc nóc vỉa chứa sản phẩm. Các bản đồ đẳng dày, phân bố độ rỗng, độ bão hòa dầu (nước);

+ Xây dựng bản đồ chiều dày hiệu dụng trên cơ sở các bản đồ nóc vỉa sản phẩm, tài liệu minh giải địa vật lý giếng khoan và mô hình phân bố tướng và môi trường trầm tích;

+ Các mô hình 3D về độ rỗng, bão hòa nước, độ thấm và NTG sẽ được cập nhật trên cơ sở các tài liệu phân tích mới.

- Rà soát đánh giá các giếng khoan nứt vỉa thủy lực như các yếu tố áp suất vỉa, trữ lượng, thông số vỉa chứa, các yếu tố kỹ thuật khác…, xem xét các yếu tố tiên quyết để lựa chọn nứt vỉa thủy lực nhằm tối ưu hóa hiệu quả GTM;

- Đánh giá, phân tích lại hiệu quả các giếng GTM đã thực hiện, rút ra các bài học kinh nghiệm cho các giếng khoan mới;

- Đánh giá vị trí đặt giếng khoan cắt thân hoặc vị trí giếng khoan mới trên cơ sở xem xét các yếu tố địa chất nêu trên.

2.2.3. Công nghệ mỏ và khai thác

- Nghiên cứu, đánh giá phân tích trạng thái khai thác cho khu vực có kế hoạch khoan mới/cắt thân trên cơ sở khai thác và mô hình mô phỏng khai thác.

+ Xác định mật độ giếng khai thác, giếng bơm ép, khả năng vươn xa đối với các giếng khoan cắt thân;

+ Xác định phương pháp hoàn thiện (hoàn thiện thân trần, chống ống kết hợp nứt vỉa, chống ống kết hợp Frac-pack, chống ống kết hợp Gravel-pack…) chiều sâu hoàn thiện giếng, mức độ hoàn thiện, hiệu quả hoàn thiện, sự cố và khả năng nhiễm bẩn thành hệ trong quá trình hoàn thiện giếng. Đánh giá ảnh hưởng của công tác hoàn thiện đối với khả năng cho dòng của giếng trên cơ sở báo cáo khoan và hoàn thiện giếng, báo cáo thử vỉa. Từ đó rút ra bài học, đề xuất phương pháp hoàn thiện phù hợp đối với các giếng khoan đan dày trong tương lai;

+ Xác định chiều sâu mở vỉa, liên kết độ sâu mở vỉa với đối tượng/tập vỉa đã mô tả bên địa chất, xác định ảnh hưởng của nước biên, nước đáy và nước tại chỗ. Kết hợp tài liệu thử vỉa PLT để tính tỷ phần dầu/nước trong từng tập vỉa;

+ Đánh giá mức độ liên thông khu vực trên cơ sở: Tài liệu địa vật lý giếng khoan, tính chất đá chứa, chất lưu, tài liệu áp suất (áp suất vỉa ban đầu), mức độ suy giảm áp suất vỉa đo được tại các giếng khai thác trong quá trình khai thác, ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác;

+ Phân tích hệ thống bơm ép nước: Phân tích mạng lưới giếng bơm ép, đối tượng bơm ép, hệ số bù bơm ép, độ tiếp nhận giếng bơm ép, áp suất vỉa khu vực bơm ép (giếng lân cận) để xác định khả năng ảnh hưởng của giếng bơm ép tới giếng khai thác hay khu vực bơm ép;

+ Xác định lưu lượng khai thác, độ ngập nước ban đầu của giếng. Tính toán hệ số suy giảm khai thác, tốc độ ngập nước đối với các giếng hiện hữu để phục vụ dự báo hệ số suy giảm đối với các giếng khoan cắt thân, khoan đan dày;

+ Đánh giá ảnh hưởng các yếu tố như: Sửa chữa giếng, can thiệp giếng, điều chỉnh côn van, lưu lượng gaslift, lưu lượng bơm ép...;

+ Xác định độ bão hòa dầu linh động còn lại trên cơ sở mô hình mô phỏng khai thác;

+ Xác định mức độ liên thông khu vực trên cơ sở mô hình streamline.

- Cập nhật lại mô hình thủy động do nhà điều hành cung cấp, xây dựng mô hình thủy động cho khu vực giếng dự kiến (nếu cần thiết) và dự báo khả năng khai thác với các phương án hoàn thiện giếng khác nhau;

- Dự báo lưu lượng chất lưu ban đầu, dự báo độ ngập nước ban đầu trên cơ sở xác định ranh giới dầu nước tại thời điểm đưa giếng mới, chiều sâu mở vỉa và độ bão hòa dầu còn lại;

- Dự báo sản lượng ngắn hạn (1 tới 2 năm) sử dụng phương pháp đường cong suy giảm sản lượng (DCA), hệ số suy giảm căn cứ theo động thái khai thác các giếng lân cận;

- Dự báo trung hạn bằng mô hình mô phỏng;

- Đánh giá các yếu tố rủi ro cho các phương án GTM.

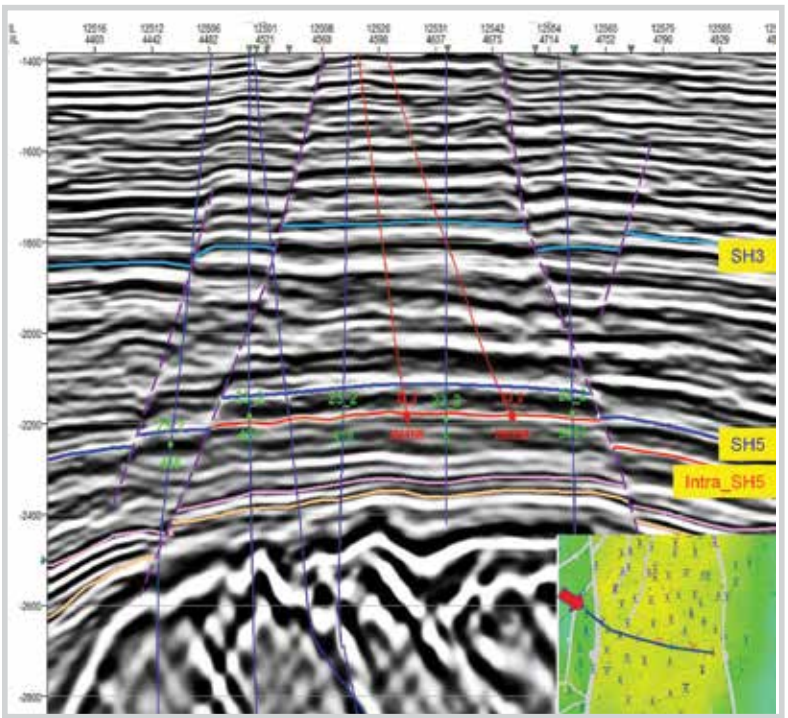
3. Kết quả đánh giá giải pháp địa chất kỹ thuật tại mỏ Bạch Hổ

Nhóm tác giả đã tiến hành xem xét giếng khoan cắt thân 7008BB và 7004B. Hai giếng này khai thác tại đối tượng Miocene dưới tập vỉa 23-2, cắt thân hướng về phía Tây vòm Trung tâm, lưu lượng dầu khai thác ban đầu kỳ vọng đạt 40 tấn/ngày và 60 tấn/ngày.

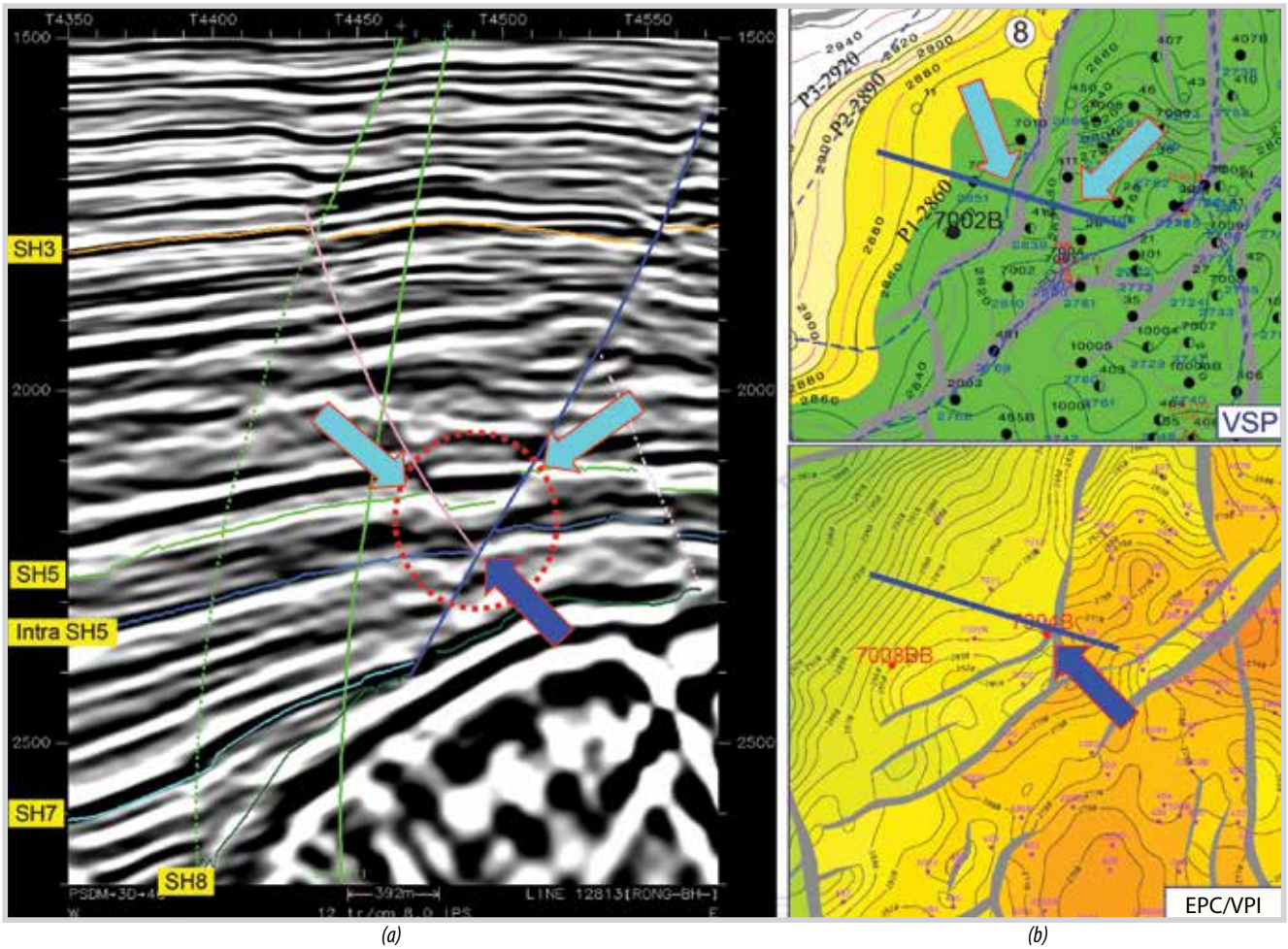
3.1. Các kết quả đánh giá địa chất - địa vật lý

3.1.1. Chính xác hóa cấu trúc địa chất nóc tầng sản phẩm T23-2

Tài liệu địa chấn PSTM và PSDM mới được thu nổ và xử lý năm 2017, gồm kết quả minh giải các tầng phản xạ chính SH3, SH5, SH7, SH8. Các mặt mặt phản xạ này cho thấy vị trí tương đối các mặt phản xạ chính trên nền tài liệu địa chấn PSDM. Sau khi xem xét và đánh giá



Hình 6. *Liên kết tầng T23-2 (đỏ) trên tuyến địa chấn đi qua khu vực BK2*



(a) (b)

Hình 7. *Chính xác hóa các đứt gãy trên các tuyến địa chấn IL 12813 (a) và so sánh hệ thống đứt gãy theo VPI - Vietsovpetro (b)*

có thể thấy việc sử dụng SH5 làm tầng tựa để xây dựng bản đồ cho nóc tầng sản phẩm T23-2 sẽ có độ tin tưởng không cao do ở khu vực giàn BK2 và BK7, mặt SH5 là bề mặt bất chỉnh hợp và được liên kết theo pha địa chấn có độ liên tục không tốt, độ phân giải theo chiều thẳng đứng không cao. Trong khu vực giàn BK2 và BK7, trên tài liệu địa chấn PSDM, mặt phản xạ Intra SH5 có độ liên tục tốt, gần với nóc T23-2 đã được lựa chọn minh giải để làm tầng tựa xây dựng bản đồ cấu trúc nóc tầng sản phẩm này (Hình 6).

Không chỉ các đứt gãy chính, tất cả các đứt gãy nhỏ, đặc biệt là tại khu vực cần làm rõ sự giao cắt các đứt gãy, điểm kết thúc đứt gãy… được xem xét lại rất chi tiết. Việc minh giải và chính xác hóa lại hệ thống đứt gãy dựa trên tài liệu địa chấn và kết hợp với kết quả phân tích một số thuộc tính địa chấn sau cộng như độ liên tục Similarity và Variance.

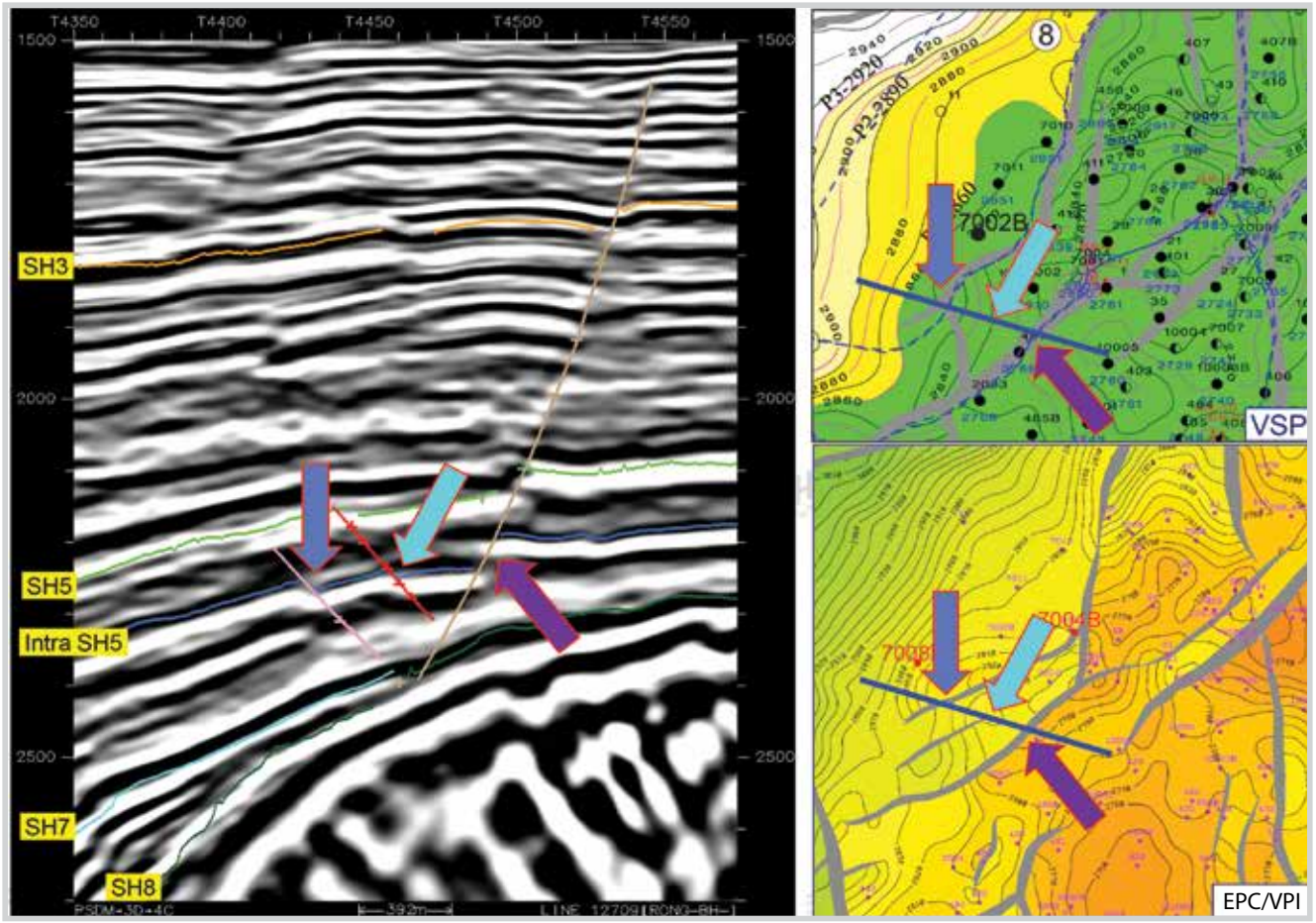
Khi so sánh các kết quả minh giải tài liệu địa chấn có thể thấy hệ thống đứt gãy minh giải từ tài liệu 3D 4C PSDM 2017 khác biệt và chi tiết hơn so với kết quả trên tài liệu cũ (Hình 7 và 8) [2]. Theo kết quả minh giải mới, giếng khoan dự kiến 7004B sẽ đi qua đứt gãy hoặc sẽ gặp T23-2 ở vị trí thuộc khối của giếng khoan 7002B và rất gần đứt gãy. Đồng thời đứt gãy nhỏ phân khối theo hướng Bắc Tây Bắc - Nam Đông Nam không tồn tại, 2 đứt gãy phân khối theo hướng Đông Bắc - Tây Nam không mở ra như trước mà sẽ khép lại với đứt gãy á Bắc - Nam tạo thành một khối. Như vậy, việc khoan giếng 7004B tồn tại rủi ro khi khoan qua đứt gãy, khả năng gặp đới dập vỡ bở rời, mất dung dịch khoan và không cho dòng.

3.1.2. Xây dựng bản đồ

Sau khi chuyển đổi thời gian - độ sâu bằng mô hình vận tốc, các bản đồ độ sâu sẽ được hiệu chỉnh dư với độ sâu tại giếng khoan qua tầng sản phẩm T23-2. Kết quả bản đồ cấu trúc nóc T23-2 cho thấy có sự khác biệt với bản đồ cũ (Hình 9).

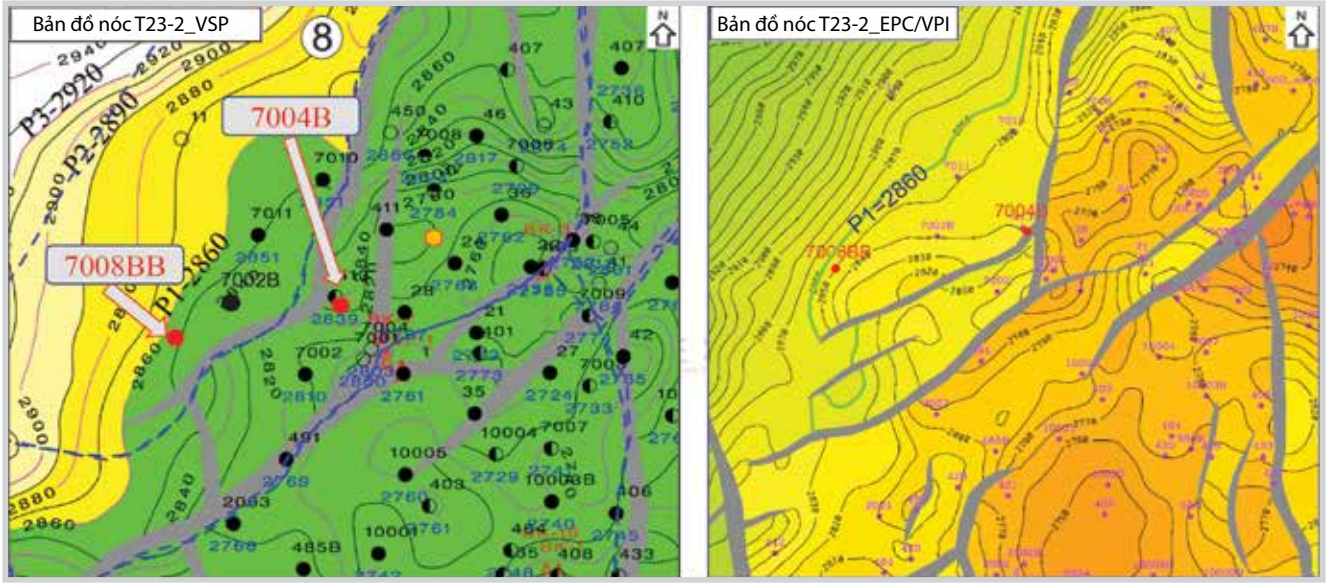
3.1.3. Chính xác hóa liên kết tầng sản phẩm và đánh giá đặc trưng đá chứa

Phân bố và đặc trưng của đá chứa Miocene dưới đã được Vietsovpetro nghiên cứu chi tiết trên cơ sở phân tích mẫu lõi (636m mẫu, chiếm 27%) và tài liệu giếng khoan



(a) (b)

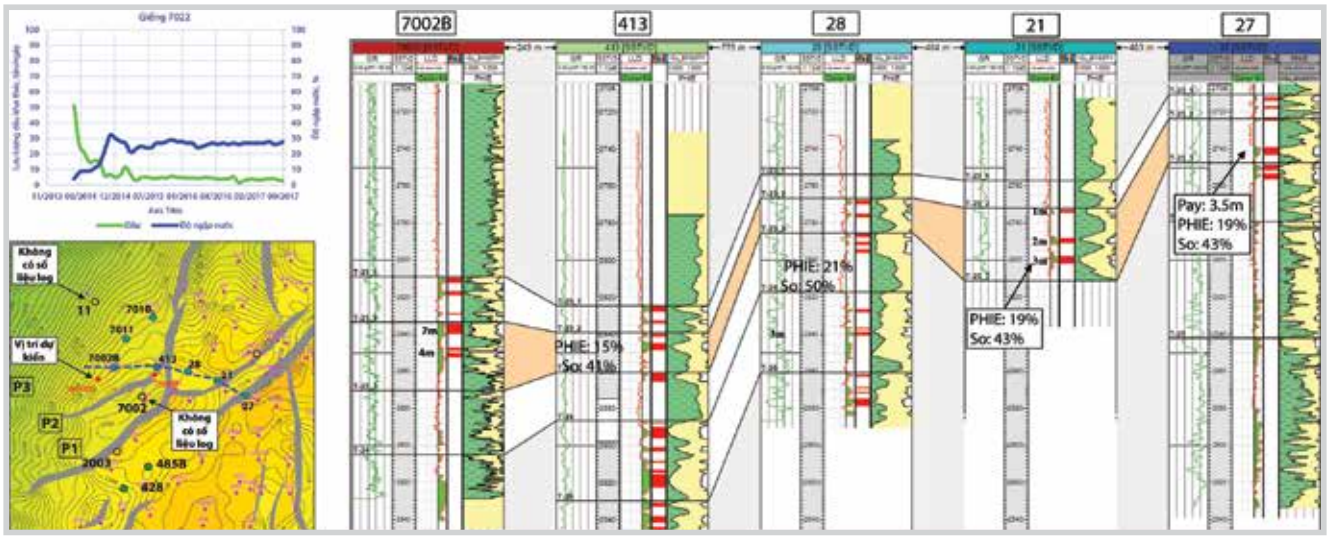
Hình 8. *Chính xác hóa các đứt gãy trên các tuyến địa chấn IL 12709 (a) và so sánh hệ thống đứt gãy theo VPI - Vietsovpetro (b)*



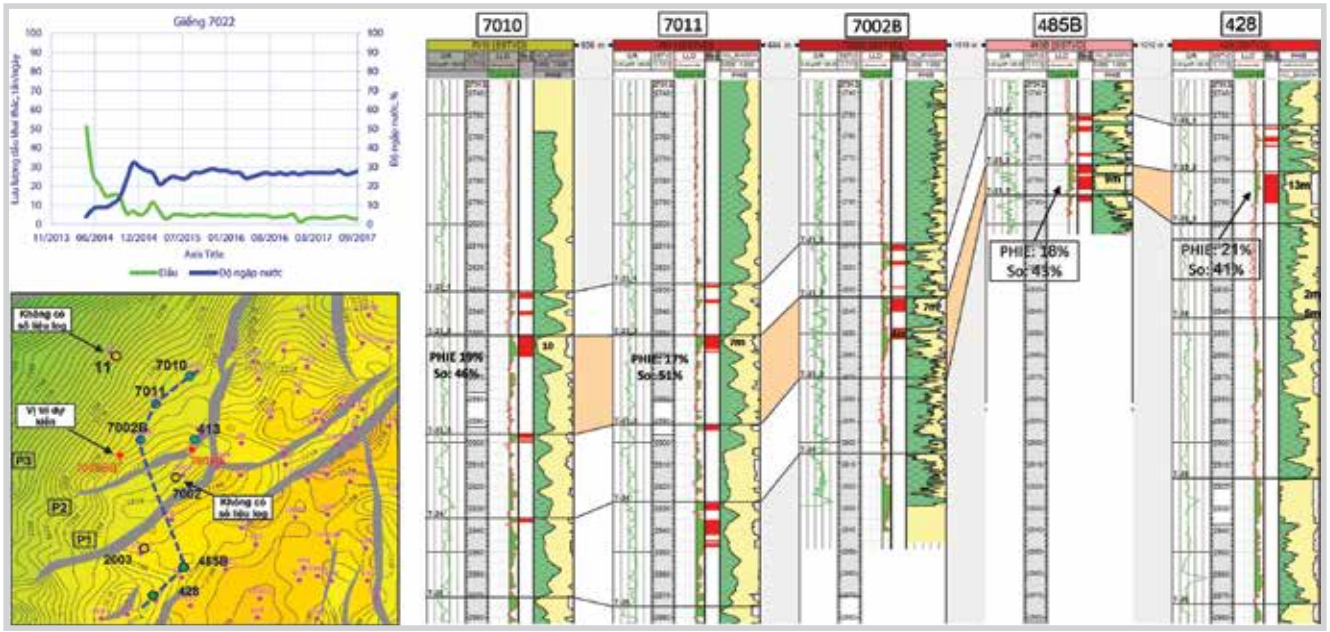
(a) (b)

Hình 9. *So sánh bản đồ cấu trúc nóc tầng T23-2 khu vực BK7 Vietsovpetro (a) và VPI (b)*

[2]. Thông tin về đá chứa được tổng hợp, đánh giá từ báo cáo trữ lượng mỏ Bạch Hổ do Vietsovpetro lập năm 2017. Hai tuyến liên kết giếng khoan theo hướng Đông - Tây và Bắc - Nam qua vị trí giếng cắt thân dự kiến 7004B và 7008BB cho thấy khu vực tồn tại các tập cát chứa dầu tập 23-1, 23-3, 23-2 và 24, trong đó tập vỉa chứa 23-2 xuất hiện ở hầu hết giếng khoan. Tập 23-2 có xu thế mỏng dần về phía Đông (Hình 10 và 11) xen kẹp dạng "stacked sand"



Hình 10. *Liên kết giếng khoan qua các giếng BH-462_2-429-5-425-456-478-5001*



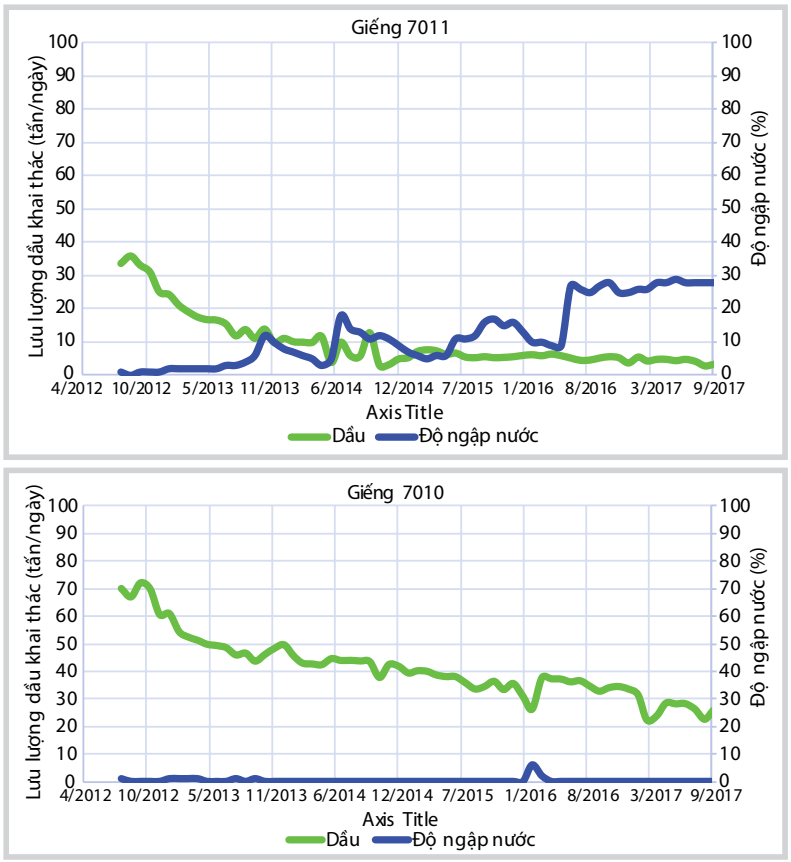
Hình 11. *Liên kết giếng khoan qua các giếng BH-462_2-429-5-425-456-478-5001*

nhiều hơn (gồm 2 - 3 vỉa chứa mỏng 1 - 3m) và dày dần về phía Nam "Blocky sand" (Netpay: 7 - 13m) với độ rỗng thay đổi từ 15 - 21%. Tại khu vực giếng khoan 7010 và 7011, khoảng cách 2 giếng khoảng 300m, các vỉa chứa dầu có cùng độ sâu, tính chất đá chứa tương tự nhau.

3.2. Phân tích hiện trạng khai thác và dự báo lưu lượng khai thác

Tài liệu thử vỉa DST và PLT ở khu vực nghiên cứu tương đối đầy đủ. Kết quả thử vỉa DST giếng lân cận 7011 và 7010 cho thấy dòng dầu ra từ các tập 23-1, 23-2 và có 1 lượng nhỏ từ tập 23-4. Thử vỉa PLT được tiến hành sau một thời gian khai thác, giếng 7011 ghi nhận 100% lưu lượng dầu từ thân dầu số 3, tập vỉa 23-2, trong khi giếng 7010, 57% lưu lượng dầu từ thân dầu số 3 của tập vỉa 23-2, phần còn lại 43% tại tập vỉa 23-1 [3]. Như vậy, đối với giếng dự kiến khoan 7008BB, dòng dầu chủ yếu có thể từ tập vỉa 23-2 và có một phần nhỏ từ tập vỉa 23-1. Giếng 7011 và 7010 bắt đầu khai thác từ đầu năm 2012, sản lượng khai thác ban đầu đạt từ 50 tấn/ngày đến 80 tấn/ngày, hệ số suy giảm khai thác chậm. Tính tới 30/6/2018 sản lượng dầu cộng dồn giếng 7011, 7010 lần lượt khoảng 17.000 tấn và 75.000 tấn dầu. Giếng 7002B mới đưa vào khai thác với lưu lượng dầu ban đầu 93 tấn/ngày, độ ngập nước 16%. Áp suất vỉa suy giảm chậm cho thấy có sự ảnh hưởng năng lượng từ biên.

Đối với các khu vực phía Đông, bên kia đứt gãy, các giếng khai thác với lưu lượng rất thấp, độ ngập nước cao và các giếng chủ yếu đã đóng. Khu vực dưới cánh đứt gãy đặc trưng bởi mức độ nước biên lớn và mạnh dần xuống

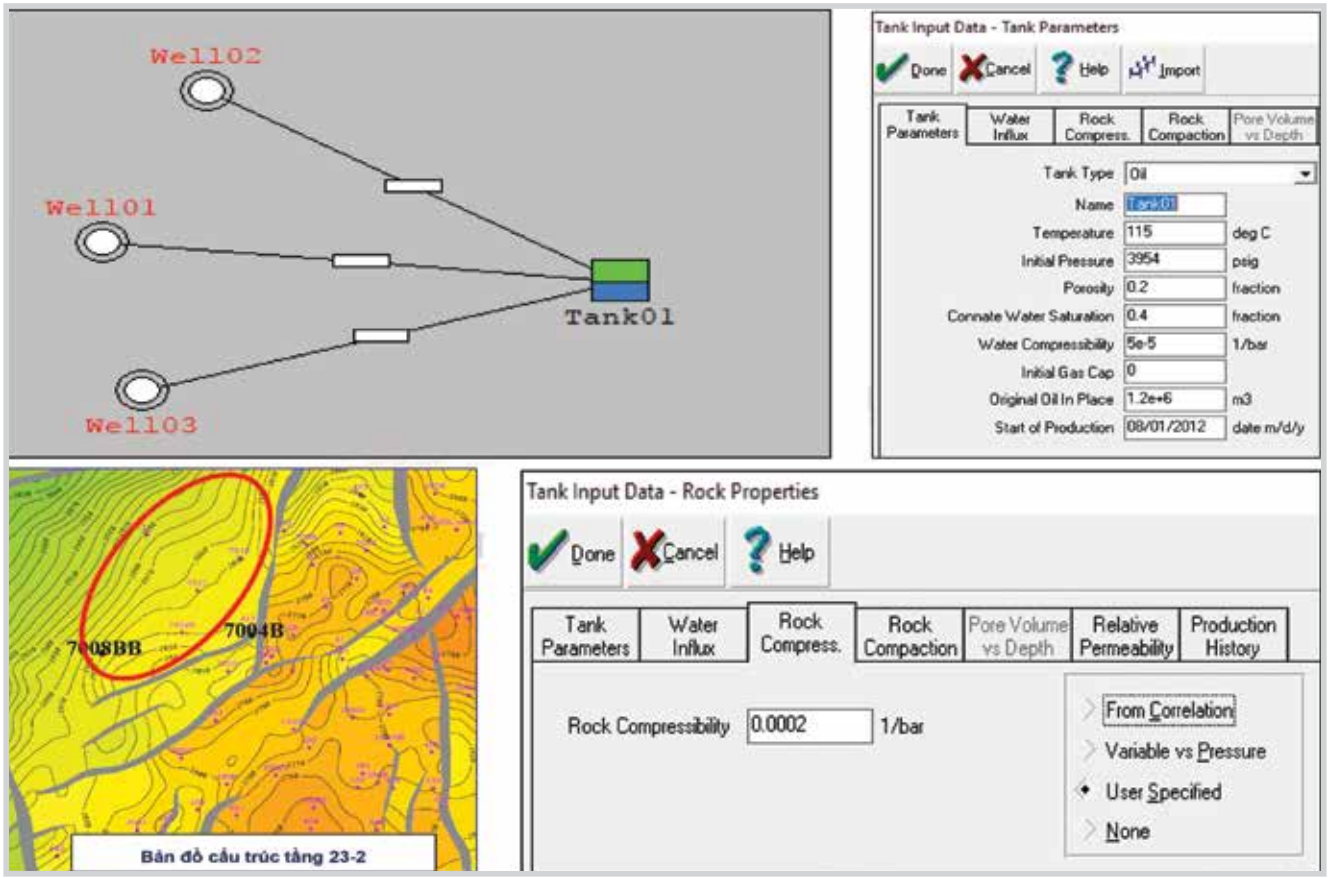


Hình 12. *Biểu đồ sản lượng khai thác giếng 7011 và 7010*

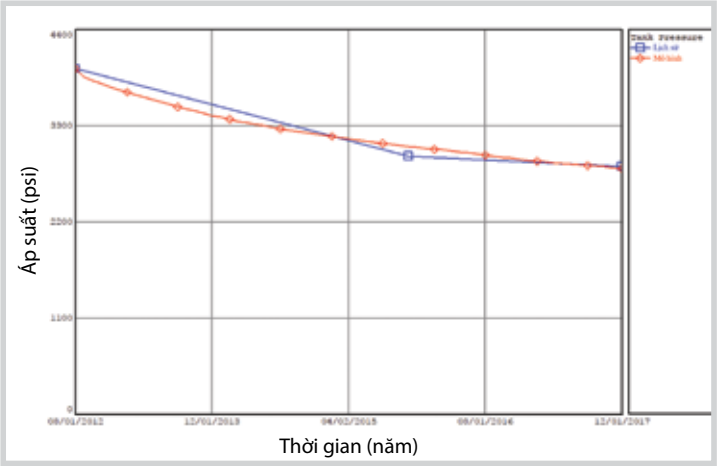
phía Nam, các giếng 1003, 2003, 419, 7002 và BH-1 có lưu lượng khai thác ổn định, tốc độ ngập nước chậm, các giếng (485, 2001, 428, 485B) ghi nhận mức độ ngập nước nhanh, giảm lượng khai thác suy giảm rõ rệt.

Dựa trên động thái khai thác từ các giếng lân cận 7002B, 7011 và 7010 và các thông số đặc tính vỉa chứa, tính chất PVT (sử dụng từ 7010) cũng như chế độ năng lượng hỗ trợ (trong Hình 13) có của khu vực, trữ lượng dầu tại chỗ còn lại cho khu vực 7008BB đã được tính toán bằng phương pháp cân bằng vật chất sau khi tiến hành khớp áp suất vỉa (Hình 14).

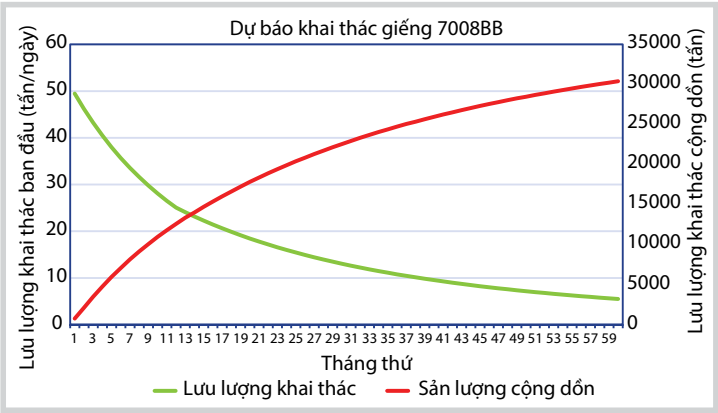
Kết quả tính toán cho thấy trữ lượng dầu tại chỗ khu vực 7008BB khoảng 700.000 tấn, hệ số thu hồi hiện tại 12,8% và trữ lượng tại chỗ còn lại 610.000 tấn. Tại giếng 7008BB khoan, chiều dày hiệu dụng dự kiến cho tập vỉa 23-2, 23-1 vào khoảng 9m theo kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan của các giếng lân cận. Trên cơ sở phân tích lưu lượng dầu ban đầu trên 1m chiều dày hiệu dụng của các



Hình 13. *Thông số đầu vào mô hình cân bằng vật chất*



Hình 14. *Kết quả khớp lịch sử giếng 7008BB*



Hình 15. *Kết quả dự báo khai thác giếng 7008BB*

giếng lân cận, tác giả dự kiến lưu lượng khai thác dầu ban đầu cho giếng 7008BB có thể đạt 50 tấn/ngày. Hệ số suy giảm lưu lượng khai thác được lấy theo giếng 7010 và 7011 (Hình 14), dự kiến sản lượng dầu cộng dồn sau 5 năm khai thác khoảng 30.000 tấn.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã xây dựng bộ cơ sở đánh giá kế hoạch khoan giếng đan dày và giếng cắt thân gồm: Xây dựng bộ tiêu chí nhằm đánh giá chất lượng tài liệu địa chấn, địa chất, công nghệ mỏ và khai thác. Qua đó, xây dựng và đề xuất các phương pháp đánh giá GTM từ kiểm tra, chính xác hóa bản đồ cấu trúc, phân tích tướng, thuộc tính địa chấn, kiểm tra liên kết vỉa, nghiên cứu, đánh giá tính chất vỉa chứa, kiểm tra lại ranh giới trữ lượng và tính toán trữ lượng tại chỗ, trữ lượng thu hồi, tới đánh giá hiện trạng khai thác và dự báo sản lượng khai thác. Nhóm tác giả đã tiến hành thẩm định kế hoạch khoan giếng mới 7004B và 7008BB tại đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ. Kết quả đánh giá cho thấy tồn tại rủi ro tại các vị trí khoan do có sự thay đổi lớn về bản đồ cấu trúc nóc tầng sản phẩm, qua đó kiến nghị Vietsovpetro xem xét lại kế hoạch khoan giếng 7004B và 7008BB.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hữu Trung. *Công nghệ mỏ dầu khí ứng dụng*. 2018.

2. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". *Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ đến thời điểm 1/1/2017*.

3. Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". *Báo cáo Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ*. 2013.

RESEARCH ON METHODOLOGY TO ASSESS GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES FOR OIL FIELD DEPLETION

Tran Xuan Quy[1], Le The Hung[1], Nguyen Hoang Anh[1], Vu Tuan Dung[1]
Dinh Duc Huy[1], Le Hong Quang[1], Pham Trung Giang[1], Nguyen Hai Tien[2]
[1]Vietnam Petroleum Institute
[2]Vietsovpetro
Email: hunglt.epc@vpi.pvn.vn

Summary

To maintain and increase production output, priority has been given to apply geological and technical measures such as drilling new production wells (infill wells, sidetrack wells), water shutoff, interval perforation change, hydraulic fracturing, near wellbore hydrochloric acid treatment, upstream/downstream transitions - recumbent horizons, perforation, initiation and shooting. During the 2015 - 2018 period, in the main fields of Cuu Long basin, the number of wells having GTM conducted was comparatively large, accounting for about 10% - 15% of the production wells. In this paper, the authors established standard evaluation procedure for infill/sidetrack well plans, and conducted trial application of the procedure to appraise new well drilling plan in Bach Ho field.

Key words: Geological and technical measures - GTM, production prediction, Bach Ho field, infill/sidetrack well.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 11 - 2019, trang 40 - 47
ISSN-0866-854X

NÂNG CAO ĐỘ BỀN THỦY NHIỆT CHO ZEOLITE ZSM-5 THÔNG QUA QUÁ TRÌNH BIẾN TÍNH VỚI HỢP CHẤT PHOSPHORUS

Lê Phúc Nguyên, Ngô Thúy Phượng, Trần Văn Trí, Lương Ngọc Thủy, Đặng Thanh Tùng
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: phuongnt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Quá trình biến tính ZSM-5 với hợp chất của phosphorus (P) nhằm tăng cường độ bền thủy nhiệt khi hoạt động trong quá trình cracking được thực hiện trong nghiên cứu này. Các mẫu biến tính với tỷ lệ P/Al khác nhau, từ 0,25 đến 1 (tỷ lệ mol), được giảm hoạt tính ở cùng điều kiện, sau đó đặc trưng hóa lý bằng phương pháp XRD, BET và đánh giá hoạt tính cracking MAT. Kết quả thực nghiệm cho thấy hiệu quả của việc biến tính ZSM-5 với P trong việc giữ ổn định cấu trúc tinh thể ZSM-5, giúp nâng cao độ chọn lọc propylene trong quá trình cracking xúc tác (FCC). Mẫu có tỷ lệ P/Al = 1 cho hiệu quả nâng cao độ bền thủy nhiệt tốt nhất, hiệu suất propylene và các olefine nhẹ thu được cao nhất, cấu trúc tinh thể vẫn giữ được các đỉnh đặc trưng của ZSM-5 và độ tinh thể tương đối so với mẫu trước thủy nhiệt, diện tích bề mặt lỗ xốp vi mao quản giảm thấp nhất.

Từ khóa: FCC, độ bền thủy nhiệt, ZSM-5, biến tính, phosphorus.

1. Mở đầu

Để ứng dụng ZSM-5 làm phụ gia cho quá trình FCC thì cấu trúc của zeolite ZSM-5 cần phải bền vững trong môi trường thủy nhiệt khắc nghiệt của giai đoạn tái sinh (nhiệt độ cao ~ 700°C, với sự xuất hiện của 100% hơi nước [1, 2]).

P là một tác nhân cải thiện tính ổn định thủy nhiệt của HZSM-5. Khi P khuếch tán vào các kênh mao quản của ZSM-5 sẽ tương tác với các cầu nối là nhóm OH trong khung mạng, dẫn tới làm giảm số tâm acid, độ mạnh acid và tính chọn lọc hình dạng [3]. Một số nghiên cứu chỉ ra rằng tính acid giảm là do cấu trúc tinh thể bị loại nhôm nội mạng và hình thành các liên kết Al-P. Tuy nhiên, Gon Seo và cộng sự [4] không quan sát thấy sự thay đổi của nhôm nội mạng, cho rằng sự giảm tính acid Bronsted là do sự hình thành các Al bát diện thông qua tương tác của nó với P. G.Lischke và cộng sự chỉ ra các tâm acid Bronsted được giữ nguyên sau quá trình thủy nhiệt của P/ZSM-5 [5]. Zhuang và cộng sự cho rằng P có thể đi vào các vị trí của Si trong khung mạng của zeolite để hình thành các nhóm $(SiO)_xAl(PO)_{4-x}$, sau quá trình xử lý thủy nhiệt với P và lanthanum (La) [6].

Ngày nhận bài: 15/8/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 15/8 - 29/9/2019.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/9/2019.

Nghiên cứu của Tadahiro Fujitani và cộng sự chỉ ra rằng các nguyên tử Al dễ dàng thoát ra khỏi khung mạng của ZSM-5 tại nhiệt độ cao và trong môi trường hơi nước, nhưng sự có mặt của P bảo vệ xúc tác khỏi sự mất các nguyên tử Al [7]. Tuy nhiên, kết quả đo cộng hưởng từ hạt nhân (NMR) cho thấy sự cải thiện tính ổn định cấu trúc khi biến tính là do tăng đột biến sự mất mát cấu tử Al. Các liên kết Si-O-Al bị bẻ gãy dưới điều kiện thủy nhiệt, đồng thời các nguyên tử P chiếm dần các vị trí của Si trong khung mạng của ZSM-5 và hình thành $(SiO)_xAl(PO)_{4-x}$. Nghiên cứu của Tadahiro cho rằng P tương tác với các nguyên tử Al trong khung tứ diện để hình thành liên kết Al-P nằm ngoài khung cấu trúc. Các liên kết Al-P thể hiện khả năng kháng thủy nhiệt ở điều kiện khắc nghiệt sẽ cao hơn cấu trúc ban đầu [7].

Nghiên cứu của T.Blasco và cộng sự cho rằng, với HZSM-5 không biến tính P, số tâm acid mạnh lớn nên phản ứng cracking xảy ra nhanh và mạnh kéo theo hàm lượng cốc tạo ra nhiều, do đó xúc tác HZSM-5 sẽ rất dễ mất hoạt tính. Khi biến tính HZSM-5 với P, P tương tác với các tâm acid của các nguyên tử Al nội mạng, giúp ổn định nguyên tử Al này và làm giảm số tâm acid của xúc tác [8]. Khi số tâm acid giảm tới mức độ nhất định sẽ hạn chế quá trình cracking quá sâu và tạo cốc. Do đó sẽ tránh được sự bít các kênh mao quản bởi lượng cốc tạo ra. Tuy nhiên, khi lượng P biến tính vượt quá giới hạn tối

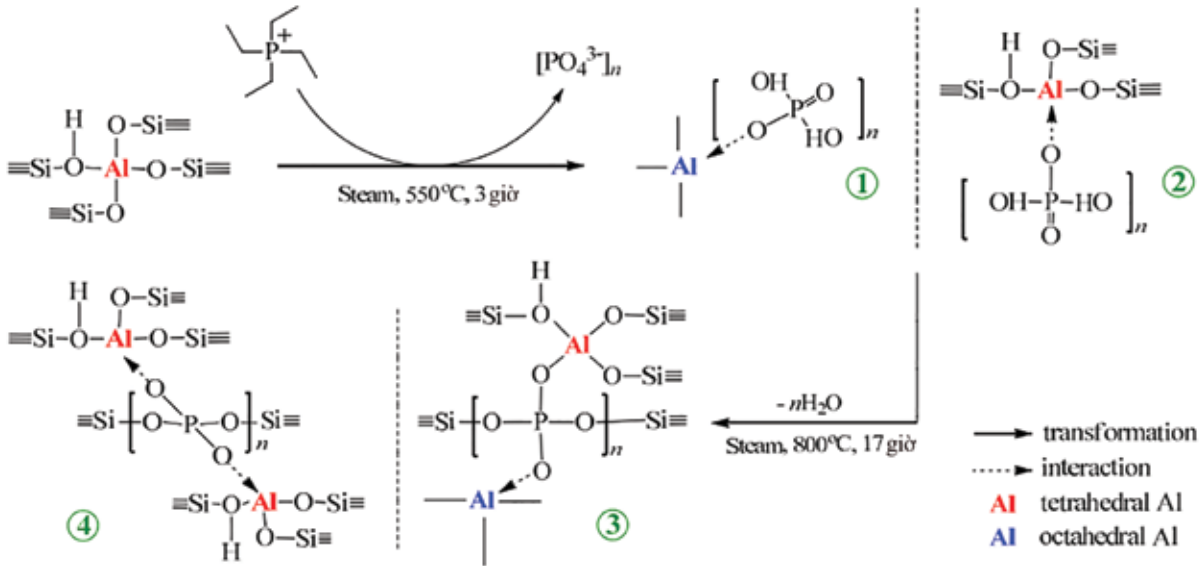
ưu, lượng tâm acid sẽ quá thấp để phản ứng cracking có thể xảy ra hiệu quả.

Các nghiên cứu chủ yếu cho rằng sự tăng tính bền thủy nhiệt là do nguyên tử P làm bền hóa liên kết Al-O từ đó hạn chế quá trình loại nhôm ra khỏi cấu trúc. Sano và cộng sự cho rằng quá trình loại nhôm được thúc đẩy bởi các proton chuyển động tự do trong cấu trúc zeolite. Nghiên cứu của Jing Yang và cộng sự [9] đề cập đến cơ chế loại nhôm do quá trình thủy phân với nước. Quá trình này gồm 3 bước mỗi bước đều có sự tham gia của 1 phân tử nước. Bài báo đề xuất cơ chế 5 bước của quá trình loại nhôm: Đầu tiên, H_2O tiếp cận nguyên tử Al, do đó liên kết Al-O bị phá vỡ. Một H_2O liên kết với Al trung tâm để hình thành hợp chất 4 liên kết. Hợp chất này có thể kết hợp thêm 1, 2, 3 phân tử H_2O để hình thành các hợp chất mới và các liên kết Al-O lân cận khác bị phá vỡ để truyền proton H từ H_2O cho nguyên tử oxy. Nguyên tử P biến tính sẽ làm tăng năng lượng liên kết giữa Al-O giúp hạn chế quá trình loại nhôm ra khỏi khung mạng trong quá trình thủy nhiệt. Do đó, độ ổn định thủy nhiệt của xúc tác tăng lên đáng kể.

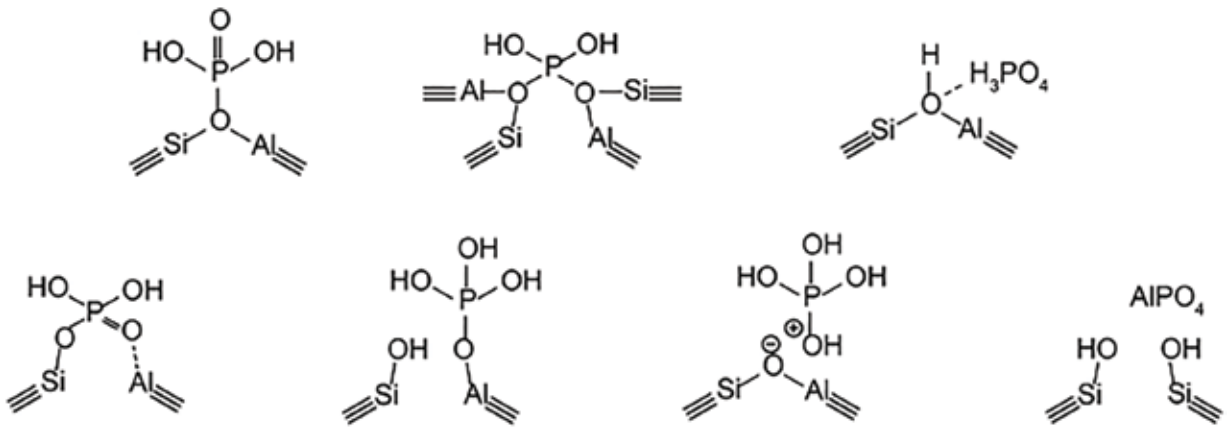
Cơ chế tương tác Al-P được thể hiện trong cơ chế đề xuất bởi Jian Ding và cộng sự (Hình 1) [10].

Trong quá trình thủy nhiệt, cấu tử P chuyển hóa thành các polyphosphate. Phần lớn các cấu trúc Al giữ được trạng thái liên kết. Một số ít cấu trúc Al bị chuyển hóa từ dạng trạng thái tứ diện (tetrahedral) sang trạng thái bát diện (octahedral). Các nguyên tử Al bát diện cũng tương tác với các nguyên tử P. Do đó tồn tại 2 dạng cấu trúc được hình thành là 1 và 2. Các cấu trúc này gồm cả các nguyên tử Al nội mạng và ngoại mạng. Trong quá trình thủy nhiệt, các nguyên tử Al nội mạng chủ yếu sẽ kết hợp với P dưới dạng các $AlPO_4$. Các cấu trúc này có độ bền thủy nhiệt cao hơn so với các HZSM-5 không biến tính P.

Thông thường, việc đưa P vào cấu trúc ZSM-5 được sử dụng bằng phương pháp tẩm để phù hợp thực hiện ở



Hình 1. *Cơ chế tương tác của P với Al trong các quá trình thủy nhiệt ở các điều kiện khác nhau*



Hình 2. *Sự tương tác giữa P và zeolite*

quy mô công nghiệp. Trong đó, 3 loại tiền chất phổ biến thường được sử dụng là H_3PO_4, $NH_4H_2PO_4$ và $(NH_4)_2HPO_4$ [3, 5, 8, 11, 12]. Sau khi tẩm với hợp chất của P, mẫu ZSM-5 được sấy khô ở nhiệt độ 70 - 120°C, sau đó nung trong không khí tại nhiệt độ khoảng 450 - 650°C trong vòng 1 - 6 giờ [3, 13].

Tùy thuộc vào tỷ lệ Si/Al của zeolite, điều kiện xử lý nhiệt sau biến tính và điều kiện thực hiện phản ứng mà các nghiên cứu khác nhau xác định tiền chất nào có độ bền thủy nhiệt tốt hơn. Trong nghiên cứu của T.Blasco [8] và cộng sự, tiền chất $(CH_3)_3PO_4$ được đánh giá có hiệu quả nâng cao độ bền thủy nhiệt, các nghiên cứu tổng hợp trong tài liệu của Jens Weikamp [15] không khẳng định tiền chất nào tốt hơn. Trong giới hạn của nghiên cứu này, dựa trên khả năng cung cấp tại địa phương và tính đơn giản của việc sản xuất ở quy mô công nghiệp, nhóm tác giả chọn khảo sát ảnh hưởng của 2 loại tiền chất khác nhau là H_3PO_4 và $(NH_4)_2HPO_4$.

2. Thực nghiệm

2.1. Biến tính zeolite ZSM-5

Na-ZSM-5 (Si/Al 75) được tổng hợp bằng phương pháp nảy mầm tinh thể theo quy trình của Ying Tang và cộng sự [14], mầm tinh thể sử dụng H-ZSM-5 của Zeolyst International (code ZSM-5 CBV 5524G). Na-ZSM-5 được trao đổi ion để chuyển thành H-ZSM-5. Na-ZSM-5 được cho vào dung dịch NH_4NO_3 1M và khuấy trộn ở 70°C trong 3 giờ. Phần rắn được lọc rửa bằng nước cất. Lặp lại quá trình trao đổi ion và lọc rửa 3 lần nhằm đảm bảo rửa sạch hết Na^+. Mẫu rắn được sấy 12 giờ ở nhiệt độ 120°C trước khi nung ở nhiệt độ 550°C trong 5 giờ để thu H-ZSM-5.

Trong nghiên cứu này, P được đưa vào zeolite ZSM-5 theo phương pháp tẩm ướt. Các tiền chất sử dụng bao gồm H_3PO_4 và $(NH_4)_2HPO_4$ với khối lượng xác định tương ứng với tỷ lệ P/Al = 0,25; 0,5 và 1. Sau khi tẩm, zeolite được sấy khô ở nhiệt độ 110°C trong 12 giờ, sau đó nung trong không khí tại nhiệt độ 550°C trong vòng 3 giờ.

2.2. Đặc trưng hóa lý xúc tác

Diện tích bề mặt và kích thước lỗ xốp của xúc tác được phân tích bằng phương pháp hấp phụ N_2 lỏng trên thiết bị thiết bị Tristar II của Micromeritics. Cấu trúc của xúc tác được xác định theo phương pháp nhiễu xạ tia X trên thiết bị D8 Advance của Bruker với nguồn phát tia X từ CuK.

Các mẫu ZSM-5 đều được giảm hoạt tính thông qua quá trình thủy nhiệt có sử dụng tầng sôi ở điều kiện 816°C, 100% hơi nước trong 20 giờ trên thiết bị CPS của hãng Grace Davison.

2.3. Đánh giá hoạt tính xúc tác

Hoạt tính của xúc tác được đánh giá trên hệ thiết bị phản ứng tầng cố định SR-SCT-MAT. Các phản ứng được thực hiện ở cùng điều kiện nhiệt độ 520°C, tỷ lệ xúc tác/dầu = 2 với khối lượng nguyên liệu cố định ở 1,75g. Khí cracking được phân tích trên GC GAS, dựa theo tiêu chuẩn ASTM DD1945-3, trong khí phân đoạn lỏng được phân tích thành phần bởi GC SIMDIST theo tiêu chuẩn ASTM D2887 và thành phần cốc được xác định bởi phương pháp hồng ngoại dựa theo ASTM E1915. Trước khi đánh giá hoạt tính, hỗn hợp xúc tác và zeolite ZSM-5 (3% khối lượng) được hoạt hóa ở 540°C trong 3 giờ. Nguyên liệu cracking sử dụng là VGO có tính chất thể hiện trong Bảng 1.

Bảng 1. *Tính chất nguyên liệu VGO - Nguyên liệu cho quá trình FCC*

Tính chất	Phương pháp phân tích	Giá trị
Tỷ trọng riêng	ASTM D1298	0,885
S (% khối lượng)	ASTM D 4294-03	0,083
Cặn CCR (% khối lượng)	ASTM D 189-01	2,9
N tổng (ppm)	ASTM D5762	1,997
Ni (ppm)	ICP	8,8
V (ppm)	ICP	0,44
Na (ppm)	ICP	1,14
Ca (ppm)	ICP	3,9
Fe (ppm)	ICP	10,9
Độ nhớt ở 100°C (cSt)	ASTM D 445-04	10,8
Phương pháp chưng cất	ASTM D86	
Điểm sôi đầu - IBP		306
5% (°C)		351
10% (°C)		373
30% (°C)		423
50% (°C)		461
60% (°C)		486

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Ảnh hưởng của tiền chất biến tính H_3PO_4 hoặc $(NH_4)_2HPO_4$

Các mẫu biến tính với 2 loại tiền chất khác nhau được cố định tỷ lệ P/Al = 1. Kết quả đánh giá hoạt tính MAT ở Bảng 2 cho thấy việc sử dụng $(NH_4)_2HPO_4$ cho kết quả tốt hơn việc sử dụng tiền chất H_3PO_4. Tẩm zeolite với H_3PO_4 gây nên việc giảm số lượng tâm acid Bronsted, các tâm này có thể được phục hồi nếu rửa lại với nước nóng, acid phosphoric sẽ bị rửa trôi, các trường hợp cần nung hay thủy nhiệt sau khi biến tính thì việc sụt giảm các tâm acid Bronsted sẽ không thuận nghịch, kết quả là sự loại nhôm sẽ xảy ra, dẫn đến việc giảm hoạt tính xúc tác [15]. Tuy nhiên, ảnh hưởng của điều kiện xử lý nhiệt đến ZSM-5 biến tính với P sẽ thấp hơn nhiều so với khi không biến tính, việc này minh chứng qua hàm lượng propylene sụt giảm rất mạnh trong trường hợp ZSM-5 không biến tính (Δ propylene giảm từ 6,31% khối lượng khi không biến tính xuống khoảng trên 2,08% và 2,22% khối lượng khi biến tính với H_3PO_4 và $(NH_4)_2HPO_4$). Với cùng nền zeolite ZSM-5 như nhau nhưng sau khi biến tính với H_3PO_4 và $(NH_4)_2HPO_4$ trước thủy nhiệt đã cho kết quả cracking rất khác biệt. $(NH_4)_2HPO_4$ cho kết quả cracking cặn HCO tốt hơn, HCO còn 6,23% khối lượng so với 9,37% khối lượng trong trường hợp sử dụng tiền chất H_3PO_4. Hiệu suất xăng của $(NH_4)_2HPO_4$ cũng cao hơn H_3PO_4 4,32% khối lượng, hiệu suất khí propylene cũng cao hơn, tuy nhiên sự chênh lệch này là không nhiều (Bảng 2). Do đó, tiền chất $(NH_4)_2HPO_4$ được lựa chọn cho những nghiên cứu tiếp theo.

3.2. Ảnh hưởng của hàm lượng P sử dụng

Các mẫu biến tính với P trước và sau thủy nhiệt đều được khảo sát các tính chất hóa lý đặc trưng cũng như khảo sát hoạt tính cracking.

Kết quả XRD từ Hình 3 cho thấy vị trí các đỉnh đặc trưng của các mẫu ZSM-5 biến tính với P và mẫu HZSM-5 đều xuất hiện trong khoảng 2θ từ 7 - 10° và 22 - 25° khớp với các đỉnh trên phổ đồ XRD của mẫu ZSM-5 chuẩn. Điều này chứng tỏ các mẫu biến tính đều giữ được cấu trúc đặc trưng của zeolite ZSM-5. Như vậy, việc biến tính với P đã được thực hiện thành công mà không bị sụp cấu trúc sau quá trình biến tính P. Mặt khác trên phổ đồ nhiễu xạ của các mẫu biến tính, không xuất hiện các đỉnh lạ cho thấy hợp chất của P đã được phân tán tốt trên bề mặt xúc tác hoặc/và thâm nhập vào các kênh mao quản ZSM-5.

Kết quả này cũng phù hợp với một nghiên cứu của Yanjun và cộng sự, P được biến tính phân tán trên bề mặt zeolite một cách đồng nhất và cấu trúc tinh thể không thay đổi cùng với sự biến tính P. Tuy nhiên, độ tinh thể tương đối sẽ giảm cùng với sự tăng hàm lượng P do cấu trúc zeolite diễn ra sự thay thế các liên kết Al^- bằng các liên kết P [7].

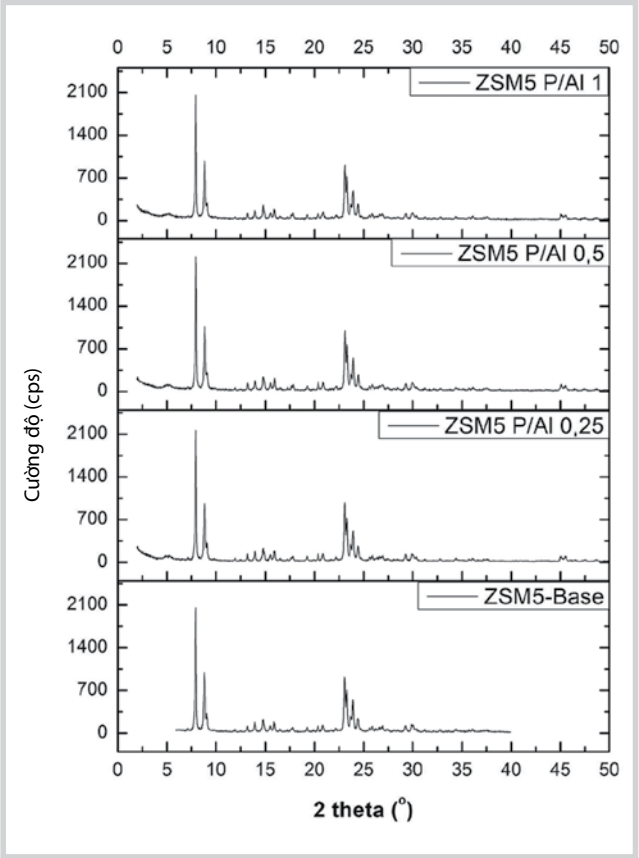
Sau khi thủy nhiệt, các mẫu biến tính với P ở hầu hết các tỷ lệ P/Al khác nhau cường độ đỉnh tại vị trí 2θ 8° đều tăng lên rõ rệt so với trước thủy nhiệt. Tuy nhiên để xác định một cách cụ thể về sự thay đổi của độ tinh thể tương đối trong mẫu, nhóm tác giả đã tính toán dựa trên tiêu chuẩn ASTM D5758-01. Theo tiêu chuẩn này, độ tinh thể tương đối sẽ được tính dựa trên cường độ hoặc diện tích của đỉnh/nhóm đỉnh tại vị trí 2θ từ 22,5 - 25°.

Độ tinh thể tương đối của các mẫu ZSM-5 biến tính với P trước và sau thủy nhiệt được thể hiện trong Bảng 3.

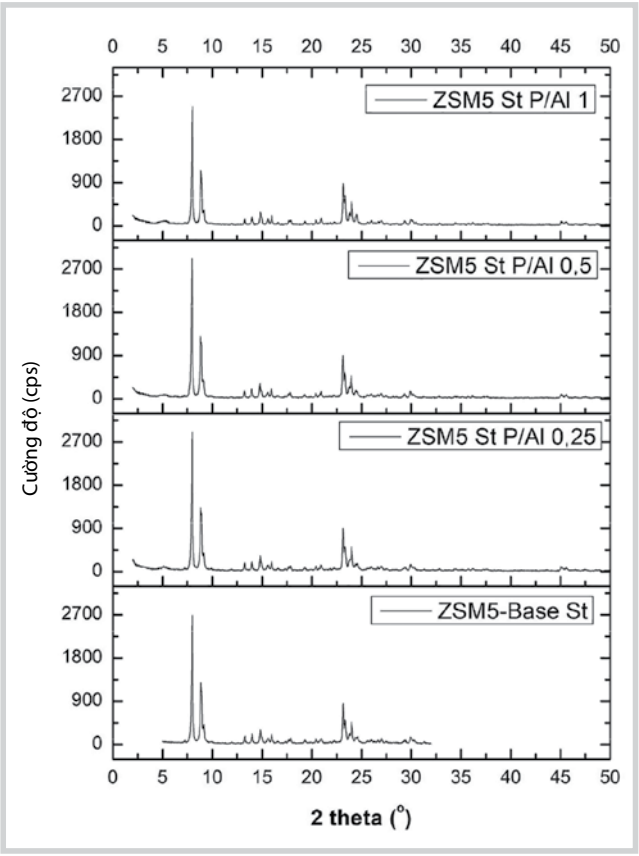
Quan sát sự thay đổi của độ tinh thể tương đối có thể thấy tất cả các mẫu sau khi thủy nhiệt đều có sự giảm nhẹ, khoảng 1 - 8% so với các mẫu trước thủy nhiệt. Tuy nhiên khi có biến tính với P, độ tinh thể tương đối của các mẫu sau thủy nhiệt đều giảm không đáng kể so với mẫu không biến tính. Điều này chứng tỏ, việc biến tính với P đã giúp được phần nào bền hóa cấu trúc tinh thể zeolite, đặc biệt với mẫu P/Al = 1.

Bảng 2. *Độ chọn lọc và hiệu suất sản phẩm của quá trình cracking sử dụng zeolite ZSM-5 biến tính với P với tỷ lệ P/Al = 1 sử dụng các loại tiền chất P khác nhau*

P/Al = 1	ZSM-5 không biến tính		H_3PO_4		$(NH_4)_2HPO_4$	
	Trước thủy nhiệt	Sau thủy nhiệt	Trước thủy nhiệt	Sau thủy nhiệt	Trước thủy nhiệt	Sau thủy nhiệt
Độ chuyển hóa (% khối lượng)	77,87	74,18	71,83	68,86	75,77	74,69
C_3= (% khối lượng)	11,25	4,94	8,97	6,89	9,23	6,99
Xăng (% khối lượng)	38,01	50,10	38,51	41,58	42,83	46,78
LCO (% khối lượng)	15,90	17,25	19,03	19,48	18,01	17,29
HCO (% khối lượng)	6,23	8,57	9,37	11,81	6,23	8,03
Cốc (% khối lượng)	5,34	4,66	4,23	4,12	4,17	4,05



Hình 3. *Phổ XRD của ZSM-5 biến tính P ở các tỷ lệ khác nhau trước thủy nhiệt*



Hình 4. *Cấu trúc của ZSM-5 biến tính P ở các tỷ lệ khác nhau sau thủy nhiệt*

Kết quả phân tích BET được thể hiện trong Bảng 4. Có thể thấy, khi tăng tỷ lệ P biến tính từ 0,25 - 0,5, diện tích bề mặt lỗ xốp vi mao quản đặc trưng cho zeolite trước thủy nhiệt thay đổi không đáng kể, chứng tỏ một lượng tương đối P đã không tham gia vào cấu trúc ZSM-5 nên không thể làm bền liên kết Si-O-Al. Hệ quả là sau quá trình thủy nhiệt ở điều kiện khắc nghiệt (100% hơi nước, 816°C trong 20 giờ), một lượng lớn Al bị loại ra khỏi cấu trúc dẫn tới diện tích bề mặt lỗ xốp vi mao quản bị giảm đáng kể là 42%, 48% và 49% tương ứng với các tỷ lệ P/Al là 0; 0,25 và 0,5.

Khi tỷ lệ P/Al tăng lên 1, diện tích bề mặt lỗ xốp vi mao quản đặc trưng cho zeolite trước thủy nhiệt giảm (252 m^2/g) so với mẫu không biến tính P/Al = 0 (280m^2/g), chứng tỏ một lượng P đã xâm nhập được vào trong cấu trúc vi mao quản của zeolite để đóng vai trò giữ ổn định cấu trúc và hạn chế quá trình loại nhôm.

Sự khác biệt trong hiệu quả đưa P vào zeolite giữa mẫu P/Al = 1 với 2 mẫu còn lại cũng được thể hiện qua kết quả BET sau thủy nhiệt. Sau quá trình thủy nhiệt, độ giảm diện tích bề mặt của mẫu không biến tính là 42%, gần như tương đồng với độ giảm của 2 mẫu P/Al = 0,25 và P/Al = 0,5 (khoảng 48%). Trong khi đó, độ giảm diện tích bề mặt của mẫu P/Al có tỷ lệ 1 là 26%. Ở mẫu tỷ lệ P/Al = 1, lượng P được đưa vào zeolite đã giúp gia tăng độ bền thủy nhiệt của zeolite và do đó làm giảm độ sụt giảm bề mặt riêng.

Việc biến tính P đã làm hạn chế quá trình loại nhôm ra khỏi cấu trúc zeolite trong quá trình thủy nhiệt và hiệu quả của việc biến tính P được thấy rõ ở tỷ lệ P/Al = 1.

Kết quả đánh giá hoạt tính của các mẫu xúc tác được thể hiện trong Bảng 5 cho thấy sự tăng lên rõ rệt của hiệu suất propylene trong sản phẩm với các mẫu xúc tác FCC có sử dụng phụ gia ZSM-5 so với các mẫu xúc tác FCC không sử dụng phụ gia ZSM-5. Điều này đã chứng tỏ vai trò quan trọng của phụ gia ZSM-5 trong việc cải thiện hiệu suất và tăng tính chọn lọc của quá trình FCC với các sản phẩm olefine nhẹ nói chung và propylene nói riêng.

Trước quá trình thủy nhiệt: khi tăng hàm lượng P biến tính, hàm lượng propylene trong sản phẩm tăng dần từ 11,25% đối với mẫu HZSM-5 lên 11,83% với mẫu xúc tác P/ZSM-5 (tỷ lệ P/Al = 0,5). Tuy nhiên, khi hàm lượng P biến tính ở tỷ lệ P/Al = 1, hiệu suất propylene giảm đáng kể xuống còn 9,23%. Sau thủy nhiệt, độ chọn lọc của xúc tác với sản phẩm propylene cũng tăng dần cùng với hàm lượng P biến tính từ 5,8% với mẫu P/Al = 0,25 lên mức 6,99% với mẫu P/Al = 1. Tuy nhiên, khác với các mẫu trước thủy nhiệt, các mẫu sau thủy nhiệt đạt hiệu quả cao nhất ở mẫu P/Al = 1.

Với các mẫu biến tính P với các tỷ lệ P/Al lần lượt là 0,25; 0,5; 1, tỷ lệ P/Al càng cao, hiệu quả biến tính càng rõ đặc biệt ở tỷ lệ P/Al = 1, mặc dù trước thủy nhiệt độ chọn lọc propylene chỉ khoảng 9,23% thấp nhất trong 3 mẫu biến tính nhưng sau thủy nhiệt, việc biến tính P đã giúp giữ ổn định cấu trúc và hạn chế quá trình loại nhôm ra khỏi cấu trúc do đó độ chọn lọc propylene của mẫu này sau quá trình thủy nhiệt khắc nghiệt đạt hiệu quả cao nhất lên tới 6,99%.

Kết quả thực nghiệm đã cho thấy hiệu quả của việc biến tính ZSM-5 với P trong việc giữ ổn định cấu trúc tinh thể ZSM-5 giúp nâng cao tính chọn lọc propylene trong quá trình FCC.

Bảng 3. *Độ tinh thể tương đối của các mẫu ZSM-5 biến tính với P trước và sau steam*

Mẫu	Độ tinh thể tương đối (%)
ZSM-5 P/Al = 0 trước steam	100*
ZSM-5 P/Al = 0 sau steam	92
ZSM-5 P/Al = 0,25 trước steam	100
ZSM-5 P/Al = 0,25 sau steam	96
ZSM-5 P/Al = 0,5 trước steam	100
ZSM-5 P/Al = 0,5 sau steam	94
ZSM-5 P/Al = 1 trước steam	97
ZSM-5 P/Al = 1 sau steam	96

** Độ tinh thể tương đối được áp cho mẫu đầu tiên*

Ngoài ra, khi tăng hàm lượng P biến tính, lượng sản phẩm khí tạo ra càng tăng lên và hiệu suất đạt cao nhất khi tỷ lệ P/Al = 1. Sự tăng hàm lượng khí sản phẩm chứng tỏ việc biến tính P sẽ làm tăng khả năng phân tán tâm acid trên các vi lỗ, tránh được sự bít kín lỗ mao quản, từ đó hoạt độ xúc tác sẽ cao và ổn định hơn, hỗ trợ quá trình cracking trong việc bẻ gãy các hydrocarbon trong phân đoạn xăng để hình thành các mạch hydrocarbon ngắn, từ đó làm tăng các sản phẩm khí olefine nhẹ, tăng chất lượng khí LPG.

Khi sử dụng ZSM-5 làm phụ gia cho quá trình FCC, phân đoạn C_7 - C_{12} trong xăng sẽ được cracking tạo thành $C_{3=}$, vì vậy có thể thấy hiệu suất xăng giảm nhẹ từ 38,01% khối lượng (HZSM-5) xuống còn 36,51% khối lượng (P/Al = 0,5). So với mẫu Ecat, lượng giảm của xăng nhỏ hơn nhiều so với sự tăng lên của $C_{3=}$ và tổng khí là do việc sử dụng ZSM-5 đã thúc đẩy quá trình cracking cặn nặng, lượng HCO được tiếp tục cracking (từ 23% giảm xuống còn 8%) để bù đắp cho sự hao hụt của xăng. Sau thủy nhiệt, hiệu suất xăng giảm dần theo sự tăng hàm lượng P và đạt thấp nhất khi tỷ lệ P/Al = 1. Điều này có thể giải thích như sau: ở mẫu P/Al = 1, P được đưa vào trong zeo-

Bảng 4. *Diện tích bề mặt và thể tích lỗ xốp ZSM-5 biến tính với P*

Mẫu		Diện tích bề mặt (m^2/g)	Diện tích bề mặt lỗ xốp vi mao quản (m^2/g)	Thể tích lỗ xốp (cm^3/g)	Kích thước lỗ xốp (Å)
HZSM-5	Trước thủy nhiệt	397	280	0,11	21
	Sau thủy nhiệt	340	160	0,06	23
P/Al = 0,25	Trước thủy nhiệt	394	290	0,12	21
	Sau thủy nhiệt	345	149	0,06	23
P/Al = 0,5	Trước thủy nhiệt	383	279	0,11	21
	Sau thủy nhiệt	345	142	0,05	22
P/Al = 1	Trước thủy nhiệt	335	252	0,10	21
	Sau thủy nhiệt	359	184	0,08	22

Bảng 5. *Độ chuyển hóa và cơ cấu sản phẩm của hỗn hợp xúc tác và phụ gia ZSM-5 biến tính trước quá trình thủy nhiệt*

	FCC	P/ZSM-5, FCC 3% P-ZSM-5			
		HZSM-5	P/Al = 0,25	P/Al = 0,5	P/Al = 1
Độ chuyển hóa (% khối lượng)	70,86	77,87	74,45	75,21	75,77
Khí khô (% khối lượng)	1,15	1,99	2,20	2,21	1,62
Tổng khí olefine nhẹ (% khối lượng)	8,46	24,56	24,05	24,64	20,32
$C_{3=}$ (% khối lượng)	3,35	11,25	11,44	11,83	9,23
LPG (% khối lượng)	12,26	32,52	31,58	32,32	27,16
Tổng khí (% khối lượng)	13,41	34,52	33,78	34,53	28,77
Xăng (% khối lượng)	41,60	38,01	36,50	36,51	42,83
LCO (% khối lượng)	17,56	15,90	16,68	15,94	18,01
HCO (% khối lượng)	23,35	6,23	8,87	8,85	6,23
Cốc (% khối lượng)	4,08	5,34	4,17	4,17	4,17

Bảng 6. *Độ chuyển hóa và cơ cấu sản phẩm của hỗn hợp xúc tác và phụ gia ZSM-5 biến tính sau quá trình thủy nhiệt*

	P/ZSM-5 (Thủy nhiệt), FCC 3% PZSM-5			
	HZSM-5	P/Al = 0,25	P/Al = 0,5	P/Al = 1
Độ chuyển hóa (% khối lượng)	74,18	75,49	73,36	74,69
Khí khô (% khối lượng)	1,38	1,377	1,39	1,46
Tổng khí olefine nhẹ (% khối lượng)	12,93	14,54	14,67	16,79
C_3= (% khối lượng)	4,94	5,80	5,87	6,99
LPG (% khối lượng)	18,04	19,81	20,00	22,39
Tổng khí (% khối lượng)	19,41	21,18	21,39	23,85
Xăng (% khối lượng)	50,10	50,14	47,78	46,78
LCO (% khối lượng)	17,25	18,27	17,51	17,29
HCO (% khối lượng)	8,57	6,24	9,12	8,03
Cốc (% khối lượng)	4,66	4,17	4,19	4,05

lite và làm tăng độ bền thủy nhiệt cũng như độ ổn định hoạt tính của zeolite. Do đó, sau quá trình thủy nhiệt, khả năng chuyển hóa xăng thành các sản phẩm nhẹ hơn xăng của mẫu ZSM-5 này vẫn được duy trì và khiến hiệu suất tạo thành xăng thấp hơn so với những mẫu ZSM-5 khác.

4. Kết luận

Trong nghiên cứu này, việc ảnh hưởng của P và nồng độ hợp chất P biến tính nhằm tăng hiệu quả cracking VGO của zeolite ZSM-5 được tập trung nghiên cứu. Tất cả mẫu sau khi biến tính đều trải qua quá trình giảm hoạt tính bằng phương pháp thủy nhiệt ở điều kiện khắc nghiệt 816°C, 100% hơi nước trong 20 giờ. Tiền chất muối $(NH_4)_2HPO_4$ cho hiệu quả cracking tốt hơn H_3PO_4. Sau thủy nhiệt độ chuyển hóa giảm không đáng kể, tuy hiệu suất propylene sau thủy nhiệt là tương đương nhưng giữ được hiệu suất xăng cao. Ở các tỷ lệ biến tính P khác nhau, mẫu P/Al = 1 có hiệu quả phân tán P tốt nhất (không làm giảm độ tinh thể tương đối và chỉ giảm nhẹ diện tích bề mặt lỗ xốp vi mao quản so với H-ZSM-5). Điều này được minh chứng qua hiệu quả cracking, sản phẩm thu được có hiệu suất propylene cũng như các olefine nhẹ cao ở độ chuyển hóa tương đương.

Lời cảm ơn

Xin chân thành cảm ơn Bộ Khoa học và Công nghệ đã tài trợ kinh phí để thực hiện đề tài nghiên cứu "Nghiên cứu công nghệ chế tạo phụ gia ZSM-5 từ các nguồn nguyên liệu trong nước dùng để tăng hiệu suất propylene của phân xưởng RFCC", mã số KC.02.03/16-20 thuộc chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp quốc gia KC.02 "Nghiên cứu ứng dụng và phát triển công nghệ vật liệu mới".

Tài liệu tham khảo

1. Andrey A.Gusev, A ntonios C.Psarras, Konstantinos S.Triantafyllidis, Angelos A.Lappas, Paul A.Diddams. *Effect of steam deactivation severity of ZSM-5 additives on LPG olefins production in the FCC process*. Molecules. 2017; 22(10).

2. Erja Rautiainen, Ricardo Pimenta, Maria Ludvig, Carel Pouwels. *Deactivation of ZSM-5 additives in laboratory for realistic testing*. Catalysis Today. 2009; 140(3 - 4): p. 179 - 186.

3. J.Caro, M.Bülow, M.Derewinski, J.Haber, M.Hunger, J.Kärger, H.Pfeifer, W.Storek, B.Zibrowius. *NMR and IR studies of zeolite H-ZSM-5 modified with orthophosphoric acid*. Journal of Catalysis. 1990; 124(2): p. 367 - 375.

4. Gon Seo, Ryong Ryoo. *31P, 27Al, and 129Xe NMR study of phosphorus-impregnated HZSM-5 zeolite catalysts*. Journal of Catalysis. 1990; 124(1): p. 224 - 230.

5. G.Lischke, R.Eckelt, H.-G.Jerschkewitz, B.Parlitz, E.Schreier, W.Storek, B.Zibrowius, G.Öhlmann. *Spectroscopic and physicochemical characterization of P-modified H-ZSM-5*. Journal of Catalysis. 1991; 132(1): p. 229 - 243.

6. Jianqin Zhuang, Ding Ma, Gang Yang, Zhimin Yan, Xiumei Liu, Xianchun Liu, Xiuwen Han, Xinhe Bao, Peng Xie, Zhongmin Liu. *Solid-state MAS NMR studies on the hydrothermal stability of the zeolite catalysts for residual oil selective catalytic cracking*. Journal of catalysis. 2004; 228(1): p. 234 - 242.

7. ZhaoxiaSong, Atsushi Takahashi, Isao Nakamura, Tadahiro Fujitani. *Phosphorus-modified ZSM-5 for conversion of ethanol to propylene*. Applied Catalysis A: General. 2010; 384: p. 201 - 205.

8. T.Blasco, A.Corma, J.Martínez-Triguero. *Hydrothermal stabilization of ZSM-5 catalytic-cracking additives by phosphorus addition*. Journal Catalyst. 2006; 237(2): p. 267 - 277.

9. Jing Yang, Huai Sun. *A theoretical study of hydrothermal stability of P-modified ZSM-5 zeolites*. Science in China Series B: Chemistry. 2009; 52(3): p. 282 - 287.

10. Jian Ding, Teng Xue, Haihong Wu, Mingyuan He. *One-step post-synthesis treatment for preparing hydrothermally stable hierarchically porous ZSM-5*. Chinese Journal of Catalysis. 2017; 38(1): p. 48 - 57.

11. Nazi Rahimi, Ramin Karimzadeh. *Catalytic cracking of hydrocarbons over modified ZSM-5 zeolites to produce light olefins: A review*. Applied Catalysis A: General. 2011; 398(1-2): p. 1 - 17.

12. N.Rahimi, D.Moradi, M.Sheibak, E.Moosavi, R. Karimzadeh. *The influence of modification methods on the catalytic cracking of LPG over lanthanum and phosphorus modified HZSM-5 catalyst*. Microporous and Mesoporous Materials. 2016; 234: p. 215 - 223.

13. Yun Zhao, Jiaxu Liu, Guang Xiong, Hongchen Guo. *Enhancing hydrothermal stability of nano-sized HZSM-5 zeolite by phosphorus modification for olefin catalytic cracking of full-range FCC gasoline*. Chinese Journal of Catalysis. 2017; 38(1): p. 138 - 145.

14. Ying Tang, Baojun Li, Ning Zhang, Songlin Wang, Yiqiang Wen, Peng Jin, Xiangyu Wang. *Growth of ZSM-5 zeolite microparticles from crystal seeds for catalytic hydration of cyclohexene*. CrystEngComm 2012; 14(11): p. 3854 - 3857.

15. Jens Weikamp, Lotha Puppe. *Catalysis and zeolites - Fundamentals and applications*. 1999.

ENHANCING HYDROTHERMAL STABILITY FOR ZSM-5 ZEOLITE BY MODIFYING WITH P4+ SOLUTIONS

Le Phuc Nguyen, Ngo Thuy Phuong, Tran Van Tri, Luong Ngoc Thuy, Dang Thanh Tung
Vietnam Petroleum Institute
Email: phuongnt@vpi.pvn.vn

Summary

In this study, the modification of a ZSM-5 zeolite by phosphorus compounds to enhance hydrothermal stability in fluid catalytic cracking is investigated. Samples with various P loading (P/Al molar ratio from 0.25 to 1) were deactivated via steaming treatment in same condition, characterised through XRD, BET and evaluated in terms of MAT cracking activity. Results showed the effectiveness of modification with P compounds in stabilising ZSM-5 zeolite structure, thereby improving propylene selectivity in FCC. Sample at P/Al =1 gives the best effect on improving hydrothermal stability, the propylene and light olefin yields are highest, while the crystal structure retains the typical peaks of ZSM- 5, the relative crystallinity and the reduction of the micropore surface area in this sample are also the lowest.

Key words: FCC, hydrothermal stability, ZSM-5, modification, phosphorus.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 11 - 2019, trang 48 - 59
ISSN-0866-854X

PHÒNG NGỪA RỦI RO TRONG HỢP ĐỒNG DẦU KHÍ QUA LĂNG KÍNH LÝ THUYẾT KINH TẾ

Phùng Mai Hương
Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
Email: huongpm@pvep.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu một số lý thuyết kinh tế học hiện đại nhằm giải thích các phương thức mà các yếu tố rủi ro và lợi nhuận cũng như động lực đầu tư được cân bằng để hợp đồng dầu khí trở nên chấp nhận được với các bên tham gia, với mong muốn đóng góp thêm hiểu biết về các nội hàm kinh tế trong hợp đồng dầu khí. Qua đó, hợp đồng chia sản phẩm (PSA) được phân tích qua lăng kính của lý thuyết trò chơi, hợp đồng lĩnh canh (sharecropping) và lý thuyết ông chủ - người đại diện để làm nổi bật tính ưu việt của loại hợp đồng này so với các loại hợp đồng khác từ góc độ phòng ngừa và kiểm soát rủi ro. Hệ thống hợp đồng dầu khí của Việt Nam cũng được phản ánh qua góc nhìn này.

Từ khóa: Hợp đồng chia sản phẩm (PSA), thăm dò khai thác dầu khí, rủi ro, hợp đồng lĩnh canh, người nông dân, ông chủ - người đại diện.

1. Giới thiệu

Đối với nhà thầu dầu khí nước ngoài (foreign oil contractor - FOC), hoạt động thăm dò, phát triển và khai thác dầu khí chỉ có thể được thực hiện thông qua một số hình thức hợp đồng được ký với chính phủ hoặc công ty dầu khí quốc gia (national oil company - NOC). Ở các quốc gia với tiềm năng trữ lượng lớn, khai thác nguồn tài nguyên này có xu hướng trở thành hòn đá tảng của nền kinh tế. Do vậy, chính phủ tăng cường tham gia vào ngành dầu khí. Khi đó, mức độ can thiệp của nhà nước tăng lên, khả năng thiết lập các NOC cũng như tỷ lệ ăn chia của chính phủ từ lợi nhuận của các dự án khai thác dầu khí cũng lớn hơn.

Khi thiết kế một chính sách tài khóa, mỗi chính phủ thường hướng đến mục tiêu tối đa hóa doanh thu từ tài nguyên thiên nhiên của quốc gia, đồng thời tạo ra những động cơ đầu tư đủ hấp dẫn đối với nhà đầu tư nước ngoài bằng hệ thống các quy định và hợp đồng để hiện thực hóa mục tiêu đó. Đối với ngành dầu khí, để một dự án thăm dò khai thác vận hành, có nhiều loại hợp đồng khác nhau được sử dụng.

Có thể phân loại các hình thức hợp đồng trong ngành dầu khí thành nhóm chịu rủi ro và nhóm không chịu rủi ro với hầu hết các thỏa thuận rơi vào nhóm chịu rủi ro đối với các bên tham gia. Định dạng hợp đồng và các điều khoản áp dụng có thể thay đổi không chỉ ở tầm các quốc gia mà còn trong phạm vi từng quốc gia, mặt khác nhiều loại hợp đồng có đặc tính trùng lặp. Về hình thức, hợp đồng được chào và các điều khoản áp dụng của hợp đồng có thể chịu sự ràng buộc của một khung pháp lý cụ thể hoặc cũng có thể là đàm phán tự do. Về bản chất, hợp đồng được quyết định bởi các tham số khác nhau của nước chủ nhà, trong số đó có thể kể đến độ trưởng thành của ngành dầu khí, chính sách tài khóa, mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu hoặc xuất khẩu (nước chủ nhà là nước xuất khẩu ròng hay nhập khẩu ròng đối với dầu thô), các khía cạnh địa chất, chi phí và khung luật pháp ngành.

Thực tế cho thấy, trong số các loại hợp đồng trên, hợp đồng bao trùm và được áp dụng rộng rãi nhất là hợp đồng chia sản phẩm (production-sharing agreement - PSA).

PSA trong ngành dầu khí là hình thức tương đương với hợp đồng lĩnh canh (sharecropping) trong nông nghiệp, theo đó người nông dân thuê đất phải chia một phần mùa màng của mình trả cho chủ đất. Tương tự, trong hợp đồng dầu khí, FOC nhận được một phần sản phẩm, tức lợi nhuận, từ chi phí đầu tư và vận hành đã bỏ ra, cũng như từ công việc đã hoàn thành. FOC thường chịu toàn bộ rủi ro chi phí thăm dò và chia sẻ rủi ro doanh thu với nước chủ nhà. Do chi phí chỉ có thể được thu hồi khi dầu bắt đầu được khai thác, PSA có vẻ là một loại hợp đồng nhiều rủi ro đối với FOC do họ không nhận được sản phẩm cận biên của mình. Câu hỏi đặt ra là làm thế nào và tại sao một hình thức hợp đồng như vậy lại được ứng dụng rộng rãi?

Ngày nhận bài: 14/2/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 14/2 - 11/4/2017.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/9/2019.

Bảng 1. *Rủi ro và lợi nhuận của các loại hợp đồng dầu khí cơ bản [1]*

Hợp đồng	FOC	Chính phủ
Tô nhượng	Toàn bộ rủi ro Toàn bộ lợi nhuận	Lợi nhuận chịu tác động của sản lượng và giá
PSA	Rủi ro thăm dò Phân chia lợi nhuận	Phân chia lợi nhuận
Liên doanh	Chia sẻ rủi ro và lợi nhuận	Chia sẻ rủi ro và lợi nhuận
Hợp đồng dịch vụ thuần túy	Không chịu rủi ro	Toàn bộ rủi ro

Trên cơ sở điểm lại và giới thiệu các nghiên cứu của Braverman/Stiglitz (1982), Stiglitz (1989), Singh (1989), Bindemann (1999) và Hart & Holmstrom (2016) [1 - 5], tác giả tìm cách vận dụng một số lý thuyết kinh tế học hiện đại như: lý thuyết hợp đồng (contract theory), lý thuyết trò chơi (game theory), hiệu quả Pareto (Pareto optimal), lý thuyết ông chủ - người đại diện (principal - agent theory) nhằm giải thích các phương thức mà các yếu tố rủi ro và lợi nhuận cũng như động lực đầu tư được điều hòa để hợp đồng dầu khí trở nên chấp nhận được với các bên tham gia. Mục đích là để cung cấp thêm kiến thức về các khía cạnh của hợp đồng dầu khí từ góc nhìn của kinh tế học thể chế và giải thích các cơ chế hợp đồng dầu khí mà các bên tham gia lựa chọn để xử lý các loại rủi ro một cách tối ưu. Trên thực tế, PSA là loại hợp đồng thăm dò và khai thác phổ biến nhất đã phần nào giải thích lợi ích thực tế của loại thỏa thuận này trong các dàn xếp phân chia sản phẩm dầu khí. Ngoài lợi ích kinh tế thu được, mục tiêu chính trị cũng là yếu tố quan trọng quyết định sự tham gia của các bên vào PSA.

2. Vận dụng một số lý thuyết kinh tế trong hợp đồng dầu khí

Dầu khí là ngành có nhiều rủi ro và với mỗi loại hợp đồng dầu khí các bên tham gia sẽ đối mặt với mức độ rủi ro khác nhau. Từ góc độ phòng ngừa rủi ro, các loại hợp đồng dầu khí được thiết kế và sử dụng trong các điều kiện khác nhau để giảm nhẹ các bất ổn có thể xảy ra mà các bên tham gia chưa thể nhìn thấy trước khi đàm phán hợp đồng, hoặc dịch chuyển các loại rủi ro kém chấp nhận được thành rủi ro có thể chấp nhận được, giúp các bên tham gia chủ động tiên liệu được định hướng và kết quả kinh doanh.

Các mối quan hệ rủi ro - hợp đồng này được xử lý như thế nào trong lý thuyết kinh tế học hiện đại? Nội dung dưới đây tìm cách vận dụng một số lý thuyết kinh tế học hiện đại [1 - 5] nhằm giải thích các phương thức mà các yếu tố rủi ro và lợi nhuận cũng như động lực đầu tư được điều hòa để hợp đồng dầu khí trở nên chấp nhận được với các bên tham gia.

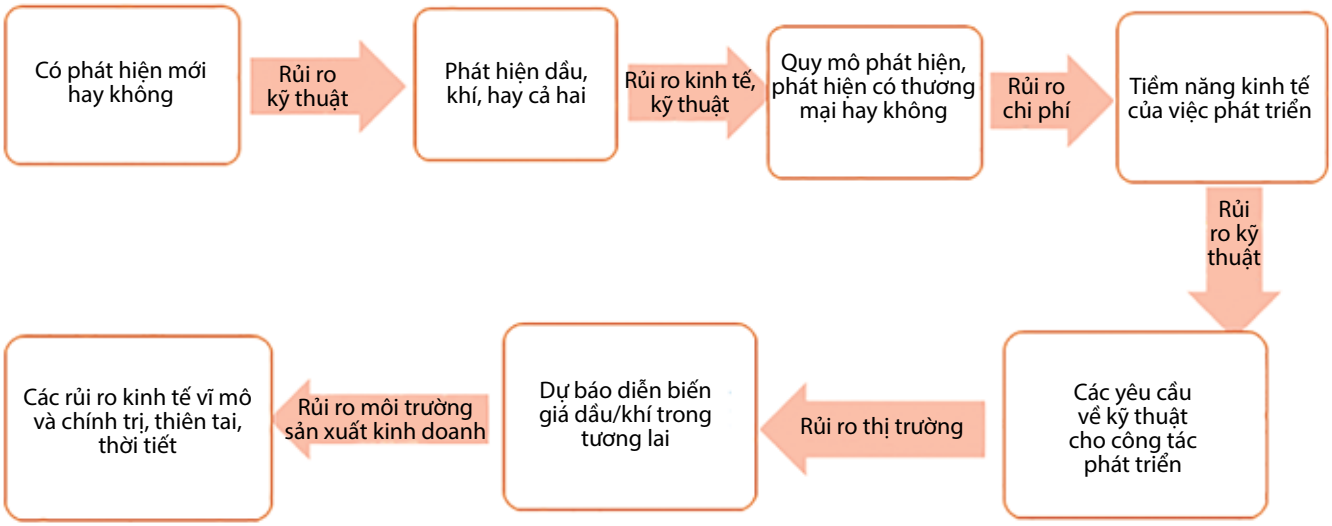
2.1. Hiệu quả Pareto trong lý thuyết trò chơi

Tối ưu Pareto là thuật ngữ đặt theo tên của nhà kinh tế học Vilfredo Pareto. Khái niệm được sử dụng trong các nghiên cứu về hiệu quả kinh tế và phân phối thu nhập và được ứng dụng rộng rãi trong lý thuyết trò chơi. Theo đó, với một nhóm cá nhân và cách phân bổ nguồn lực khác nhau, việc chuyển từ cách phân bổ này sang cách phân bổ khác mà làm ít nhất 1 cá nhân có điều kiện tốt hơn nhưng không làm cho bất kỳ cá nhân khác có điều kiện xấu đi thì được gọi là cải thiện Pareto, hoặc tối ưu hóa Pareto. Khi đạt được cách phân bổ mà không còn cách nào khác để cải thiện thêm, thì cách phân bổ đó được gọi là hiệu quả Pareto hoặc tối ưu Pareto.

Đặc điểm của các dự án thăm dò và phát triển dầu khí là vốn đầu tư lớn, thời gian dài, có sự cách biệt về năng lực chịu rủi ro của các bên tham gia. Bởi vậy, hợp đồng dầu khí thường tiềm ẩn khả năng không ổn định và đến một thời điểm nào đó một trong số các bên ký kết có thể muốn đàm phán lại. Bên cạnh đó, tính bất ổn cố hữu của hợp đồng dầu khí còn có thể khiến một số dự án không thể bước vào giai đoạn phát triển dù có hấp dẫn về kinh tế. Khả năng chia sẻ rủi ro và lợi nhuận trong tương lai thiếu chắc chắn có thể làm cho một hoặc cả hai phía tham gia dự án không muốn đi tiếp trong liên doanh.

Khi một chính phủ hoặc NOC đàm phán hợp đồng dầu khí với FOC, điều trông đợi là vốn, công nghệ hoặc chuyên môn kỹ thuật để đảm bảo đạt được thỏa thuận tốt nhất, tùy điều kiện cụ thể của nước chủ nhà. NOC sẽ cân nhắc một số yếu tố rủi ro và đánh giá các yếu tố đó trong một số kịch bản khác nhau về trữ lượng xác minh, biến động giá dầu, chi phí vận hành và chi phí phát triển mỏ với mục tiêu tối đa hóa doanh thu. Tuy nhiên, trong điều kiện cạnh tranh quốc tế ngày càng cao để thu hút vốn, kỹ thuật và công nghệ sản xuất thì NOC cần phải điều hòa giữa cái được - mất. Ngoài ra, FOC có cùng mục tiêu tối đa hóa doanh thu và có cùng các cân nhắc nêu trên. Dù các bên tham gia hợp đồng có mục đích tương tự, thành công của mỗi bên được quyết định một cách tương đối bởi:

- Vị thế thương lượng;



Hình 1. *Các yếu tố cần phân tích dự báo trong thăm dò, phát triển và khai thác dầu khí*

- Kỹ năng, chiến thuật đàm phán;
- Điều kiện cụ thể của nước chủ nhà [1].

Do vậy, chính phủ nước chủ nhà phải tìm ra hình thức hợp đồng tối ưu, hiệu quả nhất. Trong thực tế, có nhiều cách định nghĩa hiệu quả khác nhau. Áp dụng hiệu quả Pareto, có thể nói hợp đồng đạt được hiệu quả tối ưu là khi không thể cải thiện thêm điều kiện của một bên tham gia mà không làm cho các bên còn lại yếu thế đi. Hợp đồng hiệu quả khi đó là của các bên tham gia không ngang nhau (non-zero sum game: trò chơi có tổng không bằng 0).

Giả sử trong quá trình triển khai, một hợp đồng dầu khí được đàm phán lại thì, như lý thuyết Pareto, việc đàm phán lại phải cải thiện được hiệu quả của các bên tham gia hoặc cải thiện được điều kiện 1 bên đối tác mà không làm cho các bên còn lại xấu đi. Nói cách khác, không bên nào bị thiệt hại thêm so với trước khi đàm phán. Trong trường hợp đó, chính phủ một mặt sẽ tạo ra động lực đầu tư bằng cách đề xuất các điều khoản khuyến khích đầu tư đủ hấp dẫn để FOC ký kết hợp đồng, mặt khác lại phải đảm bảo phía đối tác sẽ không có tất cả lợi ích gia tăng. Do vậy, nội dung khuyến khích đầu tư là đặc trưng của hợp đồng dầu khí. Đặc điểm thứ hai, có liên quan chặt chẽ đến khuyến khích đầu tư, là sự phân bổ các rủi ro sẽ đề cập sau đây.

2.2. Rủi ro và phân bổ rủi ro trong một hợp đồng thăm dò khai thác dầu khí

Quyết định đầu tư và hoạch định chiến lược sản xuất kinh doanh nhìn chung thường được tiến hành trong điều kiện không chắc chắn. Đánh giá rủi ro liên quan đến một dự án và các tính toán giả định để xác định lợi nhuận tiềm năng có đáng để chấp nhận một rủi ro cụ thể nào đó được thực hiện bằng cách tìm ra phân bổ xác suất của các tình huống có thể xảy ra. Ngoài ra, mức độ thiếu chắc chắn trong dự báo cũng có thể ảnh hưởng đến các biến số đầu vào. Tác giả đã tìm cách biểu thị chuỗi các rủi ro có thể gặp phải thông qua các yếu tố chính cần phân tích dự báo trong thăm dò, phát triển và khai thác dầu khí như Hình 1[(1)].

Việc phân bổ các rủi ro trên đóng vai trò quan trọng, quyết định tính hiệu quả của hợp đồng. Như đã đề cập về tối ưu Pareto, việc phân bổ rủi ro phải được các bên tham gia thừa nhận là hiệu quả, tức là thừa nhận phương thức phân bổ các loại rủi ro. Có thể minh họa qua một số rủi ro chính mà hợp đồng dầu khí có thể gặp phải: rủi ro kỹ thuật, rủi ro giá (rủi ro thị trường), rủi ro chi phí và rủi ro (vi phạm) hợp đồng.

2.2.1. Rủi ro kỹ thuật

Là rủi ro kỹ thuật điển hình, rủi ro địa chất được phân tích thông qua phỏng đoán mức độ chắc chắn của các tham số địa chất quyết định việc phát hiện một đối tượng triển vọng. Các tham số này là các biến riêng biệt và không có tham số nào quan trọng hơn các tham số còn lại. Nếu một trong các tham số này có giá trị bằng 0 thì cấu tạo triển vọng sẽ là khô [6]. Chuyên gia địa chất thăm dò có trách nhiệm phân tích các tình huống có thể xảy ra và gán cho mỗi kịch bản thành công/rủi ro một con số xác suất trên tổng xác suất 100% = 1, hay còn gọi là phân bổ rủi ro. Với cùng một đối tượng triển vọng, có thể có các phân tích khác nhau và trong trường hợp này, để quyết định đối tượng thăm dò, cần có sự thống nhất của các bên tham gia.

Nguồn: Tác giả tổng hợp từ [1] và mở rộng

2.2.2. Rủi ro thị trường

Thực tế cho thấy một bên đối tác sẽ ở trong thế dễ tiếp xúc với rủi ro giá hơn bên còn lại[2]. Do vậy, bên chịu rủi ro nhiều hơn không có lợi thế so sánh trong việc chịu rủi ro giá. Lý tưởng nhất là các bên đối tác sẽ tìm ra cách phân bổ rủi ro có tính đến yếu tố này. Quá trình phân bổ rủi ro đương nhiên có tính đến phương thức chia sẻ các khoản lợi nhuận có liên quan đến rủi ro. Một trong những cách giảm nhẹ rủi ro giá là cố gắng dự báo giá dầu trong thời gian hợp đồng có hiệu lực và xác định risk premium[3] [7] mà các bên có thể chấp thuận để quyết định thời điểm thích hợp tiến hành hoạt động thăm dò, phát triển và khai thác, vì một khi dự án bắt đầu, giá dầu sẽ luôn tác động đến mọi quyết định của các bên tham gia hợp đồng.

2.2.3. Rủi ro chi phí

Rủi ro về chi phí có thể xảy ra khi, chẳng hạn, tổng chi phí hoạt động thăm dò chủ yếu phụ thuộc vào các yếu tố như: vị trí của mỏ (ngoài khơi, trên bờ hay trong rừng), khảo sát địa chấn 2D hay 3D, độ sâu của vỉa... Một liên doanh có thể đầu tư rất lớn vào dự án mà sau không thành công vì không có phát hiện thương mại. Do vậy, một dự án thành công phải sinh lời cho bản thân dự án đó và phải tạo ra đủ lợi nhuận để bù đắp các khoản lỗ phát sinh ở các dự án khác trong danh mục đầu tư. Để đảm bảo mục tiêu vĩ mô, chính phủ nước chủ nhà sẽ có quan điểm về việc dự án cần được thực hiện như thế nào, phương thức mà dự án sẽ được quản lý. Tuy nhiên, chính phủ và NOC lại phụ thuộc vào FOC về công nghệ và chuyên môn. Do vậy, cần phải điều hòa giữa phương thức mà chính phủ mong muốn dự án được vận hành và điều kiện đưa ra để khích lệ đối tác đầu tư. Do vậy, chính phủ sẽ cấu trúc hợp đồng sao cho FOC tìm thấy lợi ích trong quản lý điều hành dự án theo cách mà chính phủ đã lựa chọn.

2.2.4. Rủi ro vi phạm hợp đồng

Rủi ro hợp đồng có thể xảy ra trong trường hợp một bên tham gia không hoàn thành nghĩa vụ cam kết dẫn đến thiệt hại cho các bên tham gia. Ví dụ như, nếu FOC giữ quan điểm là có tiềm ẩn khả năng chính phủ nước chủ nhà sẽ vi phạm cam kết trong tương lai[4], sẽ đưa điều khoản đền bù vào hợp đồng hay tìm cách có được tỷ lệ phân chia lợi tức cao hơn từ dự án (hoặc cả hai). Về phía mình, chính phủ nước chủ nhà cũng không bỏ qua khả năng FOC phá vỡ cam kết và do đó sẽ đưa một điều khoản phạt vào hợp đồng. Ngoài ra, trong PSA, chính phủ sở hữu tài nguyên ngay cả khi tài nguyên đã được khai thác và do đó có thể ngăn cản việc xuất khẩu dầu nếu như FOC vi phạm cam kết.

Ở đây có 2 điểm cần cân nhắc. Thứ nhất, bồi thường và phạt là vô nghĩa trừ phi về mặt thể chế các điều khoản này có thể thực thi được trong thực tế. Để ghi nhận điều này, PSA đều quy định cơ quan trọng tài quốc tế nếu như xung đột xảy ra. Thứ hai, cả hai phía đối tác đều có uy tín cần phải giữ gìn. Việc một đối tác vi phạm hợp đồng sẽ được biết đến trong cộng đồng dầu khí. Các FOC sẽ rất do dự trước khi bước vào hợp đồng với một quốc gia là đối tác không đáng tin cậy. Các chính phủ, mặt khác, sẽ lo lắng về rủi ro làm ăn với một doanh nghiệp có tiền sử không hoàn thành dự án hoặc tìm cách đàm phán lại cam kết công việc và các nghĩa vụ khác. Ngoài ra, vi phạm hợp đồng rất có thể khiến cho các liên doanh tương lai khó thu hút được vốn đầu tư.

Thực tế cho thấy trong một thế giới bất ổn như hiện nay thì các nguy cơ khác trong thăm dò khai thác dầu khí còn gồm: nội chiến, khủng bố, khủng hoảng chính trị dẫn đến các hệ lụy về kinh tế và chính sách vĩ mô. Trong khi quyền sở hữu tài nguyên thuộc về nước chủ nhà thì FOC còn phải đối mặt với cả rủi ro thị trường nếu dầu khai thác lên bị khống chế giá hoặc hàng rào xuất khẩu nếu các chính sách mới về thị trường được thiết lập. Ngoài ra, còn phải kể đến các rủi ro về an toàn và môi trường…

2.3. Lý thuyết hợp đồng

Lý thuyết hợp đồng [5] cung cấp công cụ tổng quát để phân tích không chỉ các điều khoản tài chính của hợp đồng, đàm phán thiết kế nên một hợp đồng mà còn gồm việc phân bổ các quyền kiểm soát, quyền sở hữu và quyền quyết định giữa các bên tham gia hợp đồng. Một trong những mục tiêu của lý thuyết là giải thích lý do có nhiều hình thức và thiết kế hợp đồng khác nhau. Lý thuyết hợp đồng không cung cấp câu trả lời cụ thể cho câu hỏi hợp đồng nào là tối ưu, vì hợp đồng tốt nhất thường phụ thuộc vào tình huống và bối cảnh cụ thể. Do vậy, còn có tên là lý thuyết hợp đồng không đầy đủ/hoàn hảo. Tuy nhiên, lý thuyết này đem lại khả năng tư duy về các vấn đề liên

[2]Cụ thể, một công ty dầu khí thường được cấu trúc theo các khâu: thượng nguồn - thăm dò khai thác (E&P) cung cấp một phần dầu khí mà khâu hạ nguồn - Lọc và phân phối sản phẩm dầu (R&D) có nhu cầu (R&D có thể nhập khẩu thêm) và trung nguồn - Khí (NG), xử lý và phân phối tới các hộ tiêu thụ. Một NOC ở quy mô vừa phải và chỉ hoạt động trong khâu E&P rõ ràng sẽ không có cách tiếp cận tổng hợp đối với quản trị rủi ro giá, do quản lý rủi ro về giá được thực hiện chỉ ở một khâu là giá dầu thô bán ra, thiếu đi lợi ích giảm nhẹ rủi ro do không đánh giá được vị trí của mình dưới toàn bộ tác động từ các khâu khác, bao gồm cả thị trường sản phẩm dầu và khí thiên nhiên, đối với rủi ro về giá dầu thô. Một FOC thì lại được hưởng lợi từ điều này và rõ ràng ngưỡng chịu đựng rủi ro của FOC là cao hơn so với NOC. [3]Market Risk Premium - MRP được hiểu là phần chênh lệch kỳ vọng giữa lợi suất danh mục thị trường và lợi suất phi rủi ro. [4]Quốc hữu hóa, thay đổi khung khổ luật pháp ngành, thay đổi chính sách tỷ giá...

Bảng 2. *Mức độ rủi ro trong mỗi loại hợp đồng nông nghiệp và dầu khí[5]*

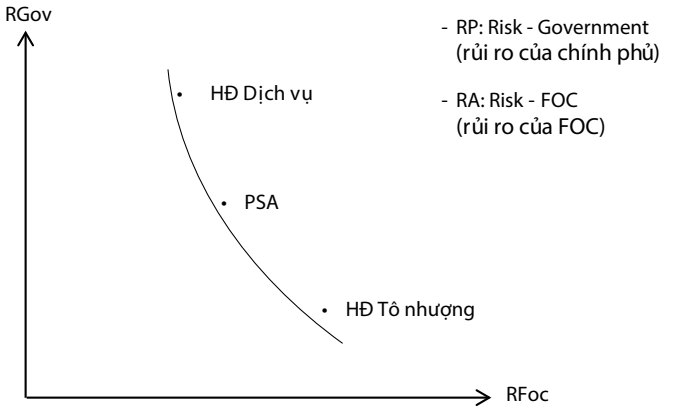
Hợp đồng		Chủ đất/nước chủ nhà	Nông dân/nhà thầu
Nông nghiệp	**Dầu khí**		
Khoán lương	Dịch vụ	Toàn bộ	Không
Thuê đất nộp tô	Tô nhượng	Không	Toàn bộ
Lĩnh canh	Phân chia sản phẩm	Chia sẻ	Chia sẻ

quan đến đàm phán hợp đồng, hiểu được các hợp đồng và các thể chế trong đời sống thực tiễn, cũng như các rủi ro tiềm ẩn khi thiết kế các hợp đồng mới. Lý thuyết hợp đồng được áp dụng cả trong quản trị công và các hoạt động của lĩnh vực tư nhân.

Lý thuyết hợp đồng cho biết hợp đồng về bản chất là không đầy đủ/hoàn hảo. Nếu trong tự nhiên (mưa và nắng), có thể biết trước được rằng ngày mai sẽ có mưa hoặc nắng hoặc kết hợp cả hai. Điều không biết là trạng thái nào trong 3 trạng thái đó sẽ tới. Một hợp đồng dựa trên khả năng xảy ra 3 sự kiện này có thể sẽ đơn giản cụ thể hóa bằng cách quy định nếu "mưa" điều khoản x sẽ được áp dụng, nếu "nắng" điều khoản y được áp dụng… Tuy nhiên, trong thực tế có những sự kiện không xác định được có thể xảy ra. Một số có thể dễ xảy ra hơn và một số có thể được coi là hiển nhiên hơn sự kiện khác. Ví dụ khi một công ty dầu khí đàm phán một hợp đồng tiềm năng ở Iraq, sẽ quan tâm hơn đến khả năng mỏ dầu bị IS tấn công. Bởi vậy cách tốt nhất là thiết kế một hợp đồng tổng thể và cố gắng đưa tất cả sự kiện có thể xảy ra trong tương lai vào xem xét, đồng thời xây dựng điều khoản điều chỉnh các sự kiện không thể nhìn thấy trước.

Để tiện hình dung, có thể tập hợp các mức độ rủi ro tương ứng với từng cặp hợp đồng nông nghiệp và hợp đồng dầu khí có đặc điểm tương đồng như Bảng 2.

Cũng giống như các phái sinh tài chính, hợp đồng dầu khí được cho là có nguồn gốc từ các hợp đồng nông nghiệp trước đây [1]. Có 3 loại hợp đồng chính trong nông nghiệp: canh tác trực tiếp, thuê đất nộp tô cố định và lĩnh canh (sharecropping). Tương đương với các hợp đồng này trong ngành dầu khí là các công ty dầu khí quốc gia không có đối tác nước ngoài và tự điều hành sản xuất các dự án dầu khí ở trong nước, quy trình đấu thầu tại Mỹ [8] và các hợp đồng phân chia sản phẩm. Hình thức liên doanh và tô nhượng đã tạo nên những hình thái hợp đồng pha



Hình 2. *Phân bổ rủi ro trong các loại hợp đồng dầu khí[6]*

trộn mà trong đó hợp đồng tô nhượng gần giống như hình thức thuê đất nộp tô cố định. Hình thức lĩnh canh tạo cơ sở cho một công cụ được sử dụng rộng rãi trong kinh tế công nghiệp: mô hình ông chủ - người đại diện, được đề cập ở mục 2.5.

Hình 2 biểu thị phương thức phân bổ rủi ro cho các bên tham gia ở các hình thức hợp đồng dầu khí khác nhau. Theo đó, PSA có vẻ là phân bổ tối ưu về phương diện điều hòa rủi ro cho các bên tham gia. Do tính chất phổ biến của PSA, loại hợp đồng này sẽ được phân tích trong các nội dung tiếp theo.

2.4. Tính ưu việt của PSA qua lăng kính lý thuyết sharecropping

Mặc dù PSA có lẽ mới chỉ được phổ biến trong ngành dầu khí từ những năm 1960[7] nhưng khái niệm phân chia sản phẩm đã tồn tại từ trước đó rất lâu. Khái niệm này bắt nguồn từ nông nghiệp khi chủ đất cho phép người nông dân được sử dụng đất của mình để đổi lại lấy một phần mùa màng. Các điều khoản thỏa thuận có thể thay đổi dưới nhiều hình thái. Chẳng hạn, chủ đất có thể quy định phương thức và mục đích sử dụng đất; có thể quyết định chịu một phần hoặc toàn bộ chi phí và các chi phí này sau đó được quy ra thành sản phẩm mà chủ đất nhận được. Hợp đồng lĩnh canh bị cho là loại thỏa thuận không hiệu quả đối với người nông dân do nhận được ít hơn sản phẩm cận biên: nếu sản xuất thêm 10 đơn vị họ chỉ có thể nhận được x% của sản phẩm tăng thêm này vì chủ đất đã lấy đi 1-x, và người được lợi là chủ đất.

Có quan điểm khác lại coi hợp đồng lĩnh canh là hiệu quả vì phản ánh những rủi ro tương ứng với hai bên liên quan. Giả sử

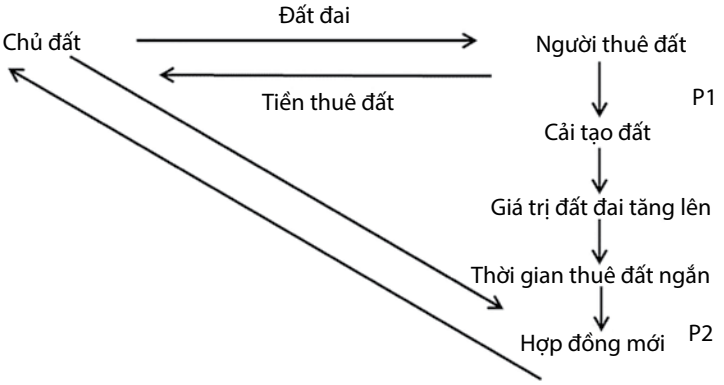
[5]Nguồn: tác giả bài viết tổng hợp. [6]Nguồn: tác giả bài viết phác thảo. [7]Bắt đầu từ Indonesia.

trong trường hợp thời tiết xấu phá hủy mùa màng (force majeur) cả chủ đất và người nông dân đều không nhận được gì. Trong một hợp đồng thuê đất nộp tô, người nông dân sẽ vẫn có nghĩa vụ nộp tô cho chủ đất trong khi hợp đồng lĩnh canh giảm bớt rủi ro cho người nông dân và tăng rủi ro cho chủ đất. Do vậy, sản phẩm được chia cho người chủ đất có thể được xem là đền bù cho rủi ro phải gánh chịu. Theo cùng lập luận đó, nếu hợp đồng được chọn là hợp đồng khoán lương, chủ đất sẽ phải gánh chịu toàn bộ rủi ro do bị đòi trả lương ngay cả khi sản lượng bằng 0.

Hợp đồng lĩnh canh do vậy rõ ràng là hợp đồng kết hợp được 2 yếu tố phân chia rủi ro và động lực đầu tư (như đề cập ở trên, còn có thể hiểu là cơ chế khuyến khích tham gia hợp đồng). Điều này đặc biệt quan trọng khi chi phí giám sát thực thi hợp đồng rất tốn kém. Stiglitz (1989) và Braverman/Stiglitz (1982) đã phân tích 2 hệ quả của loại hợp đồng này [2, 3]. Đồng thời, Singh (1989) cũng thảo luận một số tình huống trong đó các hợp đồng phân chia sản phẩm tỏ ra ưu việt hơn các loại hình khác [4].

2.4.1. Stiglitz (1989) và Braverman/Stiglitz (1982)

Thứ nhất, chủ đất có động cơ chia sẻ các chi phí của liên doanh. Trong trường hợp các hợp đồng nông nghiệp, chủ đất có thể muốn động viên người nông dân sử dụng phân bón để cải thiện sản lượng, nhờ vậy cả 2 bên có thể tăng doanh thu. Hình 3 cho thấy một cách tương tác giữa chủ đất và người nông dân. Chủ đất cho người nông dân mượn đất và người nông dân trả tiền thuê đất. Người nông dân sau đó đầu tư vốn, có thể là lao động hoặc tài chính. Nếu vốn là tài chính, chủ đất có thể tham gia cung cấp vốn bằng cách cho vay hoặc cùng đầu tư với người nông dân. Dù bằng cách nào thì giá trị của mảnh đất cũng có thể tăng lên. Do vậy lợi ích của chủ đất là khiến giai đoạn thuê đất thứ nhất, P1, thật ngắn và thảo ra một hợp đồng cho giai đoạn thuê đất thứ hai, P2, hợp đồng này đảm bảo tiền thuê đất cao hơn do điều kiện thửa đất đã được cải thiện. Nước chủ nhà, trong trường hợp này, có thể bán dữ liệu địa chất đã thu thập được trong giai đoạn 1 cho các nhà đầu tư muốn farm-in hợp đồng. Cũng theo lập luận này, người nông dân sẽ sung túc hơn nếu khai thác mảnh đất tối đa trong giai đoạn 1 để có sự chuẩn bị tốt nhất cho giai đoạn 2.



Hình 3. *Mối quan hệ chủ đất - người nông dân [1]*

Thứ hai, thị trường tín dụng và thị trường đất đai có thể có liên kết với nhau nếu như chủ đất đồng thời cũng là người cho vay vốn. Nếu trong ví dụ trên chi phí được chia sẻ giữa các bên, nghĩa là người nông dân phải đầu tư một mức độ vốn, chủ đất có thể cung cấp nguồn vốn này [2, 3]. Hệ quả là người nông dân mang nợ chủ đất và món nợ có thể sẽ tác động lên cả nỗ lực và cả thái độ của người nông dân đối với rủi ro. Kết quả là chính điều này lại tác động lên lợi tức của chủ đất. Ở đây người nông dân sau một thời gian lao động có thể có một lợi thế do có hiểu biết tốt hơn về tình trạng của mảnh đất và các yếu tố đầu vào cần thiết. Hợp đồng do vậy phải tạo ra được động cơ cho người nông dân có thể sử dụng sự bất đối xứng về thông tin này. Một kịch bản phổ biến đối với các PSA là FOC sau giai đoạn (phase) 1 tìm kiếm thăm dò đã có hiểu biết tốt hơn về điều kiện địa chất của lô hợp đồng và do đó cũng biết sử dụng nguồn lực đầu vào (như: vốn, trang thiết bị và con người) phù hợp và có thể hưởng lợi từ hiểu biết này thông qua hoạt động điều hành sản xuất trực tiếp như chi phí trên giấy tờ cao hơn so với chi phí thực tế hoặc thuê công ty trực thuộc làm dịch vụ….

Một yếu tố khác cần cân nhắc là sự cám dỗ khiến người nông dân chiếm hữu toàn bộ mùa màng và biến mất. Hợp đồng phải đưa được yếu tố khích lệ sao cho mùa màng người nông dân nhận được đủ lớn so với phần được chia của chủ đất, sự sung túc sẽ khiến người nông dân ở lại. Nói đến uy tín, người nông dân có thể bỏ trốn với toàn bộ mùa màng. Tuy nhiên, các chủ đất biết được điều này thì cơ hội để người nông dân đó có được một hợp đồng thuê đất mới và đảm bảo thu nhập tương lai là rất nhỏ. Do vậy, từ quan điểm của chủ đất, động lực đầu tư mà hợp đồng đưa ra phải đủ tốt để ngăn ngừa gian lận và thêm nữa là điều khoản phạt để phòng ngừa các hành động trái chiều. Cuối cùng, điều khoản áp dụng phải có tính thực thi.

2.4.2. Singh (1989)

So sánh phương diện chia sẻ rủi ro các hợp đồng lĩnh canh có ưu việt hơn so với hợp đồng thuê đất nộp tô và hợp đồng khoán lương. Singh (1989) thảo luận một số tình huống, trong đó các

hợp đồng phân chia sản phẩm tỏ ra ưu việt hơn các loại hình khác, thứ nhất là trong các kịch bản kết hợp với các loại hợp đồng khác như (i) một hợp đồng thuê đất nộp tô, một hợp đồng lĩnh canh, một hợp đồng khoán lương và (ii) một hợp đồng thuê đất nộp tô với một phần đất cho thuê lại. Với điều kiện các tham số được lựa chọn kỹ càng, ở đây hợp đồng lĩnh canh có thể đem lại cơ chế chia sẻ rủi ro tối ưu.

Điểm tiếp theo liên quan đến các yếu tố đầu vào phi thương mại[8]. Trong trường hợp không tồn tại một thị trường cho các yếu tố đầu vào phi thương mại và quyền lựa chọn chỉ gồm hợp đồng thuê đất nộp tô hoặc hợp đồng khoán lương, một số nông dân thuê đất tiềm năng có thể chỉ sẵn lòng nhận hợp đồng khoán lương (như đã giải thích bên trên, để chuyển toàn bộ rủi ro cho chủ đất). Nếu chủ đất đề nghị thêm các hợp đồng phân chia sản phẩm, người nông dân có thể chấp nhận. Lúc này có thể sử dụng các kỹ năng mà không phải lo ngại các rủi ro mà một hợp đồng thuê đất nộp tô mang lại. Rõ ràng, lợi thế của chủ đất là ông ta có thể chia sẻ rủi ro với người nông dân.

Điểm thứ 3 khiến hợp đồng lĩnh canh ưu việt hơn các hình thức hợp đồng khác là vấn đề thị trường lao động không hoàn hảo. Nếu lượng công sức lao động đầu vào không rõ ràng, hợp đồng khoán lương không tạo ra được động cơ nỗ lực làm việc do làm việc với công suất nào thì đồng lương cũng như nhau. Do vậy, có ý kiến cho rằng hợp đồng lĩnh canh là một cách đáp lại vấn đề thiếu chắc chắn và không đối xứng về thông tin[9] và thể hiện sự thất bại của thị trường ở các phân khúc thị trường lao động, bảo hiểm, tín dụng và vốn[10].

Các yếu tố chính khi thiết kế một hợp đồng phân chia sản phẩm

Vấn đề sàng lọc nảy sinh từ thực tế chủ đất không thể tường tận các phẩm chất cụ thể của một người thuê đất tiềm năng, vốn có khả năng ảnh hưởng đến năng suất (chẳng hạn khả năng kinh doanh, kiến thức về thầu khoán...). Bằng cách đưa ra các loại hợp đồng khác nhau, chủ đất sẽ thu hút được đúng kiểu người thuê đất cho mỗi hợp đồng. Người thuê đất sẽ lựa chọn hợp đồng theo khả năng, và chính điều này lại cho chủ đất một cơ chế sàng lọc. Mô hình sàng lọc do vậy giải thích sự tồn tại cùng lúc của nhiều loại hợp đồng khác nhau. Điều này cũng phù hợp với quan sát rằng hợp đồng lĩnh canh thường đem lại năng suất thấp hơn hợp đồng thuê đất nộp tô [4]. Sự phân nhánh thể hiện ở chỗ người thuê đất năng lực thấp sẽ chọn hợp đồng lĩnh canh và người thuê đất có năng lực cao hơn chọn hình thức thuê đất nộp tô. Ngoài ra, Singh (1989) xây dựng giả thuyết thang nông nghiệp, theo đó sự tích lũy vốn vật chất và con người khiến người nông dân dịch chuyển từ hợp đồng khoán lương sang hợp đồng phân chia sản phẩm đến hợp đồng thuê đất nộp tô và cuối cùng là sở hữu đất đai. Trong môi trường dầu khí, điều này được phản ánh ở phân khúc tổ chức công việc: từ làm thuê cho các FOC đến thành lập NOC, điều hành chung và sau đó là tự điều hành các lô hợp đồng.

Vấn đề động lực đầu tư và phân chia sản phẩm dựa trên lập luận rằng hợp đồng lĩnh canh dẫn đến đầu vào lao động không hiệu quả vì người nông dân chỉ nhận được một phần sản phẩm cận biên. Đầu vào lao động không có nghĩa là số giờ công (có thể định lượng được và do vậy có thể đưa vào thỏa thuận để thực hiện) mà chiếu đến mức độ sức lực mà người nông dân chọn lựa. Có thể xác định 3 cách tiếp cận cơ bản với vấn đề này, tất cả đều xuất phát từ giả định là không thể đo đếm được công sức bỏ ra.

(i) Trước hết, nếu người nông dân ngại rủi ro và thị trường bảo hiểm không tồn tại, chủ đất sẽ cung cấp cả đất đai và bảo hiểm. Do vậy, chủ đất sẽ tìm đến một hợp đồng có thể điều hòa tối đa giữa bảo hiểm các loại rủi ro và động lực đầu tư. Đây chính xác là chức năng mà một hợp đồng chia sản phẩm đảm bảo được;

(ii) Cách tiếp cận thứ hai đề cập đến 2 mặt của động lực đầu tư, đó là khi cả chủ đất và người nông dân đều cung cấp lao động. Giả sử chủ đất có khả năng quản lý tốt hơn do có ưu thế tiếp cận với thông tin, thị trường và các loại thể chế và người nông dân thì giám sát lao động tốt hơn. Một hợp đồng phân chia sản phẩm cho mỗi bên cơ hội để chuyên môn hóa mặt mạnh của mình (hợp đồng khoán lương sẽ gán trách nhiệm quản lý và giám sát cho chủ đất trong khi hợp đồng thuê đất nộp tô sẽ đòi hỏi người nông dân vừa quản lý vừa giám sát công việc). Tuy nhiên, có một vài điểm cần thận trọng gắn với quan sát

[8]Chẳng hạn như khả năng quản lý/giám sát hoặc sức cày/kéo từ gia súc (Singh, 1989). Cũng có thể hiểu là kỹ năng, trình độ, kinh nghiệm và thái độ làm việc của người lao động trong môi trường làm việc hiện đại. [9]Information asymmetry, một khái niệm trong kinh tế học hiện đại Keynes là trạng thái bất cân bằng trong cơ cấu thông tin - giữa các chủ thể giao dịch có mức độ nắm giữ thông tin không ngang nhau. Đây là một nhân tố gây ra sự không hoàn hảo của thị trường, trong đó phía bị che đậy thông tin sẽ có lựa chọn không đúng ý, còn phía có nhiều thông tin có thể tạo ra rủi ro đạo đức do che đậy hành vi của mình.

[10]Stiglitz (1989) có lập luận mới rằng "trái ngược với quan điểm chỉ trích hợp đồng lĩnh canh là không hiệu quả vì nó làm thui chột động lực đầu tư, hợp đồng lĩnh canh là đáng mong muốn vì làm tăng động lực đầu tư."

này. Nếu như đầu vào về quản lý giám sát của chủ đất cao, lợi tức dự kiến từ hợp đồng lại thấp thì chủ đất sẽ muốn một hợp đồng thuê đất nộp tô hơn. Nếu cả 2 yếu tố đầu vào đều thấp thì hợp đồng chia sản phẩm là lựa chọn được ưa thích hơn. Điểm tiên tiến của cách tiếp cận này là tính đến sự tham gia tích cực của chủ đất, khi chủ đất và người nông dân đều cung cấp các yếu tố sản xuất sẵn có. Bởi vậy, hợp đồng khoán lương hay nộp tô có thể không phải là tối ưu, do vậy cần xem xét thêm về sự tồn tại của hợp đồng phân chia sản phẩm.

(iii) Mô hình thứ 3 đặt trong bối cảnh người nông dân có hạn chế về tài sản hoặc thu nhập. Thu nhập của người nông dân không thể bị âm và trong tình thế này hợp đồng nộp tô bị loại bỏ. Khi đó sự lựa chọn chỉ còn hợp đồng khoán lương hoặc hợp đồng chia sản phẩm. Ngoài ra, nếu mục tiêu của chủ đất chỉ là có lợi tức dù ít hay nhiều, tức là một giải pháp an toàn 100%, chứ không phải tối đa hóa lợi ích, thì việc sử dụng hợp đồng phân chia sản phẩm với tỷ lệ 50/50 là hợp đồng tối ưu. Mặt khác có thể lập luận rằng hạn chế về tài sản có nghĩa là người thuê đất sung túc sẽ lựa chọn hợp đồng nộp tô và người thuê đất ít khá giả hơn thì tham gia vào hợp đồng phân chia sản phẩm. Một người thuê đất nghèo khó có thể thích hợp đồng khoán lương hơn. Chủ đất, tuy nhiên, sẽ phản đối hợp đồng khoán lương nếu tin rằng người thuê đất sẽ vi phạm hợp đồng. Trong trường hợp đó, một lần nữa, một hợp đồng phân chia sản phẩm sẽ được ưa thích hơn so với các loại hợp đồng khác.

Như vậy, các phân tích trên cho thấy hợp đồng lĩnh canh vận hành thế nào và trong hoàn cảnh nào thì được chuộng hơn hợp đồng khoán lương và hợp đồng nộp tô. Điều còn phải giải thích là trong một số hợp đồng phân chia sản phẩm chủ đất chia sẻ chi phí đầu vào. Trực giác lập luận rằng không chỉ người nông dân mà cả chủ đất cũng những hạn chế về tài sản và không thể đề nghị hợp đồng khoán lương. Đồng thời, việc chia sẻ chi phí cho phép chủ đất có cơ hội giám sát người nông dân, vốn nhận thức rằng đang bị giám sát và có thể sẽ chịu khó lao động hơn. Vấn đề là người lao động lựa chọn mức độ đầu tư công sức để tối đa hóa sản phẩm cho cả mình và chủ đất? Vấn đề này sẽ được xem xét trong phần tiếp theo, tại đó mô hình phân chia sản phẩm được mở rộng thành một hình thức đơn giản của lý thuyết người ủy thác - người nhận thác, vốn vẫn được xem là bước tiến hiện đại của hợp đồng phân chia sản phẩm. Như Stiglitz (1989) chỉ ra, "mô hình lĩnh canh là hình mẫu cơ bản cho một lớp rộng hơn các mối quan hệ gọi là mối quan hệ ông chủ - người đại diện".

2.5. Lý thuyết ông chủ - người đại diện

Lý thuyết ông chủ - người đại diện đề cập đến hành động của một ông chủ (chủ đất), người sở hữu tài sản đất đai và một người đại diện (nông dân), người lao động trên tài sản đó và/hoặc đưa ra những quyết định sẽ ảnh hưởng đến giá trị của tài sản. Lý thuyết này tập trung vào thiết kế hợp đồng tối ưu giữa 2 bên tham gia và có thể có tới hơn một người đại diện. Áp dụng lý thuyết này đối với PSA có nghĩa là nhà nước hoặc NOC là ông chủ và FOC là người đại diện. Nếu như FOC là một tổ hợp nhà thầu thì có thể xem đây như là một bài toán ông chủ - người đại diện với nhiều người đại diện.

Ngoài tính không hoàn hảo của hợp đồng, cần xem xét cơ chế kiểm soát giữa 2 bên tham gia hợp đồng là ông chủ và người đại diện. Ông chủ sẽ muốn thiết kế một hợp đồng sao cho lợi ích sẽ gia tăng cao bởi người đại diện, bất chấp thực tế là lợi ích của người nông dân có thể không trùng với lợi ích của ông chủ. Bởi vậy, ông chủ cần phải tạo ra động lực để đưa người đại diện đến chỗ hành động vì lợi ích của ông chủ. Đồng thời, ông chủ phải xây dựng một hệ thống giám sát cho phép có thể đo lường được hoạt động của người đại diện và để tránh được rủi ro đạo đức[11]. Nói cách khác, ông chủ muốn thiết lập cơ chế khiến cho người đại diện làm việc với tối đa công sức nhằm đem lại được thu hoạch cao nhất và điều này sẽ đem lại lợi nhuận tối đa.

Người đại diện có thể là một nhóm, chẳng hạn như một tổ hợp nhà thầu gồm nhiều FOC trong một hợp đồng dầu khí, khiến cho việc kiểm soát rủi ro đạo đức khó khăn hơn bởi vì rất khó tìm ra nguồn gốc của việc trốn tránh lao động. Một cách để kiểm soát rủi ro đạo đức là ông chủ trả cho người đại diện một khoản lương và thưởng trên cơ sở mức độ hoàn thành công việc. Càng làm việc tốt, lương thưởng của người đại diện càng cao. Tuy nhiên, nếu có nhiều người đại diện, mỗi người có thể có mức độ hưởng thụ khác nhau. Có nghĩa là có người có thể chấp nhận mức thu nhập thấp hơn nếu điều đó cho phép lao động đỡ vất vả hơn và được nghỉ ngơi nhiều hơn. Trong một dự án dầu khí, một bên nhà thầu có thể không muốn tiếp tục công việc khi phải đối mặt với thách thức về kỹ thuật hoặc gặp phải rủi ro lợi nhuận do giá dầu giảm trong khi chi phí đầu tư giữ ở mức cao thì rủi ro đạo đức có thể xảy ra trừ phi có

[11] *Ngoài khuôn khổ hợp đồng dầu khí, ở góc độ áp dụng của mô hình này trong nội bộ PVEP, có thể để cập đến hệ thống KPI và giao việc/báo cáo Trưởng đại diện các Hợp đồng Dầu khí của Tổng công ty (người đại diện) từ/đến Tổng giám đốc (ông chủ).*

sức ép của cả tổ hợp nhà thầu và/hoặc tính liên kết nội bộ khiến điều đó là không thể chấp nhận đối với mỗi nhà thầu.

Một cách khác để ngăn chặn rủi ro đạo đức là ông chủ xây dựng cơ chế cho phép giám sát mức độ hoàn thành công việc của người đại diện. Đồng thời, kết hợp với tình huống thứ nhất là khả năng hợp đồng tạo ra động lực khuyến khích mà theo đó lợi nhuận của người đại diện chỉ dựa trên kết quả làm việc của mỗi cá nhân. Có thể hình dung ra một cơ chế mà trong đó người đại diện phải trả cho ông chủ một khoản cụ thể trong trường hợp không/chưa đạt được mục tiêu (chẳng hạn như cam kết tài chính và đền bù trong trường hợp không hoàn thành cam kết công việc theo hợp đồng dầu khí). Giải pháp hiển nhiên nhất đối với vấn đề ông chủ - người đại diện rõ ràng là ông chủ trở thành người đại diện của chính mình, chẳng hạn như NOC tự đứng ra điều hành các lô hợp đồng thay vì ký hợp đồng với FOC.

2.6. Vận dụng mô hình ông chủ - người đại diện đối với PSA

Để vận dụng mô hình ông chủ - người đại diện, cần bắt đầu với một trường hợp đơn giản trong đó chỉ có một ông chủ và một người đại diện. Ông chủ (chủ đất) là một quốc gia sở hữu dầu và người đại diện (người nông dân) là FOC sẵn lòng cung cấp tài chính và chuyên môn để thăm dò, phát triển và khai thác tài nguyên. Nhà nước phải đề nghị các điều khoản hợp đồng đủ hấp dẫn để FOC đi đến thỏa thuận. Nói cách khác, nhà nước cần phải biết giới hạn lợi ích của FOC và lợi ích đó ít nhất phải trùng với những gì nhà nước muốn. Ở đây giới hạn lợi ích chính là tỷ lệ hoàn vốn (IRR - Internal Rate of Return) mà FOC kỳ vọng đặt trong tương quan với một dự án so sánh nào đó. Đồng thời nhà nước cũng phải xử lý vấn đề hạn chế ưu đãi đầu tư vì FOC vẫn muốn đảm bảo là sẽ nhận được doanh thu tối đa từ liên doanh. Bởi vậy lợi ích từ lao động chăm chỉ (1. Hoàn thành cam kết hợp đồng) phải lớn hơn lợi ích có được từ trốn việc (2. Đốt cháy giai đoạn). Điều này có hàm ý là lợi nhuận trong trường hợp (1) phải lớn hơn trong trường hợp (2).

Ông chủ phải trả cho người đại diện x đơn vị cao hơn so với lợi ích hạn chế của người đại diện để hợp đồng trở thành tối ưu. Trên thực tế, nhà nước sẽ so sánh giữa hợp đồng của họ với hợp đồng mà các quốc gia khác đưa ra và bổ sung một vài cải tiến vào các hợp đồng đó. Điều này hiển nhiên là chỉ áp dụng trong điều kiện ceteris paribus (các yếu tố khác không thay đổi). Nếu, chẳng hạn, đặc điểm địa chất hoặc quy mô của trữ lượng là có triển vọng, nhà nước vẫn có thể thu hút FOC ngay cả với một hợp đồng tương đối kém hấp dẫn.

Giai đoạn tìm kiếm thăm dò:

PSA được ký kết trước khi FOC có cơ hội thăm dò mỏ dầu được đề xuất, do vậy sẽ đối mặt các rủi ro trong giai đoạn thăm dò như không có phát hiện, phát hiện không thương mại, và chi phí tăng. Đây là giai đoạn có mức độ rủi ro cao nhất.

Chi phí tăng có thể xuất phát từ các nguyên nhân như các đặc tính chưa biết trước của vỉa chứa đòi hỏi sử dụng công nghệ đắt tiền hoặc cần phải kéo dài giai đoạn tìm kiếm thăm dò ban đầu. Điều này có hiệu ứng dây chuyền. Giai đoạn thăm dò càng kéo dài thì giai đoạn phát triển khai thác càng bắt đầu muộn và chi phí chỉ bắt đầu được thu hồi khi dầu được khai thác. Tình hình tài chính vĩ mô có thể thay đổi khiến cho việc thu xếp vốn trở nên tốn kém. Về phía nhà nước, không có rủi ro tài chính trực tiếp nào trong giai đoạn này. Tuy nhiên, nhà nước phải giám sát FOC tuân thủ các cam kết công việc quy định tại hợp đồng (khối lượng tài liệu địa chấn, số giếng phải khoan, độ sâu, công nghệ…).

Mối quan hệ ông chủ - người đại diện cho thấy trong điều kiện ổn định, nỗ lực làm việc có thể quan sát/định lượng được thông qua sản lượng và bởi vậy không đòi hỏi hình thức giám sát đặc biệt nào. Trong điều kiện bất ổn, nỗ lực làm việc cũng có thể quan sát được thông qua thù lao tăng thêm của người đại diện. Là một bên đối tác của một PSA, FOC chỉ có thể lấy lại được chi phí thăm dò nếu dầu được khai thác, nhìn chung có thể giả định là FOC không có động cơ kéo dài giai đoạn thăm dò hoặc sử dụng các phương tiện không đáp ứng yêu cầu kỹ thuật trong quá trình thi công. FOC chịu toàn bộ rủi ro chi phí thăm dò[12], nên sẽ tìm cách đảm bảo các điều khoản hợp đồng đem lại đủ lợi nhuận trong giai đoạn phát triển khai thác.

Giai đoạn phát triển khai thác:

Khác với các bất ổn về thăm dò, rủi ro trong giai đoạn phát triển được chia sẻ bởi FOC và chính phủ nước chủ nhà hoặc NOC. Điểm khác biệt là mức độ bất ổn có thể ảnh hưởng tới các đối tác, thay vì ảnh hưởng chỉ riêng nhà điều hành như trong giai đoạn tìm kiếm thăm dò (do nước

[12] *Bindemann (1999): Có hai ngoại lệ. FOC và NOC có thể cùng tham gia một liên doanh trong đó chi phí được chia sẻ theo phần vốn mỗi bên có trong liên doanh đó. Cách khác là, NOC có thể lựa chọn tham gia vào giai đoạn thăm dò thay vì giai đoạn phát triển. Trường hợp thứ hai hiếm khi xảy ra, trường hợp đầu ngày càng trở nên phổ biến đặc biệt ở các nước Liên Xô cũ và ngay cả ở Việt Nam.*

chủ nhà chưa tham gia vào giai đoạn này). Ngoài các rủi ro chi phí tăng và doanh thu giảm, dự án phát triển khai thác còn có các rủi ro phát triển (tiến độ, công suất thiết bị…), rủi ro khai thác (sản lượng, thiết bị vận hành…), rủi ro an toàn môi trường…

- Chi phí tăng: Giả sử NOC không lựa chọn phương án tham gia vào giai đoạn phát triển khai thác, chi phí tăng thêm sẽ do FOC chịu phần lớn nhưng không phải toàn bộ, và giới hạn thu hồi chi phí là 50%. Chi phí tăng thêm có nghĩa là FOC cần thêm thời gian để lấy lại chi phí. Thời gian lấy lại dầu thu hồi chi phí tối đa càng dài, FOC và chính phủ càng phải đợi lâu để hiện thực hóa lợi nhuận. Định nghĩa lợi nhuận là chênh lệch giữa tổng doanh thu và tổng chi phí $\pi = TR - TC$, vì vậy có thể nói tác động của chi phí đối với lợi nhuận của FOC lớn hơn rất nhiều so với lợi nhuận của chính phủ.

- Doanh thu giảm: Trong khi doanh thu của chính phủ có thể đến từ thuế tài nguyên, phần dầu lãi được chia, các khoản thuế, hoa hồng, phí hải quan, trần giá và DMOs[13], doanh thu của FOC đến từ các nguồn dầu thu hồi chi phí và phần dầu lãi được chia và thường là tích số của giá và sản lượng, $\pi = PY$. Về đại số điều này có nghĩa là nếu giá và/hoặc sản lượng tăng thì doanh thu cũng tăng theo. Tuy nhiên, với giá dầu lao dốc từ Quý IV/2014 trở lại đây thì trong nhiều trường hợp, nếu giá dầu giảm thì tăng sản lượng không chắc đã là lời giải, khi Việt Nam hoàn toàn phụ thuộc vào rủi ro giá do giá dầu bị chi phối bởi các ông lớn trên thị trường. Bởi vậy, để mô hình ông chủ - người đại diện vận hành được thì các điều khoản khuyến khích tham gia hợp đồng hoặc lợi nhuận đề xuất với người đại diện - FOC phải cân nhắc đến tất cả các yếu tố đã trao đổi trên đây và cân bằng theo một phương thức sao cho FOC đầu tư tối đa công sức đồng thời đảm bảo chính phủ cũng nhận được đủ phần của mình.

Trở lại những trao đổi lý thuyết mô hình ông chủ - người đại diện ở phần trước với sự tương thích của mô hình này với PSA. Người đại diện có lợi ích giới hạn và lợi ích giới hạn đó cho biết tỷ suất lợi nhuận có thể có được từ một khoản đầu tư thay thế. Do đó, để có thể đi đến thỏa thuận, ông chủ phải đền bù cho người đại diện một đơn vị x lợi nhuận cao hơn lợi ích giới hạn đó. Một số rủi ro tồn tại ở bất kỳ dạng hợp đồng nào trong khi các rủi ro khác thì tùy thuộc vào từng PSA. Thái độ và phản ứng đối với rủi ro cũng có nhiều khác biệt tùy theo quy mô công ty. FOC càng lớn và điều này đặc biệt đúng đối với các tập đoàn đa quốc gia, thì càng có ít cơ sở để nghĩ rằng họ ngại rủi ro. Các công ty này có danh mục đầu tư rất đa dạng cho phép có thể cân đối những khoản lỗ của một liên doanh từ các liên doanh thành công khác. Mức độ lo ngại rủi ro của chính phủ phụ thuộc vào một vài yếu tố như: độ phụ thuộc vào doanh thu từ dầu khí, trữ lượng dầu khí, vị trí trên bảng xếp hạng của các công ty dầu khí... Bởi vậy, nếu như một trong số các đối tác cần một điều khoản đền bù để vượt qua nỗi sợ rủi ro thì có lẽ đó là chính phủ hoặc NOC chứ không phải FOC.

Một số tình huống mở rộng vận dụng mô hình ông chủ - người đại diện:

Khi xem xét một tình huống với một ông chủ - chính phủ và một người đại diện - FOC còn NOC được xem là một bộ phận trong chính phủ. Trong thực tế có thể có các minh họa khác đối với PSA, trong đó chính phủ, FOC, NOC có thể có các vai trò khác nhau trong mô hình ông chủ - người đại diện. NOC được bổ sung như một mắt xích trong mô hình đó.

Stiglitz (2007) và Marcel (2016) đề cập đến một số lý do thiết lập NOCs và mối tương tác của các công ty này với cả chính phủ và FOC [9, 10]. Theo đó, NOC được tạo ra để đối trọng với ảnh hưởng của các công ty dầu khí lớn/siêu lớn (Oil Majors). Các Oil Major được coi là luôn tìm cách tối đa hóa lợi ích của họ và do đó thường hành động gây thiệt hại cho túi tiền của chính phủ nước chủ nhà. Tuy nhiên, mục đích của việc thành lập các NOC vượt lên trên cả việc làm dịu đi tác động của FOC. Thành lập một NOC được xem là cách để tích lũy nguồn nhân lực, kinh nghiệm và chuyên môn, và điều này sẽ cải thiện vị thế thương lượng của quốc gia trong các đàm phán tương lai. Thành lập NOC còn là cách để nước chủ nhà khẳng định chủ quyền quốc gia đối với tài nguyên thiên nhiên đồng thời tham gia một cách chính thức vào hoạt động của ngành dầu khí vốn trước đó chủ yếu là sân chơi của FOC.

Hơn nữa, trong trường hợp có xung đột lợi ích, FOC sẽ phải đối diện với NOC. Chính phủ do vậy sẽ có thể hiện diện một cách chính thức với nhãn quan rộng mở và bao quát, quyền năng điều chỉnh mối quan hệ giữa các bên tham gia hợp đồng dầu khí và đồng thời bảo vệ vị thế của mình đối với các chính phủ nước ngoài. Một NOC đủ kinh nghiệm có thể trở thành một đối tác bình đẳng với FOC hoặc thậm chí liên doanh ra nước ngoài vì lợi ích của chính mình. Đương nhiên, điểm mấu chốt là mối quan hệ giữa

[13] *Domestic Market Obligations: Các nghĩa vụ đối với thị trường trong nước, còn gọi là DMOs. Luật khoáng sản của Indonesia quy định nhà thầu nước ngoài phải đảm bảo nhu cầu trong nước thông qua các hạn chế khai thác và xuất khẩu.*

NOC và chính phủ và có nhiều khả năng xảy ra với mối quan hệ này [11]. NOC có thể hoàn toàn độc lập với chính phủ và trực tiếp điều hành hoạt động như bất kỳ công ty dầu khí nào. Ở phía bên kia của lăng kính, NOC có thể chỉ đơn giản là một bộ phận trong bộ máy chính phủ và khi đó trở thành một ông chủ ủy thác hoạt động thăm dò khai thác dầu khí đến các FOC. Trong một bối cảnh rộng hơn, chính phủ lại là người đại diện của nhân dân - ông chủ và là đối tượng hành động vì lợi ích của toàn xã hội để quản lý nguồn tài nguyên của quốc gia [9].

Các vấn đề ông chủ - người đại diện nhiều cấp độ này nêu bật thêm sự phức tạp. Càng nhiều người chơi tham gia vào một hoạt động thì nhu cầu giám sát càng lớn. Chẳng hạn, FOC và NOC có thể thông đồng và gian lận thuế. Chính phủ có thể đưa ra một cơ chế kiểm soát bằng cách, ví dụ như, chỉ định một thành viên nội các làm chủ tịch NOC. Điều này sẽ dẫn tới các cơ hội cho rủi ro đạo đức nảy sinh do thông tin không hoàn hảo và phát sinh nhu cầu chú trọng vào thông tin minh bạch, hoặc tăng cường công khai thông tin nhằm kiểm soát tham nhũng. Tuy nhiên, những vấn đề này thuộc về phạm trù rộng lớn hơn PSA và do vậy sẽ không được mở rộng thêm.

3. Hệ thống hợp đồng dầu khí của Việt Nam [12]

Loại thỏa thuận dầu khí đầu tiên được áp dụng ở Việt Nam là hệ thống hợp đồng tô nhượng. FOC được nước chủ nhà chấp thuận cho hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí ở một số khu vực với điều kiện công ty đó phải trả cho nhà nước các khoản thuế bắt buộc theo tỷ lệ cố định. Ở giai đoạn đầu của hoạt động thăm dò dầu khí ngoài khơi phía Nam đất nước, chính quyền Sài Gòn đã cho phép các công ty dầu khí như Pecten, Mobil, Esso và Marathon vào tiến hành hoạt động dầu khí trên cơ sở các hợp đồng tô nhượng.

Sau khi Petrovietnam được thành lập năm 1975, để công nhận những tiến bộ của hệ thống hợp đồng phân chia sản phẩm, loại hình này đã được lựa chọn là khung khổ cơ bản cho các hợp đồng dầu khí. Lợi ích của hệ thống hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (Production-Sharing Contracts - PSCs) so với hệ thống hợp đồng tô nhượng, trong điều kiện của Việt Nam, là độ linh hoạt cho phép công ty dầu khí thỏa thuận với chính phủ ở nhiều nội dung, đặc biệt là tài chính. Sự linh hoạt này cho phép áp dụng cơ chế mở cho nhiều khu vực với điều kiện địa lý và kinh tế khác nhau trên nguyên tắc đảm bảo quyền lợi của nhà đầu tư trong suốt quá trình vận hành dự án.

Kể từ khi PSC đầu tiên được ký kết với Deminex (Lô 15), Agip (các Lô 04, 12) và Bow Valley (các Lô 28, 29) trong giai đoạn 1978 - 1979, hình thức hợp đồng chia sản phẩm đã liên tục tiến triển với mục đích chính là khích lệ đầu tư nước ngoài, đảm bảo cân bằng giữa doanh thu của nhà nước và lợi ích của nhà thầu, đồng thời củng cố vai trò quản lý của nhà nước đối với hoạt động dầu khí. Luật Đầu tư (1987, 2015), Luật Dầu khí (1993, 2000 và 2008) và hệ thống văn bản và quy định pháp luật chuyên ngành đã đóng vai trò quan trọng trong việc thu hút đầu tư nước ngoài vào ngành dầu khí, đẩy nhanh nhịp độ thăm dò và tăng sản lượng khai thác. Hệ thống PSCs của Việt Nam gồm một số điều khoản được phát triển từ các hệ thống tương tự để tăng cường tính đồng bộ với chính sách linh hoạt của nhà nước Việt Nam, đồng thời phù hợp với tập quán quốc tế. PVEP hiện có các dự án dưới hình thức PSC ở Việt Nam, Uzbekistan, Maylaysia (PM 304)…

Từ 1998, Chính phủ đã xây dựng một hình thức đầu tư tương tự với hợp đồng liên doanh áp dụng cho ngành dầu khí, gọi là Thỏa thuận điều hành chung (JOA). Về bản chất JOA là loại hình mở rộng của PSC thông thường, được áp dụng cho những dự án triển vọng nhất từ 1998 trên cơ sở nhà thầu nước ngoài chịu toàn bộ chi phí và rủi ro trong giai đoạn thăm dò. Các công ty điều hành chung (JOC) là một pháp nhân Việt Nam hoạt động đơn lẻ với vai trò người đại diện cho các bên nhà thầu. Điểm khác biệt chính là Petrovietnam có quyền lợi tham gia cao hơn so với các PSC, thường từ 30 - 50% và quyền được chỉ định nhân sự vào JOC ngay từ khi thành lập. Hiện tại PVEP có 7 liên doanh thuộc hình thức này.

Nhìn từ các lý thuyết trên, Petrovietnam - NOC là công ty dầu khí quốc gia; còn Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), với vai trò là người đại diện của NOC trong khu vực thượng nguồn, đã thực hiện tốt vai trò ở trong nước và từng bước vươn ra nước ngoài. Trong trường hợp này PVEP đến từ nước ngoài, dù không phải là Oil Major. Thị trường dầu khí quốc tế trong thời gian gần đây đã có nhiều biến đổi về phương diện đối tượng tham gia sân chơi. Các NOC ngày càng đầu tư ra nước ngoài nhiều hơn thay vì chỉ hoạt động trong nước và tận dụng lợi thế nước chủ nhà. Sự mở rộng hoạt động của NOC tạo ra một cơ chế sàng lọc, tìm hiểu, học hỏi về chuyên môn, năng lực quản trị, kỹ thuật, cùng lúc với nỗ lực cải thiện danh mục đầu tư và hiệu quả kinh tế[14].

Trong quá trình đầu tư ra nước ngoài, PVEP, lúc này

[14]Xu hướng bảo hộ nội địa đang manh nha khả năng quay trở lại và điều này có thể tác động nghịch đến thương mại và đầu tư quốc tế. Tuy nhiên, xu hướng này có trở thành thực tế hay không thì cần có thời gian để kiểm chứng.

trong vai trò một NOC nước ngoài, lại phải tuân theo luật chơi của nước chủ nhà. Ở một số địa bàn hoạt động thực địa không thuận lợi và có nhiều rủi ro về điều kiện thi công, môi trường, cơ sở hạ tầng, rào cản tư duy xã hội… thì nước chủ nhà có xu hướng vận dụng mô hình tô nhượng để chuyển dịch rủi ro cho các FOC.

4. Kết luận

Bài viết giới thiệu một góc nhìn mới về các rủi ro trong lĩnh vực thượng nguồn của ngành dầu khí, khả năng phòng ngừa rủi ro thông qua một công cụ là hợp đồng dầu khí và điều này được phản chiếu qua lăng kính của kinh tế học hiện đại. Qua đó, có thể dự báo được các loại rủi ro nào có khả năng xảy ra, nội hàm của các điều khoản trong hợp đồng dầu khí và ý nghĩa phòng ngừa rủi ro trong một hợp đồng dầu khí. Các yếu tố khác gồm động cơ lợi ích của các bên tham gia khi thiết kế các điều khoản hợp đồng và quá trình tư duy để tạo ra điều khoản đó, nhân tố chi phối/quyết định trong quá trình đàm phán, vai trò của các bên tham gia trong mỗi mô hình lý thuyết cũng như mỗi loại hợp đồng.

Tài liệu tham khảo

1. K.Bindemann. *Production - sharing agreements: An economic analysis*. Oxford Institute for Energy Studies. 1999.

2. A.Braverman, J.E.Stiglitz. *Sharecropping and the interlinking of Agrarian Markets*. The American Economic Review. 1982; 72(4): p. 695 - 715.

3. J.E.Stiglitz. Sharecropping. *In "The New Palgrave: Economic Development"*. London: Macmillan. 1989.

4. N.Singh. *Theories of sharecropping. In "The Economic Theory of Agrarian Institutions"*. Oxford: Clarendon Press. 1991.

5. O. Hart, B.Holmstrom. *Contract theory*. The Royal Swedish Academy of Sciences. Stockholm. 2016.

6. Trần Châu Giang. *Phân tích rủi ro trong đánh giá hệ thống dầu khí*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 7: trang 23 - 29.

7. Quintino et al. *Managing price risk for an oil and gas company*. ICORES Conference Paper. Lisbon. 2014.

8. PVEP. *PVEP Legal Times*. Số Quý II/2013, Quý IV/2013 và Quý IV/2015.

9. J.E.Stiglitz. *What is the role of the state? In "Escaping the Resource Curse"*. Columbia University Press. 2007.

10. V.Marcel. *The cost of an emerging national oil company*. Chatham House, Royal Institute of International Affairs, London. Research paper. 2016.

11. Paul Stevens, Jaakko Kooroshy, Glada Lahn, Bernice Lee. *Conflict and coexistence in the extractive industries*. Chatham House, Royal Institute of International Affairs, London. 2013.

12. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Lịch sử ngành Dầu khí Việt Nam (đến năm 2010)*. Nhà xuất bản Chính trị Quốc gia. 2011.

PSA AS A RISK MANAGEMENT TOOL IN LIGHT OF MODERN ECONOMIC THEORIES

Phung Mai Huong
Petrovietnam Exploration and Production Corporation
Email: huongpm@pvep.com.vn

Summary

This article reviews, some modern economic theories to justify the conducts through which risks, rewards and incentives are harmonised, allowing petroleum contracts to become acceptable to involving parties. The author wishes to contribute more understanding on economic implications behind petroleum contracts. Therein, PSA is analysed in light of Pareto optimal, sharecropping and principal - agent theories to highlight PSA's superior features compared to other forms of contracts from risk management perspective. Vietnam's petroleum contract system is also reflected in this spectrum.

Key words: PSA, petroleum exploration and production, risk, sharecropping, farmer, principal-agent.

TIN TRONG NƯỚC

PV Power ký Biên bản ghi nhớ hợp tác đầu tư với B.Grimm Power

Tổng giám đốc PV Power Lê Như Linh và Chủ tịch B.Grimm Harald Link ký Biên bản ghi nhớ hợp tác đầu tư. Ảnh: PV Power

Ngày 2/11/2019, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Phó Thủ tướng Thái Lan Anutin Charnvirakul đã chứng kiến Lễ ký Biên bản ghi nhớ hợp tác đầu tư giữa Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) và B. Grimm Power Public Company Ltd. (Thái Lan).

Theo đó, PV Power và B.Grimm Power sẽ hợp tác nghiên cứu đầu tư chuỗi các dự án kho, cảng LNG, nhà máy điện khí tại tỉnh Cà Mau, Kiên Giang và trao đổi kinh nghiệm về công tác vận hành, bảo trì sửa chữa các nhà máy điện.

B.Grimm Power có thế mạnh trong việc đầu tư xây dựng các dự án điện sử dụng năng lượng tái tạo như điện mặt trời, điện gió… B.Grimm đang vận hành 45 dự án điện với tổng công suất lắp đặt là 2.892MW, trong đó có 24 dự án sản xuất điện mặt trời, 17 dự án nhiệt điện, 3 dự án thủy điện và 1 dự án điện chạy bằng diesel. Ngoài ra, B.Grimm đang phát triển thêm 11 dự án điện mới, khi hoàn thành sẽ giúp tăng tổng công suất lên 3.245MW.

Tại Việt Nam, B.Grimm Power đang vận hành Nhà máy điện diesel tại Biên Hòa với công suất 13MW, Nhà máy điện mặt trời Dầu Tiếng 1 & 2 (Tây Ninh) với tổng công suất 420MW, Nhà máy điện mặt trời Phú Yên (Phú Yên) với công suất 257MW.

Thúy Hằng

Việt Nam khuyến khích Mubadala Petroleum mở rộng đầu tư

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng tiếp ông Bakheet Al Katheeri - Tổng giám đốc Mubadala Petroleum. Ảnh: Nhật Bắc

Ngày 31/10/2019, tại Trụ sở Chính phủ, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đã tiếp ông Bakheet Al Katheeri - Tổng giám đốc Mubadala Petroleum LLC.

Tổng giám đốc Mubadala Petroleum Bakheet Al Katheeri khẳng định tiếp tục hợp tác chặt chẽ với các đối tác Việt Nam và quốc tế để mở rộng đầu tư trong lĩnh vực dầu khí tại Việt Nam. Mubadala Petroleum mong muốn triển khai ý tưởng phát triển tổng thể cụm các phát hiện dầu khí nhỏ/cận biên.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đánh giá cao Mubadala Petroleum có kế hoạch hợp tác đầu tư tại một số lô dầu khí, cũng như mở rộng đầu tư sang các lĩnh vực khác như năng lượng tái tạo...

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng khẳng định, Chính phủ Việt Nam sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi để Mubadala Petroleum và các doanh nghiệp của UAE mở rộng đầu tư, kinh doanh tại Việt Nam.

Mubadala Petroleum là công ty con của Mubadala Investment Co. thuộc sở hữu của Chính phủ Abu Dhabi, với tổng tài sản 350 tỷ USD. Tổng sản lượng khai thác năm 2017 của Mubadala Petroleum đạt 320.000 thùng dầu quy đổi/ngày. Mubadala Petroleum tham gia các dự án dầu khí lớn tại Trung Đông, Bắc Phi, Liên bang Nga và Đông Nam Á.

Nhật Bắc

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với các đối tác Australia

Từ ngày 14 - 19/10/2019, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh dẫn đầu đoàn công tác của Tập đoàn đã làm việc, tìm kiếm các cơ hội hợp tác đầu tư với các đối tác Australia.

Đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc với Woodside. Ảnh: PVN

Đoàn công tác đã làm việc với Origin Energy, Woodside về khả năng hợp tác và cung cấp LNG cho thị trường Việt Nam; Yancoal Australia Ltd. (Yancoal), Glencore về khả năng cung cấp than, vận tải.

Origin Energy đã đầu tư vào Việt Nam trong lĩnh vực thượng nguồn (Lô 121), song ở Australia chủ yếu hoạt động trong lĩnh vực khí và chế biến sâu.

Woodside là doanh nghiệp hàng đầu của Autralia trong lĩnh vực khí, LNG, LPG và các sản phẩm chế biến từ khí. Woodside quan tâm đến vấn đề cung cấp LNG cho thị trường Việt Nam và hợp tác với Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS).

Yancoal là doanh nghiệp khai thác than lớn của Australia, làm chủ chuỗi cung ứng: thăm dò và phát triển; khai thác và sản xuất; chế biến, pha trộn và hậu cần.

Glencore đang hoạt động kinh doanh 3 ngành nghề chính là kim loại và khai khoáng, năng lượng (dầu mỏ và than) và nông nghiệp. Glencore đang sở hữu và tham gia góp vốn tại 28 mỏ than tại: Australia, Nam Phi, Mỹ, Indonesia và Colombia.

Cũng tại Australia, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với Santos, Chevron và Welhunt Corp. về các lĩnh vực cung cấp khí, LNG, than và khoáng sản. Đây cũng là các đối tác lớn và rất tiềm năng, trong đó có Santos và Chevron là các công ty đã có hoạt động dầu khí tại Việt Nam.

Việt Thắng

Tăng cường hợp tác với Trung tâm Hợp tác Dầu mỏ Nhật Bản

Ngày 2/10/2019, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký Biên bản ghi nhớ tăng cường hợp tác với Trung tâm Hợp tác Dầu mỏ Nhật Bản (JCCP). Hai bên đặt trọng tâm phát triển nguồn nhân lực và hợp tác kỹ thuật trong ngành công nghiệp dầu khí ở lĩnh vực trung nguồn và hạ nguồn, sử dụng năng lượng bền vững.

Tổng giám đốc PVN Lê Mạnh Hùng và Giám đốc điều hành JCCP Tsuyoshi Nakai ký Biên bản ghi nhớ hợp tác. Ảnh: PVN

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và JCCP có quan hệ hợp tác từ năm 1990. Năm 2011, Nhật Bản đưa Việt Nam vào danh sách các nước có quan hệ hợp tác về dầu khí. Trong gần 30 năm qua, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã cử hàng nghìn lượt cán bộ tham gia các khóa đào tạo tại Nhật Bản và có trên 200 chuyên gia từ JCCP đã sang Việt Nam chia sẻ kiến thức, trao đổi kinh nghiệm về lĩnh vực kinh tế - quản lý - kỹ thuật dầu khí. Đến nay, JCCP và các đơn vị thành viên đã triển khai thực hiện 14 dự án hợp tác về kỹ thuật với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên.

Quỳnh Anh

Phê duyệt chủ trương đầu tư Nhà máy điện turbine khí Miền Trung1 & 2

Thủ tướng Chính phủ phê duyệt chủ trương đầu tư Dự án Nhà máy Điện turbine khí hỗn hợp Miền Trung 1 và 2, với tổng công suất 1.500MW tại Khu kinh tế Chu Lai, xã Tam Quang, huyện Núi Thành, tỉnh Quảng Nam.

Mục tiêu đầu tư xây dựng của dự án là cung cấp nguồn điện cho hệ thống điện khu vực miền Trung và hệ thống điện quốc gia, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và an toàn cung cấp điện cho hệ thống, đồng bộ phát triển với chuỗi dự án khí - điện Cá Voi Xanh.

Các dự án được triển khai đồng bộ với tiến độ cấp khí của dự án thượng nguồn thuộc chuỗi dự án khí Cá Voi Xanh. Trong đó, Nhà máy Điện Miền Trung 1 dự kiến đưa vào vận hành thương mại tháng Quý IV/2023; Nhà máy Điện Miền Trung 2 dự kiến đưa vào vận hành thương mại Quý II/2024.

Thủ tướng Chính phủ giao Bộ Công Thương chỉ đạo nhà đầu tư thực hiện dự án thượng nguồn làm rõ về thành phần khí, thông số khí đảm bảo đáp ứng tiến độ của cả chuỗi dự án khí Cá Voi Xanh; tổ chức thực hiện chức năng quản lý nhà nước chuyên ngành đối với dự án trong quá trình triển khai thực hiện đầu tư và quản lý khai thác, sử dụng theo quy định của pháp luật.

Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp chỉ đạo, hướng dẫn Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai các bước chuẩn bị đầu tư, đầu tư xây dựng tiếp theo của dự án theo đúng quy định hiện hành, đảm bảo mục tiêu, tiến độ, hiệu quả đầu tư của dự án và an toàn trong quá trình thi công xây dựng, vận hành công trình.

Kiểm tra, giám sát và làm rõ việc huy động vốn (vốn tự có và vốn vay) theo tiến độ thực hiện dự án; trên cơ sở đó, chỉ đạo PVN xây dựng phương án tài chính thực hiện dự án, đảm bảo hiệu quả đầu tư, hiệu quả sử dụng, bảo toàn và phát triển vốn nhà nước theo quy định của pháp luật. Tổ chức thẩm định và phê duyệt dự án đáp ứng tiến độ chung của cả Chuỗi dự án khí - điện Cá Voi Xanh.

Nguyễn Hoàng

PVEP và SK Innovation ký kết Thỏa thuận FOA Lô 16-2

Phó Tổng giám đốc PVEP Vũ Minh Đức và SK Innovation ký Thỏa thuận FOA Lô 16-2.

Ngày 24/10/2019, tại Hà Nội, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và SK Innovation đã ký Thỏa thuận chuyển nhượng quyền lợi tham gia và quyền điều hành (FOA) Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 16-2. Việc chuyển nhượng quyền lợi tham gia và quyền điều hành giữa PVEP và SK Innovation là bước tiến quan trọng góp phần thúc đẩy hoạt động dầu khí tại Lô 16-2 đúng tiến độ và đạt hiệu quả cao.

Mạnh Hòa

DMC và PVcomBank ký thỏa thuận hợp tác toàn diện

Tổng giám đốc DMC Hoàng Trọng Dũng và Tổng giám đốc PVcomBank Nguyễn Hoàng Nam ký Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: DMC

Ngày 2/11/2019, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đã tổ chức Hội thảo "Chiến lược phát triển đến 2025, định hướng đến 2035 và tái cơ cấu giai đoạn 2020 - 2025"; ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện với Ngân hàng TMCP Đại chúng Việt Nam (PVcomBank).

Theo đó, DMC và PVcomBank đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực dịch vụ quản lý tiền gửi, dịch vụ nhận quản lý tài khoản thanh toán, cấp tín dụng doanh nghiệp, sản phẩm ngân hàng cho khách hàng cá nhân, các dịch vụ ngoại hối, tư vấn tài chính.

Hồng Trang

Mubadala Petroleum nghiên cứu mở rộng hợp tác tại Việt Nam

Ngày 30/10/2019, Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh đã tiếp ông Bakheet Al Katheeri - Tổng giám đốc điều hành Mubadala Petroleum (MP). Lãnh đạo hai bên đã trao đổi thông tin về các dự án khai thác dầu khí của Việt Nam, tìm hiểu cơ hội, mở rộng lĩnh vực hợp tác trong thời gian tới.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng tiếp và làm việc với Tổng giám đốc điều hành Mubadala Petroleum. Ảnh: Hiền Anh

Mubadala Petroleum đang tham gia quản lý tài sản và hoạt động trong chuỗi giá trị thượng nguồn với trọng tâm là thăm dò khai thác. Mubadala Petroleum bày tỏ mong muốn đẩy mạnh hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên trong việc tham gia phát triển, đầu tư vào một số lô dầu khí mới.

Tổng giám đốc Mubadala Petroleum Bakheet Al Katheeri mong muốn tiếp tục mở rộng mối quan hệ hợp tác với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng.

Cùng ngày, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Lê Mạnh Hùng đã làm việc với Tổng giám đốc điều hành Mubadala Petroleum, nghiên cứu triển khai ký kết Biên bản ghi nhớ hợp tác (MOU) giữa hai bên.

Hiền Anh

5 ngân hàng tài trợ tín dụng cho Dự án Kho chứa LNG Thị Vải

Ngày 28/10/2019, tại tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và 5 ngân hàng (HSBC, Mega Bank, Taipei Fubon Bank, SeAbank, Eximbank) đã ký kết Thỏa thuận tài trợ tín dụng cho Dự án Kho chứa LNG Thị Vải.

Lễ ký Thỏa thuận tài trợ tín dụng giữa PV GAS và 3 ngân hàng quốc tế. Ảnh: PV GAS

Trong đó, các ngân hàng quốc tế HSBC - Mega Bank - Taipei Fubon Bank tài trợ tín dụng 80 triệu USD; các ngân hàng trong nước (SeAbank, Eximbank) tài trợ tín dụng 2.100 tỷ đồng.

Dự án Kho chứa LNG Thị Vải có tổng mức đầu tư gần 300 triệu USD với tỷ lệ vốn vay là 70%. Sau khi hoàn thành vào năm 2022, dự án sẽ cung cấp cho thị trường khoảng 1,4 tỷ m^3 khí, chủ yếu là Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 và bù đắp lượng khí thiếu hụt trong nước.

Hồng Trang

PV GAS đảm bảo tiến độ dự án khí trọng điểm

Lễ ký Hợp đồng EPC Sao Vàng - Đại Nguyệt thuộc Dự án Đường ống thu gom, vận chuyển khí mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt.

Ngày 10/10/2019, Ban QLDA Khí Đông Nam Bộ, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã ký Hợp đồng EPC đường ống biển; sản xuất ống; bọc ống cho Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 điều chỉnh với Technip Geoproduction/PV Pipe/PV Coating.

Trong đó, gói thầu EPC đường ống biển (EPC-1) sẽ do Technip Geoproduction thực hiện với phạm vi công việc gồm: Khảo sát, thiết kế bản vẽ thi công; mua sắm vật tư thiết bị và thi công, lắp đặt khoảng 118km đường ống biển, đường kính 26" từ điểm cuối của giai đoạn 1 tại Bạch Hổ đến Long Hải. PV Pipe và PV Coating đảm nhiệm sản xuất ống và bọc ống cho 126km đường ống 26" và 29,5km đường ống 30".

Cùng ngày, Công ty Quản lý Dự án khí (DAK) đã ký Hợp đồng EPC Sao Vàng - Đại Nguyệt thuộc Dự án Đường ống thu gom, vận chuyển khí mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt với Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí (PTSC).

Dự kiến khi công trình hoàn thành dự kiến vào cuối Quý III/2020, sẽ đưa sản lượng khí khoảng 2 - 3 tỷ m^3/năm về bờ, bổ sung nguồn khí cho khu vực Đông Nam Bộ.

Dự án tận dụng tối đa các cơ sở hạ tầng công nghiệp khí sẵn có của PV GAS, nâng cao hiệu quả đầu tư của dự án, cũng như hiệu quả khai thác khí ngoài khơi. Đường ống thu gom vận chuyển khí này có công suất thiết kế 280 triệu ft^3/ngày (tương đương 7,9 triệu m^3/ngày).

Minh Anh

PV Drilling thuê giàn khoan IDUN của Borr Drilling

Giàn khoan tự nâng IDUN. Ảnh: PV Drilling

Ngày 18/10/2019, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng cho chiến dịch khoan của Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (Hoang Long JOC) tại Lô 16-1, ngoài khơi Việt Nam.

Để thực hiện chiến dịch khoan của Hoàng Long JOC, PV Drilling đã thuê giàn IDUN của Borr Drilling. Đây là giàn khoan tự nâng, thuộc thế hệ giàn khoan hiện đại, mẫu Super B Class, do Keppel FELS Singapore sản xuất năm 2013, giàn có thể khoan đến 10.500m ở mức nước sâu tối đa 105m. IDUN là giàn khoan thứ 2 PV Drilling thuê trong năm 2019, sau giàn Hakuryu-11 của Japan Drilling (JDC).

Đối với giàn khoan tiếp trợ PV Drilling V, Tổng công ty đã ký Hợp đồng cung cấp giàn khoan này cho chiến dịch khoan của Brunei Shell Petroleum (BSP) tại Brunei trong thời hạn 6 năm, từ ngày 1/4/2021. Doanh thu dịch vụ khoan của PV Drilling được dự báo sẽ tăng 15 - 20% trong thời gian tới.

Minh Hồng

PV DRILLING II HOÀN THÀNH CHIẾN DỊCH KHOAN CHO JVPC

Giàn khoan tự nâng PV Drilling II. Ảnh: PV Drilling

Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí cho biết giàn khoan tự nâng PV Drilling II đã hoàn thành chiến dịch khoan 70 ngày cho Công ty Dầu khí Việt - Nhật (JVPC) với hiệu suất hoạt động cao, đạt 55.512 giờ công làm việc an toàn.

Trước đó vào ngày 15/9/2019, giàn khoan PV Drilling II đã đạt mốc 10 năm liên tiếp vận hành an toàn, không xảy ra bất kỳ sự cố nào.

Hồng Minh

TIN THẾ GIỚI

NIOC phát hiện mỏ khí Eram trữ lượng 538 tỷ m^3

Hãng thông tấn IRNA ngày 13/10/2019 công bố phát hiện mỏ khí đốt gần vùng Vịnh, với trữ lượng đủ để cung cấp cho Tehran trong 16 năm.

Công ty Dầu khí Quốc gia Iran (NIOC) cho biết đó là mỏ Eram, có trữ lượng 538 tỷ m^3 khí. Mỏ khí này nằm tại tỉnh Fars, cách thành phố Shiraz khoảng 200km về phía Nam.

Theo NIOC, mỏ có trữ lượng khoảng 538 tỷ m^3 khí tự nhiên và 385 triệu thùng condensate.

Doanh thu từ mỏ Eram sẽ đạt khoảng 40 tỷ USD. Lượng khí tự nhiên tại mỏ này đủ để cung cấp cho Tehran trong 16 năm.

Tàu xuất khẩu khí đốt tại Iran. Nguồn: wsj.com

Iran là thành viên Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) với trữ lượng khí đốt ước tính khoảng 33,9 nghìn tỷ m^3, đứng thứ 2 trên thế giới.

Đình Viễn (theo TTXVN)

Maersk Drilling nhận được hợp đồng thuê tàu khoan từ POSCO

Tàu khoan của Maersk Drilling. Nguồn: Maersk Drilling

Maersk Drilling vừa nhận được hợp đồng thuê tàu khoan Maersk Viking thế hệ 7 từ công ty điều hành POSCO International Corporation (Hàn Quốc) nhằm phục vụ chiến dịch khoan thăm dò 3 giếng ở ngoài khơi Myanmar.

Hợp đồng có thời hạn dự kiến là 154 ngày, bắt đầu vào cuối năm 2019. Hợp đồng bao gồm chi phí di chuyển và điều khoản lựa chọn khoan thêm 1 giếng, với giá trị lên đến 33 triệu USD.

Maersk Viking là tàu khoan công nghệ cao, hoạt động ở vùng nước siêu sâu, được đưa vào vận hành từ năm 2013. Vào tháng 8/2019, Maersk Viking đã hoàn thành chiến dịch khoan mới nhất ở Ghana, bao gồm giếng khoan có độ sâu lên đến 10.125ft (~3.086m).

Linh Chi (theo Maersk Drilling)

ENI BẮT ĐẦU KHAI THÁC TẠI PHÁT HIỆN OBIAFU 41 (NIGERIA)

Giàn khai thác tại Obiafu 41. Nguồn: Eni

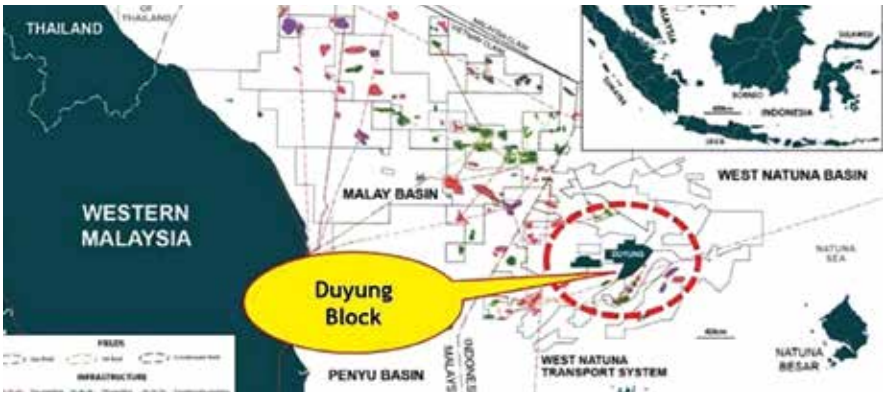
Eni bắt đầu khai thác khí và condensate tại phát hiện Obiafu 41 ở vùng đồng bằng Nigeria, chỉ 3 tuần sau khi hoàn thiện giếng khoan. Phát hiện có trữ lượng ước tính khoảng 28 tỷ m^3 khí và 60 triệu thùng condensate. Sản lượng khai thác tại phát hiện dự kiến đạt khoảng 3 triệu m^3 khí và 3.000 thùng condensate mỗi ngày.

Khí khai thác được sẽ đưa đến nhà máy xử lý khí Ob-Ob (Eni), sau đó cung cấp cho nhà máy điện Okpai (Eni) phục vụ việc nâng gấp đôi công suất nhà máy điện lên 1GW. Sau khi nhà máy điện Okpai được nâng cấp, Eni sẽ trở thành nhà sản xuất điện hàng đầu tại Nigeria, đóng góp khoảng 20% tổng sản lượng điện quốc gia.

Khoảng 30% sản lượng khí đốt do Eni khai thác được cung cấp cho thị trường nội địa tại Nigeria.

Trần Anh (theo Eni)

Coro Energy khoan thẩm lượng giếng Tambak-1



Vị trí lô Duyung ngoài khơi Indonesia. Nguồn: Energy Pedia

Coro Energy vừa tiến hành chiến dịch khoan thẩm lượng giếng Tambak-1 ở bể Tây Natuna, ngoài khơi Indonesia theo hợp đồng chia sản phẩm (PSC) Duyung, trong đó Coro Energy nắm 15% cổ phần.

Giếng được khoan bằng giàn Asian Endeavour 1, cách giếng Mako South-1 khoảng 4,5km về phía Bắc và sẽ được khoan tới tổng độ sâu khoảng 1.370m nhằm đánh giá phạm vi mở rộng của mỏ khí Mako và tiềm năng dầu khí tại cấu tạo triển vọng Tambak.

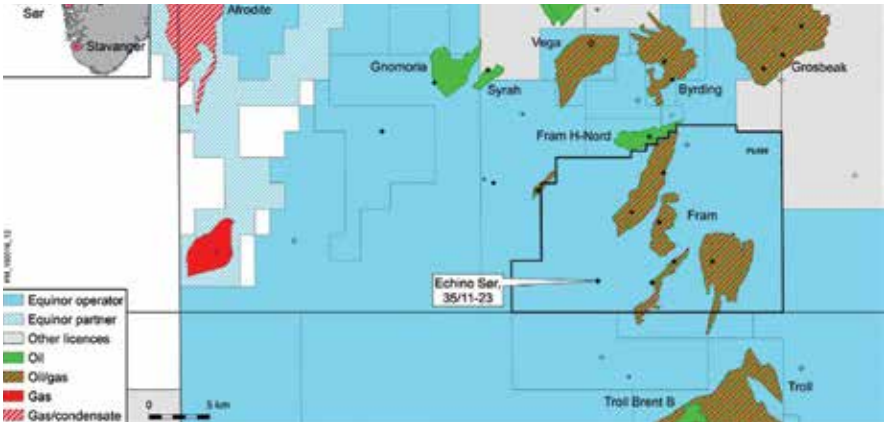
Giếng được khoan thẳng đứng, dự đoán giao với phần đỉnh vỉa chứa Muda ở độ sâu 389m dưới mực nước biển; giếng sẽ được khoan sâu hơn dưới bề mặt Muda (ở độ sâu khoảng 517m) để đánh giá phần Lower Gabus.

Tổng thời gian khoan, phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan và thử vỉa nếu như có phát hiện dầu khí ước tính trong khoảng 33 ngày, sau đó sẽ đóng và hủy giếng, giàn khoan sẽ ngừng hoạt động.

Conrad Petroleum là nhà điều hành hợp đồng PSC cùng Coro Energy (15%) và Empyrean Energy (8,5%).

Linh Chi (Coro Energy)

Equinor phát hiện dầu khí ở Biển Bắc



Sơ đồ vị trí giếng Echino South. Nguồn: Equinor

Giếng thăm dò Echino South 35/11-23 (thuộc Giấy phép khai thác 090) được khoan 3,2km về phía Tây Nam mỏ Fram bằng giàn khoan Deepsea Atlantic. Mục tiêu thăm dò chính là để xác minh dầu tại vỉa chứa tuổi Oxfordian, kỷ Jurassic sớm, thuộc thành tạo Sognefjord và đánh giá chất lượng đá chứa dầu kỷ Jurassic giữa (nhóm Brent).

Giếng Echino South 35/11-23 được khoan tới độ sâu thẳng đứng 2.947m, ở 350m nước; không tiến hành thử vỉa, tuy nhiên cũng đã thu thập được một lượng lớn dữ liệu. Giếng xiên khoan 35/11-23 A được thực hiện để xác định phát hiện trong thành tạo Sognefjord.

Giếng Echino South 35/11-23 sẽ bị đóng và hủy vĩnh viễn sau khi giếng xiên 35/11-23 A được khoan.

Equinor (45%) điều hành Giấy phép khai thác 090 cùng các đối tác ExxonMobil (25%), Idemitsu Petroleum Norge AS (15%) và Neptune Energy Norge AS (15%).

Ngọc Lê (theo Equinor)

UAE PHÁT HIỆN CÁC MỎ DẦU VÀ KHÍ ĐỐT CÓ TRỮ LƯỢNG LỚN

Ngày 4/11/2019 UAE công bố đã phát hiện các mỏ dầu và khí đốt với trữ lượng lớn, đồng thời ban hành cơ chế giá mới cho dầu Murban của Abu Dhabi.

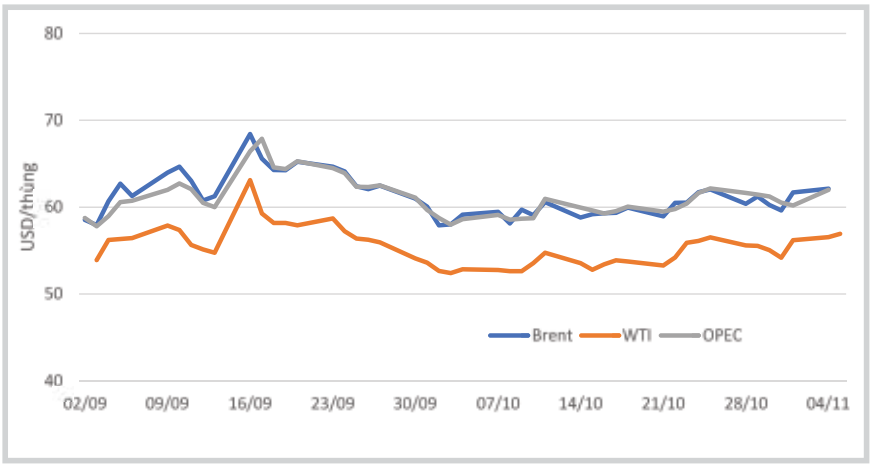
Hội đồng Dầu khí Tối cao (SPC), cơ quan ra quyết định về chính sách năng lượng của UAE, cho biết các mỏ dầu và khí đốt được phát hiện ước có trữ lượng lên tới 7 tỷ thùng dầu thô và 58.000 tỷ ft^3 (hơn 1,64 tỷ ft^3) khí đốt tự nhiên.

Công ty Dầu khí Quốc gia Abu Dhabi (ADNOC) cho biết phát hiện trên giúp đưa trữ lượng dầu thô của UAE lên 105 tỷ thùng, vượt qua nước láng giềng Kuwait để trở thành nước có trữ lượng dầu lớn thứ 6 thế giới. Dự trữ khí đốt cũng tăng lên 273.000 tỷ ft^3 (7,7 tỷ m^3). UAE hiện sản xuất khoảng 3 triệu thùng dầu/ngày và khoảng 10,5 tỷ ft^3 (298 triệu m^3) khí đốt tự nhiên mỗi ngày.

Năm 2018, ADNOC đã được phép nhượng quyền tại các mỏ dầu hiện tại và mới thu về khoảng 132 tỷ USD để đầu tư vào lĩnh vực dầu mỏ trong 5 năm tới. ADNOC có kế hoạch tăng công suất sản xuất dầu thô lên 4 triệu thùng/ngày vào năm 2020 và 5 triệu thùng/ngày trong thập niên tới.

Minh Hằng (theo AFP)

THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. *Diễn biến giá dầu từ tháng 9 đến tháng 11/2019. Nguồn: tổng hợp từ EIA, OPEC*

Diễn biến giá dầu

Dầu thô trên thị trường thế giới trong 2 tháng qua rớt giá gần như liên tục. Biểu đồ diễn biến giá dầu hầu như bám theo diễn biến đàm phán thương mại giữa Mỹ và Trung Quốc cũng như tình trạng gia tăng khủng hoảng an ninh ở Trung Đông và Biển Đông (Hình 1). Chốt phiên giao dịch ngày 4/11/2019, giá dầu WTI giao tháng 12 đạt 56,54 USD/thùng và giao 1/2020 đạt 56,60 USD/thùng, giá dầu Brent giao tháng 1, 2/2020 lần lượt đạt 62,13 USD/thùng và 61,35 USD/thùng. Giá dầu trung bình của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) đạt 62 USD/thùng. Trong Báo cáo Tổng quan Năng lượng ngắn hạn (STEO) công bố tháng 10/2019, EIA lại tiếp tục cắt giảm dự báo giá dầu của họ. Dầu Brent trung bình dự báo trong Quý IV/2019 khoảng 59 USD/thùng và cả năm 2019 đạt 63,37 USD/thùng. EIA cho rằng tình trạng khan hiếm nguồn cung trong nửa cuối năm 2020 sẽ tăng, do đó dự báo giá dầu Brent trung bình năm 2020 khoảng 62 USD/thùng như dự báo trước đó vẫn có thể xảy ra. Theo quan điểm của các nhà kinh doanh dầu khí hàng đầu thế giới, giá dầu năm 2020 chỉ dao động quanh 50 USD/thùng. Bên cạnh đó, Fitch Solutions Macro Research (FSMR) dự báo giá dầu Brent trung bình cả năm 2019 sẽ đạt 64 USD/thùng trước khi giảm xuống còn 62 USD/thùng năm 2020. Trong tháng 8/2019, FSMR dự báo giá dầu Brent trung bình của năm 2019 là 65 USD/thùng và năm 2020 là 76 USD/thùng. Dự báo giá dầu bị chi phối bởi nhiều yếu tố chính trị - an ninh - kinh tế - thời tiết… nên quan điểm của các trung tâm dự báo khác nhau. Người sử dụng phải theo dõi, điều chỉnh thường xuyên mới đáp ứng được yêu cầu của quản lý sản xuất - kinh doanh.

Cán cân cung - cầu dầu

Trong Báo cáo thị trường dầu tháng 10/2019, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã giảm dự báo tăng nhu cầu dầu năm 2019 và 2020 xuống 1 triệu thùng/ngày và 1,2 triệu thùng/ngày so với dự báo được đưa ra tháng 9/2019. Đối với năm 2019, suy giảm tăng trưởng nhu cầu dầu chủ yếu phản ánh sự điều chỉnh dữ liệu mới cho thấy nhu cầu của Mỹ cao hơn trong năm 2018. Đối với năm 2020, mức giảm phản ánh triển vọng tổng sản phẩm quốc nội toàn cầu thấp hơn dự kiến.

Trong nửa cuối năm nay, IEA dự kiến tăng trưởng nhu cầu 1,57 triệu thùng/ngày chủ yếu nhờ tăng trưởng nhu cầu của các nước ngoài OECD, đặc biệt trong tháng 7 và 8, lần lượt là 1 triệu thùng/ngày và 1,5 triệu thùng/ngày, trong đó nhu cầu của Trung Quốc tăng trưởng mạnh vượt 500.000 thùng/ngày so với cùng kỳ năm trước. Tăng trưởng nhu cầu của các quốc gia OECD vẫn ở trong tình trạng tương đối yếu, mặc dù tăng trưởng hàng năm có dấu hiệu tăng trở lại trong nửa cuối năm nay và được kích thích do giá dầu Brent thấp hơn 30% so với năm trước.

Triển vọng tăng trưởng nhu cầu dầu năm 2020 của IEA đã giảm

do Báo cáo kinh tế của OECD được công bố vào tháng 9/2019 dự báo tăng trưởng GDP yếu hơn. Theo đó, dự báo tăng trưởng kinh tế thế giới năm 2019 giảm xuống 2,9% từ mức dự báo 3,2% trước đó và năm 2020 xuống mức 3% từ mức 3,4% trong dự báo trước. Các yếu tố chính để điều chỉnh giảm dự báo là do yếu tố bất ổn trong tranh chấp thương mại và tác động của việc Anh rời khỏi Liên minh châu Âu. IEA cho biết, tăng trưởng đầu tư giảm ở các nền kinh tế khối G20 từ mức 5% vào đầu năm 2018 xuống 1% trong nửa năm 2019. Căng thẳng leo thang cũng đang làm giảm khối lượng giao dịch thương mại và Tổ chức Thương mại Thế giới ước tính khối lượng giao dịch chỉ tăng 1,2% trong năm 2019.

Về nguồn cung, trong tháng 9/2019 cung dầu toàn cầu giảm 1,5 triệu thùng/ngày xuống còn 99,3 triệu thùng/ngày sau cuộc tấn công vào các cơ sở dầu mỏ của Saudi Arabia, đây là mức giảm mạnh nhất trong 1 tháng trong hơn một thập kỷ qua. Sản lượng của OPEC giảm xuống mức thấp trong 10 năm trở lại đây đạt 28,83 triệu thùng/ngày trong tháng 9. Thêm vào đó, Venezuela cũng giảm 150.000 thùng/ngày trong khi Iraq và Nigeria tiếp tục cắt giảm sản lượng theo thỏa thuận OPEC+. Sản lượng cắt giảm của 11 thành viên tham gia thỏa thuận OPEC+ đã tăng lên 242% trong tháng 9 từ mức 145% của tháng trước.

Nguồn cung từ các nước ngoài OPEC trong tháng 9 giảm 400.000 thùng/ngày so với tháng trước chủ yếu do sự sụt giảm theo mùa trong sản lượng nguồn cung nhiên liệu sinh học và dầu thô ở Canada, Na Uy, Nga và Kazakhstan. Tuy nhiên, sản lượng nguồn cung cũng được bù đắp lại từ sản lượng dầu thô của Mỹ tăng lên. Ở mức sản lượng trên 65 triệu thùng/ngày, tổng nguồn cung dầu từ các nước ngoài OPEC vẫn cao hơn 1,6 triệu thùng/ngày so với năm trước. Tăng trưởng nguồn cung các nước ngoài OPEC trong năm 2019 dự kiến không đổi ở mức 1,8 triệu

Bảng 1. *Dự báo cung cầu dầu năm 2019 - 2020*

Đơn vị: triệu thùng/ngày

	Năm 2019					Năm 2020				
	Quý I	**Quý II**	**Quý III**	**Quý IV**	**Cả năm**	**Quý I**	**Quý II**	**Quý III**	**Quý IV**	**Cả năm**
Tổng cầu	**99,1**	**99,4**	**101,3**	**101,4**	**100,3**	**100,0**	**100,8**	**102,6**	**102,7**	**101,5**
OECD	**47,6**	**46,9**	**48,4**	**48,5**	**47,8**	**47,6**	**47,3**	**48,8**	**48,8**	**48,1**
Châu Mỹ	25,3	25,4	26,0	26,0	25,7	25,3	25,6	26,3	26,2	25,9
Châu Âu	13,9	14,0	14,7	14,3	14,2	13,9	14,1	14,7	14,3	14,3
Châu Á - Thái Bình Dương	8,3	7,5	7,7	8,2	7,9	8,4	7,5	7,7	8,3	8,0
Các nước ngoài OECD	**51,6**	**52,4**	**52,9**	**52,9**	**52,4**	**52,4**	**53,5**	**53,8**	**53,9**	**53,4**
FSU	4,6	4,8	5,1	5,0	4,9	4,7	4,9	5,2	5,0	4,9
Châu Âu	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Trung Quốc	13,0	13,7	13,6	13,7	13,5	13,3	14,0	14,0	13,9	13,8
Các nước châu Á khác	14,5	14,3	14,0	14,6	14,3	14,9	14,8	14,4	15,1	14,8
Châu Mỹ	6,3	6,3	6,5	6,4	6,4	6,3	6,4	6,5	6,5	6,4
Trung Đông	8,1	8,2	8,7	8,1	8,3	8,0	8,3	8,8	8,2	8,3
Châu Phi	4,3	4,3	4,2	4,3	4,3	4,4	4,4	4,3	4,4	4,4
Tổng cung	**100,1**	**100,1**	**99,9**							
OECD	**27,9**	**28,2**	**28,1**	**29,2**	**28,3**	**29,8**	**30,1**	**30,2**	**30,7**	**30,2**
Châu Mỹ	24,0	24,5	24,5	25,2	24,5	25,6	25,8	25,9	26,3	25,9
Châu Âu	3,5	3,2	3,1	3,4	3,3	3,6	3,7	3,6	3,8	3,7
Châu Á - Thái Bình Dương	0,4	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Tổng cung từ các nước ngoài OPEC	63,9	64,4	65,1	65,7	64,8	66,2	67,0	67,3	67,5	67,0
FSU	14,8	14,4	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
Châu Âu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Trung Quốc	3,9	4,0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Các nước châu Á khác	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1
Châu Mỹ	4,5	4,6	4,9	5,0	4,7	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1
Trung Đông	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Châu Phi	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Gia tăng từ lọc dầu	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Biofuels	2,2	2,9	3,2	2,6	2,7	2,4	2,9	3,2	2,8	2,8
OPEC	**36,2**	**35,6**	**34,9**							

Nguồn: Báo cáo thị trường dầu tháng 10 của IEA

Bảng 2. *Sản lượng dầu thô trung bình 7 tháng đầu năm 2019 và sản lượng khí đốt tháng 7/2019. Nguồn: Oil and Gas Journal 14/10/2019*

Nước	Sản lượng dầu thô (nghìn thùng/ngày)	Sản lượng khí đốt (Bcf)	Nước	Sản lượng dầu thô (nghìn thùng/ngày)	Sản lượng khí đốt (Bcf)
Argentina	503	132,9	Ai Cập	628	204,2
Bolivia	60	59,0	Guinea xích đạo	149	0,1
Brazil	2.621	135,9	Gabon	213	1,6
Canada	4.367	499,9	Libya	1.057	45,0
Columbia	892	30,0	Nigeria	1.710	70,0
Ecuador	531	1,0	Sudan	256	0,0
Mexico	1.694	87,5	Tunisia	37	7,5
Peru	50	36,0	Các nước châu Phi khác	387	6,1
Trinidad	59	111,2	**Châu Phi**	7.307	560,5
Mỹ	11.934	3.039,0	Bahrain	40	77,0
Venezuela	950	70,0	Iran	2.531	990,0
Các nước Mỹ Latinh khác	83	4,5	Iraq	4.701	99,2
Tây Bán cầu	23.744	4.206,9	Kuwait	2.701	55,7
Austria	13	3,0	Oman	980	86,0
Denmark	114	11,2	Qatar	610	670,0
Pháp	14	0,3	Saudi Arabia	9.873	250,0
Đức	38	16,9	Syria	25	14,0
Italia	81	14,3	UAE	3.056	165,0
Hà Lan	16	89,4	Yemen	40	0,0
Na Uy	1.361	335,5	Các nước Trung Đông khác	1	26,5
Thổ Nhĩ Kỳ	56	1,3	**Trung Đông**	24.559	2.433,4
Anh	1.048	113,2	Australia	329	504,9
Các nước Tây Âu khác	5	3,4	Brunei	106	36,6
Tây Âu	2.745	588,5	Trung Quốc	3.836	491,6
Azerbaijan	775	72,1	Ấn Độ	676	93,1
Croatia	14	3,4	Indonesia	745	190,0
Hungary	19	5,1	Nhật Bản	11	10,8
Kazakhstan	1.909	174,0	Malaysia	632	198,4
Rumani	70	30,0	New Zealand	25	14,0
Nga	11.226	2.022,8	Pakistan	88	117,2
Các nước Liên Xô cũ khác	411	500,0	Papua New Guinea	52	0,5
Các nước Đông Âu khác	55	29,9	Thái Lan	226	109,9
Đông Âu và Liên Xô cũ	14.478	2.837,4	Việt Nam	232	34,0
Algeria	1.024	220,0	Các nước châu Á - Thái Bình Dương khác	34	115,3
Angola	1.429	4,0	**Châu Á - Thái Bình Dương**	6.991	1.916,3
Cameroon	70	2,0	**Tổng thế giới**	79.824	12.542,9
Congo	348	0,0	OPEC	30.273	1.971,5

thùng/ngày và 2,2 triệu thùng/ngày vào năm 2020.

Mua bán tài sản dầu khí

Thực hiện chủ trương chuyển nhượng tài sản dầu khí để tập trung vốn đầu tư vào các đề án lớn, **ExxonMobil** đang xem xét bán 50% cổ phần trong hợp đồng phát triển dầu khí bồn trũng Gippsland thuộc khu vực Bass Strait (Australia). Các tài sản này thuộc sở hữu của liên doanh giữa công ty con của ExxonMobil là Esso Australia và BHP Group, gồm 19 giàn khoan biển, Nhà máy Long Island Point và Longford, hệ thống cơ sở hạ tầng liên kết và các mỏ đang khai thác. Liên doanh này từ lâu đã trở thành nhà cung cấp dầu khí chính cho vùng Đông Nam Australia nhưng gần đây sản lượng đã đi vào giai đoạn suy giảm.

Theo Augus Rodger, Giám đốc

nghiên cứu của Wood Mackenzie, liên doanh này là nhà sản xuất và cung cấp khí đốt trụ cột của thị trường Australia. Sự kiện này có thể kéo theo nhiều nhà cung cấp dầu khí nội địa sẽ nâng giá khí trong thời gian tới. Đồng thời các công ty đang hoạt động thăm dò - khai thác ở khu vực này tìm cách để kéo dài thời gian cạn kiệt của các mỏ trong điều kiện chi phí gia tăng.

ExxonMobil đã thuê Bank of America Merrill Lynch điều hành thương vụ bán tài sản dầu khí ở Malaysia gồm 2 mỏ lớn có giá lên đến 3 tỷ USD. Đây là kế hoạch nằm trong chương trình bán tài sản với tổng trị giá 15 tỷ USD đến năm 2021 gồm các mỏ đang khai thác ở Na Uy, Australia, Nigeria, Azerbaijan và Anh. Ở Malaysia, ExxonMobil đang điều hành 35 giàn khai thác trên 12 mỏ dầu khí và có cổ phần trong 10 giàn ở 5 mỏ khác trong khu vực Đông Nam Á. Các hoạt động này cung cấp 15% sản lượng dầu (600.000 thùng/ngày) và hơn một nửa sản lượng khí đốt (2 tỷ ft^3/ngày) của Malaysia. Theo Wood Mackenzie, các mỏ nói trên đang trong giai đoạn trưởng thành cao và cơ sở hạ tầng đã lâu năm. Người mua các tài sản này cần có các giấy chứng nhận trình độ điều hành thích hợp và phải được Petronas công nhận có uy tín về trình độ kỹ thuật cao.

Inpex Corp. (Nhật Bản) muốn mở rộng nhà máy khí hóa lỏng Ichthys và tăng cường hoạt động ở Australia theo kế hoạch mục tiêu trở thành một tập đoàn khí đốt lớn ở châu Á - Thái Bình Dương. Inpex đã xây dựng xong Nhà máy hóa lỏng khí đốt Ichthys ở Darwin (Bắc Australia) với tổng đầu tư 45 tỷ USD trong năm 2018 và có sản phẩm xuất khẩu đầu tiên vào tháng 10/2018. Sản lượng của Ichthys đã nhanh chóng đạt công suất 8,9 triệu tấn LNG/năm, nhanh nhất trong các đề án cùng loại trên thế giới và đây là công trình đầu tư, xây dựng lớn đầu tiên của Inpex, theo đánh giá của các chuyên gia Công ty tư vấn Wood Mackenzie. Tính đến ngày 4/10/2019, ông Hitoshi Okawa, Giám đốc công ty cho biết nhà máy đã xuất bán 78 chuyến tàu LNG và 36 chuyến tàu LPG. Inpex cũng đang xây dựng thêm 4 phân xưởng sản xuất LNG tại Nhà máy Ichthys và 5 phân xưởng khác dọc theo đường ống dài 890km từ mỏ Ichthys tới Darwin kết nối các mỏ đang hoặc sẽ khai thác trong các năm tới. Bên cạnh đó, Inpex dự kiến mua cổ phần trong mỏ Cash Maple của Thai PTT Exploration & Production ở ngoài khơi phía Tây Bắc Australia.

Energy Transfer LP sẽ mua lại SemGroup với giá khoảng 5 tỷ USD. Các tài sản mua gồm terminal dầu nhiên liệu Houston (HFOT) với dung tích chứa 18,2 triệu thùng dầu thô, 5 bến tàu nước sâu, 7 bến xà lan. Energy Transfer sẽ xây dựng, kết

Khí từ mỏ Chayandinskoye đã được vận chuyển đến trạm đo khí gần Blagoveshchensk. Ảnh: Gazprom

nối các đường ống dẫn dầu thô và đường ống dẫn NGL, các hệ thống thu gom dầu trong vùng cũng giống như hệ thống thu gom, vận chuyển dầu thô có sẵn ở phía Tây bồn trũng Alberta (Canada). Các hệ thống đường ống nói trên sẽ tăng công suất vận chuyển dầu xuất khẩu của công ty hiện nay lên hơn 1 triệu thùng/ngày và sẽ tăng lên 2 triệu thùng/ngày khi công suất của các terminal mới mua được đưa vào sử dụng vào năm 2021.

Petroleo Brazileiro SA (Petrobras) đang làm thủ tục bán 4 hợp đồng tô nhượng thăm dò - khai thác trên đất liền, gọi chung là Tucano Sul Cluster trong bang Bahia. Trong quá trình đấu thầu, các đối tác được đánh giá tốt sẽ nhận được thư mời trong đó nói rõ các hướng dẫn về thủ tục liên quan đến phương thức xét duyệt, công bố kết quả đấu thầu... 4 lô tô nhượng gồm: Fazenda Matinha, Conceico, Querera và Fazenda Santa Rosa ở bể Tucano, nằm giữa các bể Jatoba và Reconcavo, trước đây do Petrobras tự điều hành thăm dò, khai thác với sản lượng năm 2018 đạt 29.200m^3 khí/ngày. Từ năm 2016, Petrobras bắt đầu bán các tài sản nhằm giảm nợ do hoạt động kém hiệu quả.

Obsidian Energy LTD (Canada) bắt đầu nghiên cứu lại chiến lược tổ chức sản xuất kinh doanh của công ty. Các phương án chọn lựa có thể là bán, hợp nhất hoặc các hình thức kết hợp kinh doanh khác nhau, giữ cả

hay chỉ một phần tài sản, phân bổ lại cấu trúc vốn đầu tư hay chọn hướng đầu tư khác. Đến tháng 6/2017, Penn West Petroleum Ltd., đã sản xuất được 28.000 thùng dầu quy đổi/ngày, chủ yếu là dầu nhẹ tại các khu vực Viking, Cardium và Deep Basin thuộc bang Alberta và dầu nặng ở tại khu vực Peace River. Kết quả sản xuất trong Quý II/2019, lỗ 162 triệu USD so với 96 triệu USD so với cùng kỳ trước đó.

Alta Mesa Resources Inc. (Houston, Mỹ) đã công bố kế hoạch tái cấu trúc tài chính, bố trí lại bộ máy lãnh đạo của công ty sau tuyên bố vỡ nợ. Biện pháp này không ảnh hưởng đến chi nhánh Kingfisher Midstream LLC đang hoạt động trong lĩnh vực trung nguồn. Alta Mesa nắm giữ 140.400 mẫu Anh trong play STACK, phía Đông Oklahoma với sản lượng Quý IV/2018 đạt 37.600 thùng dầu quy đổi/ngày, trong đó 50% là dầu thô. Lý do tuyên bố vỡ nợ là "trong môi trường giá hàng hóa thách thức nặng nề và thị trường vốn hạn chế đối với tất cả các công ty dầu khí, Alta Mesa hoạt động quá khó khăn".

Talos Energy Inc. đàm phán 2 hợp đồng riêng lẻ với BP PLC và Exxon Mobil Corp. về các lô triển vọng ở vịnh Mexico. Talos đã mua lại 100% quyền lợi tại lô triển vọng Hershey và trở thành nhà điều hành ở các lô 326, 327, 370, 371 thuộc khu vực Green Canyon của ExxonMobil, rộng 23.000 mẫu Anh. Hershey là lô triển vọng Miocene dưới tầng muối với nhiều lớp chứa, dự báo có trữ lượng dầu khí

Nguồn: ExxonMobil

khoảng 100 - 300 triệu thùng dầu quy đổi. Trong khi đó, BP mua lại cổ phần của Talos ở lô triển vọng Puma West tại khu vực Green Canyon Lô 821 và có kế hoạch cùng Talos khoan giếng thăm dò trong Quý IV/2019.

Thăm dò địa vật lý ở Mexico: Hợp đồng thăm dò địa chấn phương vị rộng (Wide-azimuth-WAZ) bao phủ diện tích rộng 5.080km^2 đang được triển khai tại bồn trũng Salina del Istmo, vịnh Campeche, Mexico, do Slumberger LTD tiến hành. Đây là lần đầu tiên phương pháp phủ 3D phương vị rộng được áp dụng trên khu vực nước nông, trong đó có phát hiện Zama-1. WesternGeco, một tổ chức dịch vụ địa vật lý của Slumberger đã thực hiện Đề án đa khách hàng (multiclient project) WAZ-6 kết hợp với chương trình WesternGeco Campeche đã ký trước đó. WesternGeco sẽ dùng máy điện toán đám mây công suất cao (cloud computing power) để tăng tốc xử lý để có thể giao trả kết quả vào cuối năm 2020. Vịnh Campeche là nơi có cấu trúc địa chất rất phức tạp. WesternGeco sẽ thu nổ và xử lý số liệu địa chấn trên 72.000km^2 diện tích mới, xử lý lại 995.000km^2 số liệu thuộc diện tích cũ. Một loạt các công nghệ xử lý tiến bộ sẽ được áp dụng để nâng cấp tính liên tục của tầng chứa, bảo đảm chất lượng biên độ sóng đến và chất lượng phân tích, minh giải định lượng, giúp giảm thiểu rủi ro trước khi khoan và tăng kết quả thăm dò.

Một đơn vị của Chevron Corp đã ký hợp đồng với Oilsev, Dubai để cung cấp thiết bị xử lý số liệu cho một trung tâm điều hành khai thác với công suất 20.000 thùng/ngày ở mỏ dầu Sarta, vùng Kurdistan, Iraq. Oilsev sẽ xây dựng, lắp đặt, điều hành và bảo dưỡng thiết bị theo chế độ thuê mượn. Nghiệm thu trung tâm và đưa vào sản xuất sẽ bắt đầu vào giữa năm 2020.

Cục Dầu-khí-nhiên liệu sinh học quốc gia Angola **(ANPG)** vừa tổ chức hội thảo chi tiết về vòng đấu thầu thăm dò - khai thác 10 lô dầu ngoài khơi tại Houston. Vòng đấu thầu gần đây nhất gồm các lô 11, 12, 13, 27, 28, 29, 41, 42, 43 thuộc bể trầm tích Namibe và Lô 10 ở bồn trũng phụ Benguela. Hiện nay, trên các lô này chưa có hoạt động khai thác dầu khí. Đại diện ANPG cho biết kết quả minh giải địa chấn đã giúp xác định các địa lũy (horst), địa hào (graben) đi kèm với rifting Barremian cũng như kiến tạo muối Albian. Các trung tâm bồn trũng (depocenters) và turbidite tuổi Đệ Tam cũng đã được xác định. Các hợp đồng quy định giai đoạn thăm dò là 5 năm và giai đoạn khai thác là 25 năm.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Bharat (BPCL - Ấn Độ) ký hợp đồng với Chevron Lummus Global (CLG) để cung cấp công nghệ xử lý và thiết kế một hydrocracker và

Thử vỉa tại Lô Rusanovsky, biển Kara. Ảnh: Gazprom

một cơ sở chứa dầu nhờn tại nhà máy lọc dầu ở Mumbai, Maharastra, Ấn Độ có công suất 241.000thùng/ngày. Theo đó, CLG sẽ cung cấp công nghệ Isocracking, Isodewaxing và Isofinishing để sản xuất nhiên liệu sạch chất lượng cao, dầu nhờn loại I... cũng như cung cấp chất xúc tác và Isomix-e reactor internals.

Sonatrach Total Entreprise Polymeres (STEP), liên doanh giữa Sonatrach SA (51%) và Total SA (49%) ký hợp đồng với Honeywell UOP LLC để cung cấp công nghệ C_3 Oleflex cho Nhà máy propylene đang khởi công xây dựng với công suất 565.000 tấn/năm tại tỉnh Arzew, Algeria. Cùng với công nghệ nói trên, Honeywell cũng sẽ cung cấp bản thiết kế công nghệ cơ bản, các dịch vụ, thiết bị, chất xúc tác, chất hấp phụ (adsorbents) cho nhà máy này. Đồng thời với việc chuyển hóa propane sản xuất nội địa thành propylene, STEP sẽ chuyển hóa propylene tiếp theo thành polypropylene chất dẻo để cung cấp cho các nhà tiêu thụ trong nước và thị trường nước ngoài, trước hết là châu Âu.

Theo tuyên bố của Bộ trưởng Bộ Năng lượng **Saudi Arabia** Abdulaziz, sản lượng dầu của nước này sẽ được tái lập dần lên mức 11 triệu thùng/ngày vào cuối tháng 9/2019 và sẽ đạt 12 triệu thùng/ngày vào cuối tháng 11/2019 sau vụ không kích phá hoại liên hợp xử lý dầu thô Abqaiq ngày 14/9/2019 bằng máy bay không người lái. Theo chiến lược dự trữ dầu thô, Saudi Aramco sẽ đáp ứng đầy đủ nghĩa vụ cung dầu cho khách hàng trong các tháng tới. Saudi Arabia đã nỗ lực thực hiện chính sách thả nổi giá dầu từ 2017 thông qua hạn chế sản lượng cung dầu. 11 thành viên của OPEC và 10 nước không tham gia OPEC chấp hành nghiêm túc thỏa thuận cắt giảm sản lượng dầu xuất khẩu. Theo IEA, Saudi Arabia đã đạt sản lượng trung bình 9,75 triệu thùng/ngày trong tháng 8, dưới mức trần quota 10,3 triệu thùng/ngày. Ngoài ra, Fatih Birol, Giám đốc điều hành IEA cho rằng an ninh dầu khí có thể không được bảo đảm ngay cả khi thị trường được cung cấp tốt và an ninh năng lượng vẫn là cột trụ không thể thiếu của nền kinh tế toàn cầu.

Trần Ngọc Toản

NGHIÊN CỨU, XÂY DỰNG MÔ HÌNH ĐỊA CHẤT 3D VÀ MÔ HÌNH THỦY ĐỘNG LỰC CHO MỎ TÂY KHOSEDAYU

Để nghiên cứu, xây dựng mô hình địa chất 3D và mô hình thủy động lực cho mỏ Tây Khosedayu, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã sử dụng tài liệu địa chấn 3D ở 2 miền thời gian và độ sâu; tài liệu địa vật lý giếng khoan của 94 giếng, trong đó tiến hành minh giải tài liệu 72 giếng có đầy đủ số liệu và chất lượng tốt.

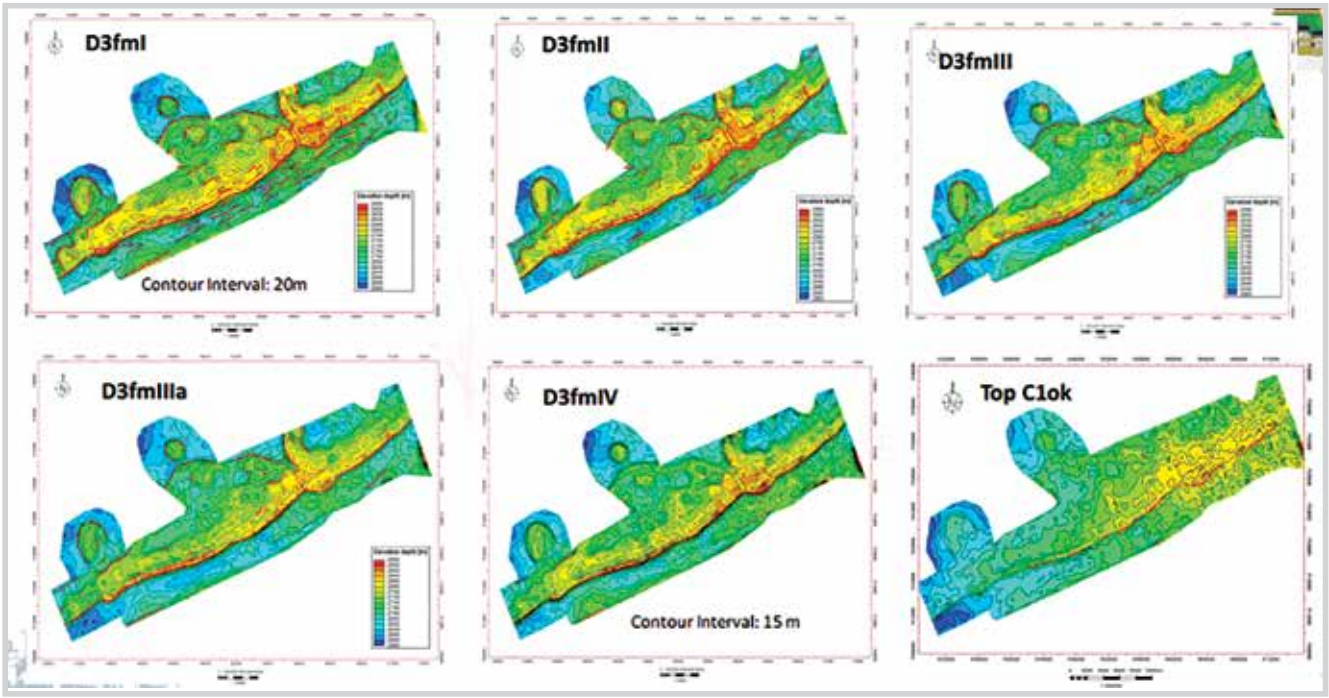
Theo tài liệu địa chấn, 6 nóc tầng chứa chính (Hình 1) và tầng C1-Oski được liên kết theo các tuyến địa chấn đi qua các giếng khoan đã xây dựng băng địa chấn tổng hợp. Từ kết quả minh giải chi tiết các nóc tầng sản phẩm, hệ thống đứt gãy và các bản đồ dư; 6 bản đồ cấu trúc được thành lập bằng phần mềm Zmap-Landmark.

Các thuộc tính địa chấn được tính toán dựa trên khối địa chấn 3D và các tầng minh giải, kết hợp với các tài liệu giếng khoan, địa chất, khai thác nhằm lựa chọn các thuộc tính phù hợp nhất để tiến hành phân tích chi tiết, đưa ra kết quả dự báo cuối cùng. Việc phân cấp trữ lượng được áp dụng theo "Quy định phân cấp trữ lượng dầu khí tại chỗ" của Liên bang Nga, gồm các cấp trữ lượng: A, B, C (C1, C2, C3) và D (D1, D2) trên cơ sở tài liệu địa chấn, địa chất, địa vật lý giếng khoan và số liệu thử vỉa/khai thác.

Mô hình địa chất 3D của các tập vỉa chứa trong mỏ Tây Khosedayu được thực hiện dựa trên kết quả minh giải tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan và các số liệu phân tích mẫu. Trong đó, VPI xây dựng mô hình lý thuyết (mô phỏng đặc tính vỉa chứa), mô hình cấu trúc, mô hình đặc tính, mô hình NTG, mô hình độ thấm, mô hình độ bão hòa nước… Kết quả mô phỏng, phương án phân bố trữ lượng dầu tại chỗ của từng tầng phù hợp nhất với báo cáo trữ lượng được lựa chọn làm đầu vào cho mô phỏng thủy động lực học và thiết kế khai thác.

Việc lựa chọn mô hình mô phỏng mỏ Tây Khosedayu được thực hiện dựa trên việc chạy các phương án độ nhạy về độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa nước ban đầu. Phương án được lựa chọn phải đảm bảo độ sai lệch của trữ lượng dầu tại chỗ so với mô hình tĩnh nằm trong giới hạn <5% cho từng tập vỉa, trên 50% số lượng giếng khai thác có kết quả phục hồi lịch sử ngay từ ban đầu, tổng lượng dầu khai thác so với dữ liệu lịch sử.

Mô hình độ thấm đã được xây dựng theo nhiều phương án: mô hình 1 độ thấm matrix, mô hình 2 độ thấm: matrix - fracture, mô hình tích hợp độ thấm matrix - vuggy và fracture. Trong các phương án trên, phương án mô hình độ thấm tích hợp matrix-vuggy-fracture cho kết quả ban đầu tốt nhất (số giếng có kết quả phục hồi lịch sử tốt là 50%), đảm bảo trữ lượng dầu tại chỗ và được chọn sử dụng cho mô hình thủy động.



Hình 1. *Bản đồ cấu trúc trên miền độ sâu*

Từ kết quả khớp lịch sử đủ độ tin cậy để dự báo, VPI tiến hành xây dựng phương án phát triển độc lập so với phương án của RVP được phê duyệt trong Luận chứng Kinh tế Kỹ thuật TEOI 2018. Các phương án dự báo gồm chiến lược đan dày giếng khai thác, kế hoạch đưa giếng bơm ép và tối ưu nhịp độ khai thác được xây dựng từ mô hình thủy động đã khớp lịch sử. Bên cạnh phương án khoan giếng đã thống nhất trong TEOI 2018, VPI đề xuất một số vị trí giếng tiềm năng tại khu vực trung tâm và phía Nam của mỏ.

Kết quả nghiên cứu, xây dựng mô hình địa chất 3D và mô hình thủy động lực cho mỏ Tây Khosedayu cho thấy:

- Tài liệu địa chấn đã được xử lý nâng cao và đạt chất lượng tốt, có thể sử dụng trong quá trình minh giải và phân tích thuộc tính địa chấn.

- Hệ thống đứt gãy và nóc các tầng sản phẩm đã được chính xác hóa và minh giải chi tiết, theo đó kết quả minh giải mới có mức độ tin cậy cao.

- Thuộc tính nghịch đảo địa chấn kết hợp với các tài liệu khoan, tài liệu khai thác đã đánh giá được chất lượng đá chứa của các tầng sản phẩm chính. Tuy nhiên với các tập có chiều dày mỏng, mức độ phù hợp giữa tài liệu địa chấn và giếng khoan còn thấp.

- Đối với mức độ nứt nẻ, thuộc tính địa chấn curvature đã thể hiện được rõ 2 pha nén ép trong khu vực, theo đó đã được sử dụng trong việc dự báo phân bố nứt nẻ do có tương quan tốt với tài liệu FMI cũng như tài liệu khai thác.

- Thuộc tính biến đổi (variance) theo bề mặt của tài liệu địa chấn đã cho phép xác định phân bố của hang hốc trong tập đá vôi nứt nẻ và có thể phân chia hang hốc được hình thành trong 2 giai đoạn khác nhau.

- Tài liệu địa vật lý giếng khoan đã được minh giải lại, kết quả cho thấy tương tự RVP và có độ tin cậy nên có thể sử dụng trong tính toán trữ lượng và xây dựng mô hình địa chất 3D.

- Kết quả tính toán trữ lượng theo hai phương pháp: mô hình địa chất 3D và phương pháp thể tích với độ lệch thấp hơn 1%.

- Mô hình địa chất 3D (Integrated DFN & CFM modelling) đã thể hiện được mức độ phức tạp của đá chứa carbonate nứt nẻ, hang hốc. Dầu khí được tích tụ chủ yếu trong độ rỗng giữa hạt và vuggy, trong khi đó nứt nẻ đóng vai trò các kênh dẫn chính để dầu di chuyển vào giếng khoan. Mô hình này đã được sử dụng trong mô phỏng khai thác, kết quả mô phỏng cho thấy sự phù hợp với động thái của vỉa.

- Phục hồi lịch sử khai thác đạt kết quả tốt (84% tổng giếng, trong đó các giếng có lưu lượng dầu ban đầu >150m^3/ngày là 94%). Do vậy, mô hình đủ tin cậy để tiến hành dự báo khai thác và tối ưu các phương án phát triển.

Trên cơ sở kết quả mô phỏng và các biện luận, VPI đề xuất 2 phương án phát triển mỏ Tây Khosedayu:

+ Phương án 1 (phương án cơ sở): Hoàn thiện hệ thống giếng bơm ép, không khoan thêm giếng mới (giếng cắt thân), hệ số thu hồi ước đạt 20,54%.

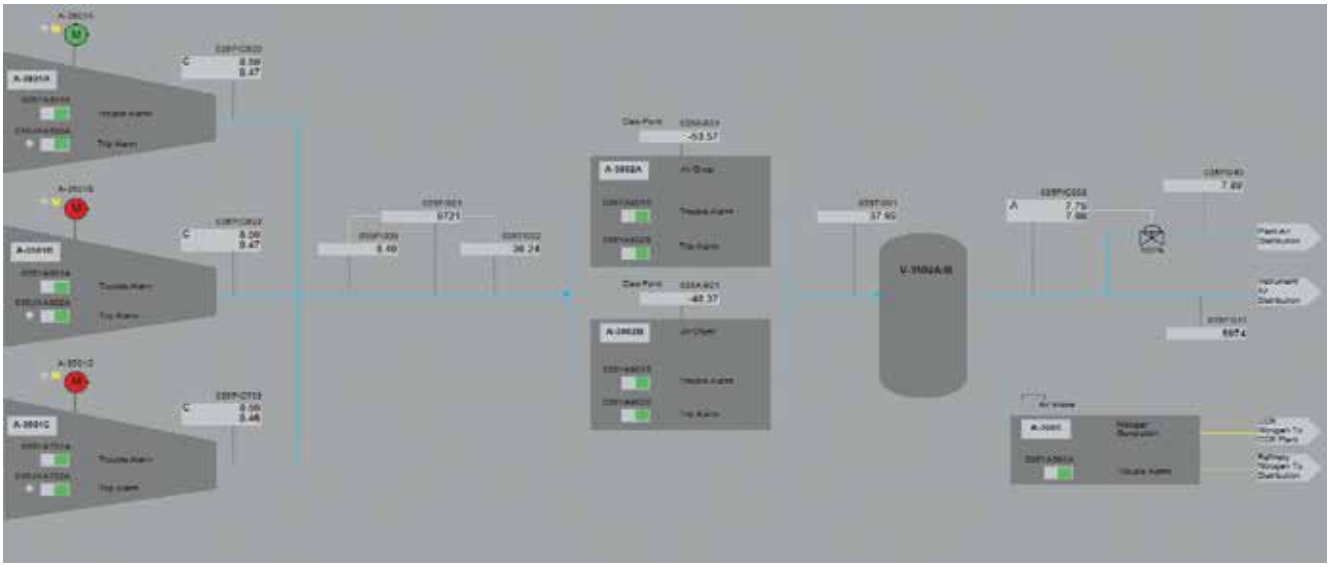
+ Phương án 2: Phương án 1 + tối ưu đan dày giếng, với 19 giếng được đan dày, hệ số thu hồi ước đạt 21,7%.

Lê Thị Thu Hường (giới thiệu)

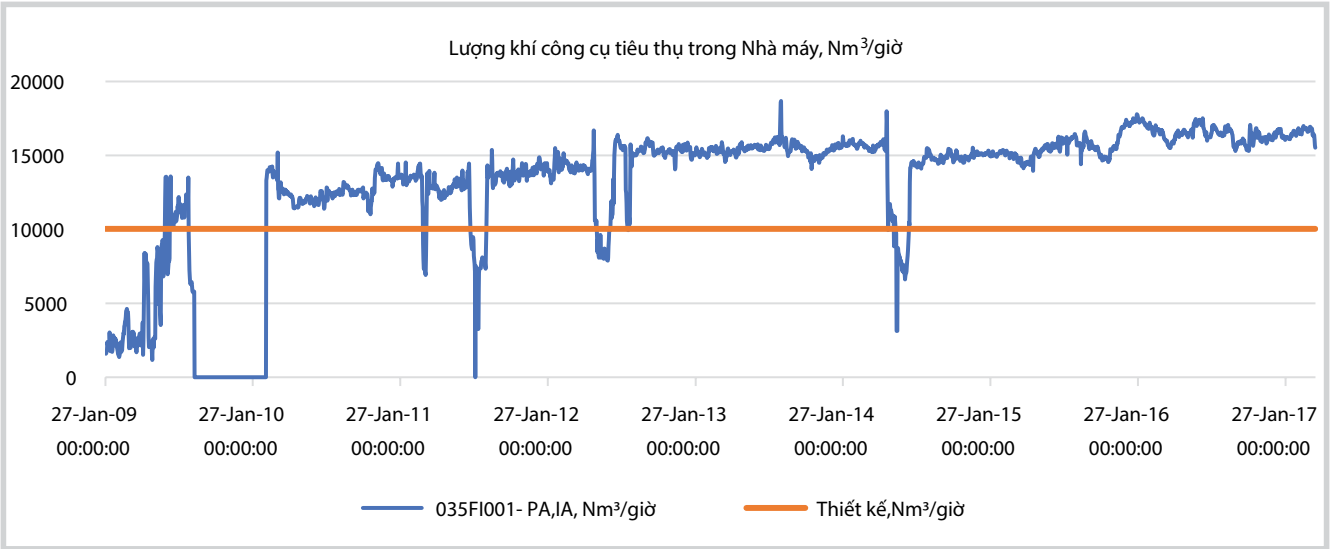
TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH PHÂN XƯỞNG KHÍ NÉN

Phân xưởng khí nén được thiết kế để sản xuất, phân phối khí điều khiển (IA) và khí công cụ (PA) cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ngoài ra, phân xưởng khí nén còn cung cấp khí chưa xử lý đến phân xưởng sản xuất khí nitơ - U36 trong trường hợp máy nén khí chính A-3603-CM 01 bị hỏng hoặc bảo dưỡng định kỳ. Trong điều kiện vận hành bình thường phân xưởng khí nén vận hành với 1 máy nén, 1 cụm làm khô với lưu lượng tối đa 11.100Nm^3/giờ. Từ khi Nhà máy đi vào vận hành đến nay, nhu cầu tiêu thụ khí nén của các phân xưởng toàn Nhà máy tăng cao (khoảng 16.500Nm^3/giờ), do đó phân xưởng khí nén phải vận hành với chế độ 2 máy nén dẫn đến tiêu thụ điện của phân xưởng tăng lên làm cho tiêu thụ điện của toàn Nhà máy tăng theo. Trước tình trạng đó, nhóm tác giả thuộc Công ty Cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn đã đề xuất giải pháp làm giảm khí nén tiêu thụ của Nhà máy, góp phần giảm chi phí vận hành. Theo đó nhóm tác giả đã nghiên cứu giảm tiêu thụ khí nén tại các phân xưởng về giá trị thiết kế ban đầu nhằm tiến tới vận hành 1 máy nén khí, cụ thể như sau:

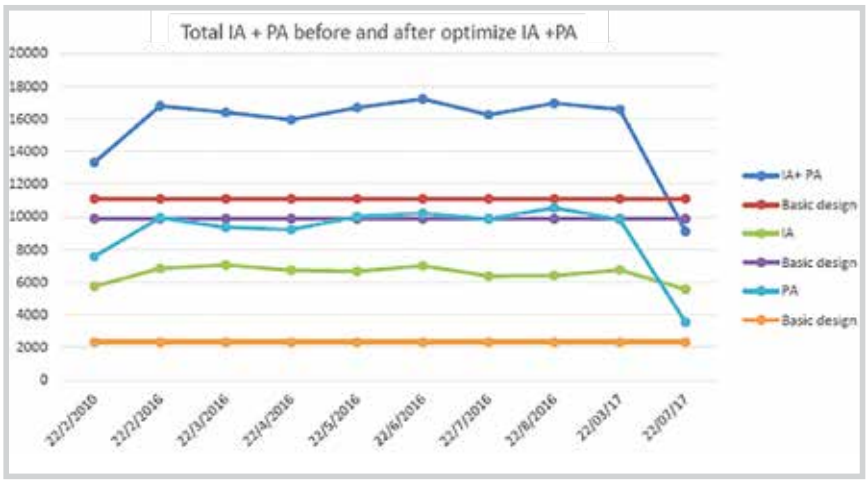
- Giảm khí nén tại các điểm quá nhiệt tại các phân xưởng RFCC bằng cách sử dụng hơi thấp áp làm mát để thay thế khí PA tại các điểm quá nhiệt có nhiệt độ cao hơn nhiệt độ hơi thấp áp, kết quả đã làm giảm 1.000Nm^3/giờ.



Hình 1. *Sau khi áp dụng, chỉ còn một máy nén khí vận hành (A-3501A) còn lại hai máy nén A-3501B và A-3501C ở trạng thái dừng, lưu lượng khí nén tiêu thụ tại bộ đo lưu lượng 035FI001 khoảng 9721 Nm^3/giờ*



Hình 2. *Thực tế tiêu thụ khí nén của Nhà máy tại các thời điểm đến 27/1/2017 luôn cao hơn thiết kế*



Hình 3. *Tổng lượng tiêu thụ khí nén trước (trước ngày 27/7/2017) và sau khi tối ưu hóa (sau ngày 22/7/2017)*

- Giảm khí nén tại các lò đốt phân xưởng U32 về giá trị tối thiểu, vì vậy đã giảm khí nén tại phân xưởng boiler 500Nm^3/giờ.

- Giảm khí nén tại phân xưởng bể chứa dầu thô bằng cách vận hành các bơm, quạt đối với công tác bảo dưỡng sửa chữa tại các bể chứa dầu thô về giá trị tối thiểu, do đó đã làm giảm khí nén tiêu thụ tại phân xưởng bể chứa dầu thô khoảng 500Nm^3/giờ.

- Giảm tiêu thụ khí nén tại các điểm làm sạch sử dụng cho việc sơn, bảo dưỡng sửa chữa tại Nhà máy bằng cách sử dụng luân phiên lượng khí nén tại các cối bắn cát, sử dụng đúng mục đích với lưu lượng tối ưu nhất kết hợp với sử dụng ống phân phối khí nén nhỏ, việc làm này đã giảm lưu lượng khí nén sử dụng tại các công việc trên khoảng 1.600Nm^3/giờ.

- Giảm lượng khí nén cung cấp cho phân xưởng PP về giá trị tối thiểu và sử dụng khí nén để làm vệ sinh vào ban đêm thay cho ban ngày, do đó đã làm giảm lưu lượng khí nén cung cấp cho phân xưởng PP từ 1.000Nm^3/giờ xuống còn 600Nm^3/giờ.

- Giải pháp giảm khí nén tiêu thụ tại van 015-PV-1501 ở phân xưởng RFCC từ chế độ vận hành liên tục sang chế độ vận hành gián đoạn (theo MOC-15-16-216) giúp giảm được 2.500Nm^3/giờ khí nén.

- Kiểm tra định kỳ và xử lý điểm rò rỉ khí nén để giảm thiểu mất mát khí nén cho hệ thống.

Bên cạnh đó nhóm tác giả còn theo dõi và quản lý tình hình tiêu thụ khí nén tại các hộ tiêu thụ để đưa ra kế hoạch sử dụng luân phiên tránh lượng khí nén tăng cao đột ngột gây kích hoạt 2 máy nén chạy đồng thời; giám sát các phân xưởng sử dụng khí PA đúng giá trị đăng ký.

Các giải pháp trên đã giúp tổng lượng khí nén tiêu thụ toàn Nhà máy giảm 6.500Nm^3/giờ so với vận hành trước đó. Do vậy, lưu lượng khí nén yêu cầu cung cấp tại phân xưởng khí nén chỉ còn 9.500Nm^3/giờ đủ khả năng vận hành 1 máy nén.

Giải pháp tối ưu hóa vận hành phân xưởng khí nén đã giảm lượng điện tiêu thụ rất lớn của phân xưởng (11.388 MW/năm), góp phần giảm chỉ số tiêu thụ năng lượng của Nhà máy (EII); giảm khí thải gây hiệu ứng nhà kính (CO_2); giảm thời gian và chi phí bảo dưỡng 1 máy nén khí hàng năm, tăng độ an toàn trong vận hành. Giải pháp trên đã làm lợi cho Nhà máy 1.252.680USD/năm thực hiện.

Cấn Văn Dũng (giới thiệu)