

Dầu Khí



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

■ SỐ 2 - 2018

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37727107 * Email: tapchidk@vpi.pvn.vn

Ảnh bìa: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

TIÊU ĐIỂM

VIỆT NAM - ẨM ĐỘ ĐẨY MẠNH HỢP TÁC NĂNG LƯỢNG



Phó Thủ tướng Trần Đại Quang và Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi tại Hội nghị Thượng đỉnh Ấn Độ - Việt Nam 2018.

Trong chuyến thăm chính thức Ấn Độ, Chủ tịch nước Trần Đại Quang, Tổng thống Ram Nath Kovind và Thủ tướng Narendra Modi đã nghị các doanh nghiệp Việt Nam - Ấn Độ tạo thêm cơ hội đầu tư kinh doanh mới trong lĩnh vực hợp tác ưu tiên như: khí, điện, năng lượng, năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng...

Chủ tịch nước Trần Đại Quang đánh giá cao các doanh nghiệp Ấn Độ mở rộng hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí trên đất liền, tại thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam; đồng thời khuyến khích Việt Nam ứng dụng các doanh nghiệp dầu khí Ấn Độ tìm kiếm cơ hội hợp tác trong lĩnh vực dầu khí trong nguồn và hạ nguồn.

Tổng chuyện thăm chính thức Ấn Độ từ ngày 2 - 4/3/2018, Chủ tịch nước Trần Đại Quang đã hội kiến Tổng thống Ram Nath Kovind, hội đàm với Thủ tướng Narendra Modi. Lãnh đạo hai nước nhất trí, việc tăng cường quan hệ kinh tế, thương mại là mục tiêu chiến lược, thành tố cốt lõi của quan hệ đối tác chiến lược toàn diện và cam kết đổi mới việc tăng cường quan hệ song phương nói chung trên khai các biện pháp cụ thể và thiết thực để kim ngạch thương mại đạt 15 tỷ USD vào năm 2020.

Lãnh đạo hai nước đề nghị các doanh nghiệp Việt Nam - Ấn Độ tìm kiếm cơ hội đầu tư kinh doanh mới trong lĩnh vực hợp tác ưu tiên như: khí, điện, năng lượng, năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng...

Lãnh đạo hai nước đánh giá hợp tác trong lĩnh vực dầu khí, thủy điện, nhiệt điện, năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng đang phát triển mạnh mẽ. Chủ tịch nước Trần Đại Quang hoan nghênh các doanh nghiệp Ấn Độ mở rộng hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí trên đất liền, tại thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam; đồng thời đề nghị các doanh nghiệp Ấn Độ tích cực nghiên cứu, sớm có đề xuất với các bộ ngành của Việt Nam để giải quyết. Hai bên nhất trí tích cực thúc đẩy liên lạc bán ghi nhớ về hợp tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các nước thu ba. Phía Việt

4

TIÊU ĐIỂM

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng: PETROVIETNAM PHẢI ĐOÀN KẾT, BÀN LĨNH, HÀNH ĐỘNG, TRÍ TUỆ VÀ ĐỔI MỚI



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng yêu cầu PetroVietnam phải đoàn kết, bàn lĩnh, hành động, trí tuệ và đổi mới để tập sự phát triển, vươn lên.

Tổng chương trình làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sáng ngày 21/2/2018. Phó Thủ tướng Chính phủ, Trịnh Đình Dũng khẳng định sự tin tưởng, ủng hộ của Đảng, Nhà nước, Chính phủ, các bộ/ngành đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - đơn vị có bề dày truyền thống, đóng góp to lớn cho sự phát triển của đất nước, sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.

Nhấn mạnh trong thành công chung của đất nước có sự đóng góp rất quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Thủ tướng đánh giá cao cán bộ, công nhân viên, người lao động Dầu khí đã đoàn kết vượt qua khó khăn, các chỉ tiêu sản xuất Chính phủ giao năm 2017 đã vượt đích trước kế hoạch năm từ 3 - 53 ngày, góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển

khai các dự án dầu khí trong nước gắn với khẳng định chủ quyền quốc gia, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước; xây dựng được đội ngũ cán bộ, viên chức và người lao động có trình độ chuyên nghiệp, chuyên sâu, khoa học, tiên phong trong quá trình hội nhập.

Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 đã xác định mục tiêu Phát triển ngành Dầu khí thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, then chốt, hoàn chỉnh, đồng bộ, bao gồm tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tồn trữ, phân phối, dịch vụ và xuất nhập khẩu; góp phần quan trọng vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc. Huy động mọi nguồn lực để đầu tư phát triển ngành Dầu khí; xây dựng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các doanh nghiệp hoạt động trong ngành Dầu khí có tiềm lực mạnh về

tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao, chủ động tích cực hội nhập quốc tế.

Để thực hiện các mục tiêu trong chiến lược phát triển và hoàn thành nhiệm vụ năm 2018, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung ổn định tổ chức, tư tưởng của cán bộ, nhân viên, người lao động. "Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phải là một tập đoàn thật sự đoàn kết, bàn lĩnh, hành động, trí tuệ và đổi mới để tiếp tục phát triển".

Phó Thủ tướng yêu cầu cán bộ công nhân viên, người lao động Dầu khí phải đoàn kết liên nguyện tác tập trung dân chủ, vì sự phát triển và lớn mạnh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; có bản lĩnh để vượt qua khó khăn. Đặc biệt, cán bộ lãnh đạo, quản lý là người tiên phong phải có bản lĩnh để dẫn dắt Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đi lên trong giai đoạn khó

6

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

18. Địa tầng phân tập và môi trường lắng đọng các trầm tích Đệ Tam tại khu vực Trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng trên cơ sở tài liệu cổ sinh

26. Áp dụng phương pháp lấy mẫu và đặc tính hóa lưu thể vỉa để nâng cao hiệu quả phát triển khai thác và quản lý mỏ dầu khí

35. Tổ hợp các thiết bị địa vật lý giếng khoan trong ống chống theo dõi sự thay đổi độ bão hòa nước và quản lý mỏ Tê Giác Trắng



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

44. Ảnh hưởng của tạp chất kim loại trong dầu thô đến tính chất, hoạt tính xúc tác FCC và giải pháp nhằm duy trì độ ổn định của phân xưởng FCC



CÔNG NGHIỆP ĐIỆN

54. Tối ưu hóa vật tư dự phòng cho công tác sửa chữa, bảo dưỡng các nhà máy nhiệt điện

ẢNH HƯỞNG CỦA TẠP CHẤT KIM LOẠI TRONG DẦU THỎ
ĐẾN TÍNH CHẤT, HOẠT TÍNH XÚC TÁC FCC VÀ GIẢI PHÁP
NHẦM DUY TRÌ ĐỘ ỔN ĐỊNH CỦA PHẦN XƯƠNG FCC

Lê Phúc Nguyễn, Nguyễn Hoài Thu
Trần Văn Trí, Ngô Thủy Phương, Nguyễn Hữu Lương
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: nphucnguyen@vni.vn

Tóm tắt

[illegible]

1. Giới thiệu

Dầu nặng thường đặc trưng bởi các tính chất như hàm lượng kim loại và CCR cao làm giảm hiệu quả của quá trình chế biến. Các kim loại, chủ yếu là Ni, Fe, Ca và Na trong dầu thô tồn tại dưới dạng các muối hữu cơ như porphyrin, naphthenate hoặc hợp chất vô cơ. Các kim loại này tích tụ trên bề mặt xúc tác trong quá trình cracking gây phá vỡ cấu trúc tinh thể, che phủ các lỗ xốp và tăng hoạt động dẫn đến giảm hoạt tính của xúc tác, thể hiện chủ yếu qua hiệu suất của khí hydro và cốc cao trong khi các sản phẩm lỏng lại giảm, làm giảm hiệu quả tổng hợp của nhà máy [2 - 10].

Theo báo cáo, nguồn đất thổ Bạch Hổ làm nguyên liệu cho Nhà máy sản xuất Dung Quất có tỷ lệ cần bùn (sludge) ở mức cao. Đặc biệt, trong thành phần cặn bùn này có chứa hàm lượng kim loại Fe và Ca khá cao (Fe: 3.000 - 3.700ppm; Ca: 600 - 700ppm). Các kim loại này ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả hoạt động của Nhà máy lọc dầu Dung Quất, làm giảm hiệu quả của bộ phận tách muối nước, dễ gây ngộ độc xúc tác, tăng lắng đọng cặn tại phần xử lý FCC và hình thành các hợp chất gây ăn mòn thiết bị và đường ống.

Trong báo cáo của JGC C&C, hàm lượng lưu huỳnh trên xúc tác bằng của một số nhà máy lọc dầu có thể vượt

[illegible]

Nguồn nhận bài: 20/6/2016. Nhận chỉnh sửa: 04/7/2016. Nhận bài báo được duyệt đăng: 20/8/2016

44 **ĐÀO KHAI** - SỐ 2/2018

AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

60. Nghiên cứu và phát triển mô phỏng dầu tràn ngược thời gian trên khu vực Biển Đông

FOCUS

Vietnam, India strengthen energy co-operation	4
Deputy Prime Minister Trinh Dinh Dung: Petrovietnam to strengthen unity, determination, action, intellectuality and innovation	6
Petrovietnam focuses on implementing Programme of Action	8
Application of new technologies in additional exploration and production development	12
Petrovietnam to be comprehensively restructured	14
Nghi Son Refinery and Petrochemical Complex kicked off	16
SCIENTIFIC RESEARCH	
Sequence biostratigraphy and depositional environment of Tertiary sediments in the central and southern parts of Song Hong basin	18
Reservoir fluid sampling and characterisation for efficient development and management of oil and gas fields	26
Combinable cased hole logging tools improve hydrocarbon saturation monitoring and reservoir management in Te Giac Trang field	35
Influence of metal content in crude oil on the properties and performances of FCC catalyst and measures to maintain the FCC Unit's stability	44
Optimising inventories for maintainance and repair of thermal power plants	54
Research and development of backward-in-time oil spill simulation at East Vietnam Sea	60
NEWS	
Vietnamese and Russian oil and gas companies encouraged to strengthen co-operation	69
Vietsovpetro increases oil flow following acid treatment of near bottom-hole zone	69
Cuu Long JOC focuses on development of Su Tu Trang field - second phase	70
Petrolimex and NIOC wish to become strategic investors of BSR	70
Petronas discovers oil and gas in Block F14, South Gabon	73
ExxonMobil announces 7 th oil and gas discovery offshore Guyana	74

VIỆT NAM - ẤN ĐỘ ĐẨY MẠNH HỢP TÁC NĂNG LƯỢNG



Chủ tịch nước Trần Đại Quang và Thủ tướng Ấn Độ Narendra Modi nhất trí chú trọng hợp tác trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, dầu khí. Ảnh: PTI

Trong chuyến thăm chính thức Ấn Độ, Chủ tịch nước Trần Đại Quang, Tổng thống Ram Nath Kovind và Thủ tướng Narendra Modi đề nghị các doanh nghiệp Việt Nam - Ấn Độ tìm kiếm cơ hội đầu tư kinh doanh mới trong lĩnh vực hợp tác ưu tiên như: khí, điện, năng lượng, năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng.... Chủ tịch nước Trần Đại Quang đánh giá cao các doanh nghiệp Ấn Độ mở rộng hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí trên đất liền, tại thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam; đồng thời khẳng định Việt Nam ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí Ấn Độ tìm kiếm cơ hội hợp tác trong lĩnh vực dầu khí trung nguồn và hạ nguồn.

Trong chuyến thăm chính thức Ấn Độ từ ngày 2 - 4/3/2018, Chủ tịch nước Trần Đại Quang đã hội kiến Tổng thống Ram Nath Kovind, hội đàm với Thủ tướng Narendra Modi. Lãnh đạo hai nước nhất trí, việc tăng cường quan hệ kinh tế, thương mại là mục tiêu chiến lược, thành tố cốt lõi của quan hệ đối tác chiến lược toàn diện và cần thiết đối với việc tăng cường quan hệ song phương nói chung; triển khai các biện pháp cụ thể và thiết thực để kim ngạch thương mại đạt 15 tỷ USD vào năm 2020.

Lãnh đạo hai nước đề nghị các doanh nghiệp Việt Nam - Ấn Độ tìm kiếm cơ hội đầu tư kinh doanh mới

trong lĩnh vực hợp tác ưu tiên như: khí, điện, năng lượng, năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng...

Lãnh đạo hai nước đánh giá hợp tác trong lĩnh vực dầu khí, thủy điện, nhiệt điện, năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng đang phát triển mạnh mẽ. Chủ tịch nước Trần Đại Quang hoan nghênh các doanh nghiệp Ấn Độ mở rộng hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí trên đất liền, tại thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam; đồng thời đề nghị các doanh nghiệp Ấn Độ tích cực nghiên cứu, sớm có đề xuất với các lô dầu khí phía Việt Nam đã giới thiệu. Hai bên nhất trí tích cực thực hiện Biên bản ghi nhớ về hợp tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở các nước thứ ba. Phía Việt



ONGC (Ấn Độ) đang cùng với các đối tác Rosneft, Petrovietnam tích cực triển khai hoạt động phát triển mỏ Phong Lan Đại thuộc Lô 06-1, bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: PVN

Nam ủng hộ các doanh nghiệp dầu khí Ấn Độ tìm kiếm cơ hội hợp tác trong lĩnh vực dầu khí trung nguồn và hạ nguồn tại Việt Nam.

Chủ tịch nước Trần Đại Quang đánh giá cao các doanh nghiệp Ấn Độ đầu tư vào các dự án năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng tại Việt Nam. Việt Nam ghi nhận đề nghị của Ấn Độ về việc xem xét tích cực việc ký kết Hiệp định khung về Liên minh Năng lượng Mặt trời nhằm tăng cường hợp tác trong lĩnh vực năng lượng tái tạo.

Tham gia đoàn công tác của Bộ Công Thương tháp tùng Chủ tịch nước Trần Đại Quang thăm chính thức Ấn Độ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Diễn đàn doanh nghiệp Việt Nam - Ấn Độ cùng với

hơn 300 doanh nghiệp trong các lĩnh vực tiềm năng và thế mạnh.

Tại Diễn đàn doanh nghiệp Việt Nam - Ấn Độ, Chủ tịch nước Trần Đại Quang khẳng định Ấn Độ luôn xác định Việt Nam là trụ cột và đối tác quan trọng trong chính sách "Hành động hướng Đông". Việt Nam cũng luôn đặt trọng tâm hàng đầu trong việc thúc đẩy hợp tác toàn diện với Ấn Độ, nhất là với cộng đồng doanh nghiệp Ấn Độ trong tiến trình tái cấu trúc nền kinh tế, đổi mới mô hình tăng trưởng, hướng tới phát triển bền vững và bao trùm. Việt Nam mong muốn đẩy mạnh hợp tác đầu tư sâu rộng, thực chất và hiệu quả hơn với Ấn Độ trên những lĩnh vực mà Ấn Độ có thế mạnh và Việt Nam

Ấn Độ đang có 176 dự án đầu tư tại Việt Nam với tổng vốn đầu tư đăng ký đạt trên 814 triệu USD, đứng thứ 28/126 quốc gia và vùng lãnh thổ đầu tư tại Việt Nam.

có nhu cầu, nhất là công nghệ thông tin, công nghệ sinh học, năng lượng tái tạo, điện lực, dầu khí...

Chủ tịch nước mong muốn cộng đồng doanh nghiệp, doanh nhân Việt Nam và Ấn Độ tiếp tục giữ vai trò là lực lượng tiên phong trong hợp tác và liên kết kinh tế, hiện thực hóa quan hệ đối tác chiến lược toàn diện trên các lĩnh vực thương mại và đầu tư; góp phần củng cố quan hệ hữu nghị truyền thống giữa Việt Nam và Ấn Độ.

Thu Huyền - Việt Nga

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng: **PETROVIETNAM PHẢI ĐOÀN KẾT, BẢN LĨNH, HÀNH ĐỘNG, TRÍ TUỆ VÀ ĐỔI MỚI**

Để thực hiện các mục tiêu trong chiến lược phát triển và hoàn thành nhiệm vụ năm 2018, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phải là một tập đoàn thật sự đoàn kết, bản lĩnh, hành động, trí tuệ và đổi mới để tiếp tục phát triển.



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng yêu cầu Petrovietnam phải thật sự đoàn kết, bản lĩnh, hành động, trí tuệ và đổi mới để tiếp tục phát triển. Ảnh: Hiền Anh

Trong chương trình làm việc với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sáng ngày 21/2/2018, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng khẳng định sự tin tưởng, ủng hộ của Đảng, Nhà nước, Chính phủ, các bộ/ngành đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - đơn vị có bề dày truyền thống, đóng góp to lớn cho sự phát triển của đất nước, sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.

Nhấn mạnh trong thành công chung của đất nước có sự đóng góp rất quan trọng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Phó Thủ tướng đánh giá cao cán bộ, công nhân viên, người lao động Dầu khí đã đoàn kết vượt qua khó khăn, các chỉ tiêu sản xuất Chính phủ giao năm 2017 đã về đích trước kế hoạch năm từ 3 - 53 ngày, góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tích cực triển

khai các dự án dầu khí trong nước gắn với khẳng định chủ quyền quốc gia, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước; xây dựng được đội ngũ cán bộ, viên chức và người lao động có trình độ chuyên nghiệp, chuyên sâu, khoa học, tiên phong trong quá trình hội nhập.

Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 đã xác định mục tiêu: Phát triển ngành Dầu khí thành ngành kinh tế - kỹ thuật quan trọng, then chốt, hoàn chỉnh, đồng bộ, bao gồm tìm kiếm, thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tồn trữ, phân phối, dịch vụ và xuất nhập khẩu; góp phần quan trọng vào sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc. Huy động mọi nguồn lực để đầu tư phát triển ngành Dầu khí; xây dựng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các doanh nghiệp hoạt động trong ngành Dầu khí có tiềm lực mạnh về

tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao, chủ động tích cực hội nhập quốc tế.

Để thực hiện các mục tiêu trong chiến lược phát triển và hoàn thành nhiệm vụ năm 2018, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đề nghị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung ổn định tổ chức, tư tưởng của cán bộ, nhân viên, người lao động. "Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phải là một tập đoàn thật sự đoàn kết, bản lĩnh, hành động, trí tuệ và đổi mới để tiếp tục phát triển".

Phó Thủ tướng yêu cầu cán bộ công nhân viên, người lao động Dầu khí phải đoàn kết trên nguyên tắc tập trung dân chủ, vì sự phát triển và lớn mạnh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; có bản lĩnh để vượt qua khó khăn. Đặc biệt, cán bộ lãnh đạo, quản lý là người tiên phong phải có bản lĩnh để dẫn dắt Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đi lên trong giai đoạn khó



Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng yêu cầu cán bộ công nhân viên, người lao động Dầu khí phải đoàn kết trên nguyên tắc tập trung dân chủ, vì sự phát triển và lớn mạnh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Hiền Anh

khẩn. Khẳng định ngành Dầu khí có rất nhiều cán bộ có bề dày kinh nghiệm, bản lĩnh, có kiến thức, năng lực chuyên môn, năng lực quản lý, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đổi mới, đang đổi mới và sẽ phải đổi mới để tiếp tục phát triển.

Phó Thủ tướng yêu cầu tiếp tục tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, rà soát lại theo từng thời điểm, theo từng điều kiện, hoàn cảnh để nâng cao năng lực, chất lượng, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và sức cạnh tranh của Tập đoàn ở trong và ngoài nước.

Phó Thủ tướng cũng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có các giải pháp huy động các nguồn lực trong nước, quốc tế để thực hiện chiến lược phát triển trong thời gian tới. Đồng thời, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần đẩy nhanh tiến độ các dự án chậm tiến độ, đặc biệt là các dự án trọng điểm của ngành Dầu khí ảnh hưởng rất lớn đến tăng trưởng của kinh tế đất nước trước mắt và dài hạn.

Việt Hà



Tập thể người lao động Dầu khí đang nỗ lực vượt khó để khai thác dòng dầu cho Tổ quốc. Ảnh: Quang Hà



PETROVIETNAM

TẬP TRUNG TRIỂN KHAI CHƯƠNG TRÌNH HÀNH ĐỘNG

Đối diện với các khó khăn thách thức trong năm 2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và đang tập trung triển khai Chương trình hành động số 1311/CTr-DKVN ngày 5/3/2018 nhằm phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, thực hiện đồng bộ các giải pháp để hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, đảm bảo tiến độ đầu tư các dự án trọng điểm.

Dể hoàn thành tốt nhất các nhiệm vụ kế hoạch năm 2018, tạo đà thực hiện thắng lợi các mục tiêu, nhiệm vụ kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tập trung mọi nguồn lực để thúc đẩy hoạt động sản xuất kinh doanh, cân đối để sản xuất

và khai thác có hiệu quả các sản phẩm sản xuất, hàng hóa, dịch vụ kinh doanh chủ đạo.

Trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị bám sát diễn biến giá dầu năm 2018 để chỉ đạo và có các giải pháp kịp thời ứng phó với những biến động của giá dầu từng thời điểm trong năm 2018. Rà soát các nhiệm vụ thuộc công tác thăm dò - thẩm lượng,



Mô Đại Hùng. Ảnh: PVEP

Chương trình hành động nhằm phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, thực hiện đồng bộ các giải pháp ngay từ những ngày đầu, tháng đầu của năm 2018 để hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, đảm bảo tiến độ đầu tư các dự án; bám sát diễn biến giá dầu thô để có các giải pháp ứng phó linh hoạt, kịp thời; tăng cường kỷ cương, đề cao trách nhiệm, thúc đẩy tái cơ cấu toàn diện để phát triển bền vững, ổn định, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh, nâng cao uy tín, sức cạnh tranh của Tập đoàn và các đơn vị thành viên; chủ động hội nhập, hợp tác quốc tế; nâng cao chất lượng nguồn nhân lực, đẩy mạnh ứng dụng khoa học công nghệ; tích cực bảo vệ môi trường, tham gia bảo vệ và khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển; thực hiện tốt công tác tiết kiệm, chống lãng phí, công tác an sinh xã hội, chăm lo, cải thiện đời sống cán bộ công nhân viên.

công tác phát triển mỏ mới, sắp xếp theo thứ tự các nhiệm vụ ưu tiên để có giải pháp tổ chức thực hiện trên cơ sở: Áp dụng các công nghệ thu hồi và xử lý địa chấn mới nhằm nâng cao chất lượng và độ phân giải của địa chấn 3D phục vụ tìm kiếm thăm dò cho đối tượng có cấu tạo nhỏ và bẫy phi cấu tạo, tận thăm dò khai thác; tranh thủ tối ưu giá dịch vụ dầu khí đang ở mức thấp; đẩy mạnh công tác nghiên cứu có trọng tâm, hợp tác nghiên cứu quốc tế, ứng dụng công nghệ

tiên tiến phục vụ trực tiếp và định hướng công tác tìm kiếm thăm dò, đặc biệt là xác định đối tượng, vị trí các giếng khoan thăm dò - thăm lượng; quản lý, giám sát chặt chẽ các dự án phát triển mỏ nhằm đưa các mỏ/công trình mới vào khai thác theo đúng tiến độ; cập nhật kết quả giếng khoan để có sự điều chỉnh tối ưu cho kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, đảm bảo gia tăng đủ trữ lượng để chuẩn bị đưa mỏ vào khai thác trong năm 2019, 2020 và những năm tiếp theo.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị rà soát tổng thể kế hoạch các lô, các giếng sẽ khoan khai thác, giá thành khai thác tại lô/mỏ đang khai thác để có kế hoạch khai thác hợp lý đối với từng lô/mỏ theo từng thời điểm biến động giá dầu trên nguyên tắc ưu tiên hiệu quả, bảo vệ tài nguyên, đảm bảo lợi ích nhà nước, lợi ích nhà đầu tư. Cân đối đủ vốn cho các mỏ đang khai thác và các dự án ưu tiên đầu tư; đàm phán lựa chọn hình thức thanh toán linh hoạt đối với các hợp đồng vận



hành, sửa chữa, bảo dưỡng và dịch vụ, để đảm bảo duy trì khai thác mỏ, công việc cho các đơn vị dịch vụ và đón đầu khi giá dầu phục hồi trở lại. Trong năm 2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phần đầu ký 1 - 2 hợp đồng dầu khí mới ở trong nước, hoàn thành đầu tư và đưa 3 mỏ/công trình mới ở trong nước vào khai thác: mỏ Bunga Pakma (Lô PM3-CAA), mỏ Cá Tầm (Lô 09-3/12), mỏ Phong Lan Đại - Lan Đỏ (Lô 06-1).

Trong lĩnh vực chế biến dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tranh thủ các tác động thuận

lợi từ giá dầu thấp để phát huy tối đa công suất các nhà máy. Chủ động dự báo, tính toán hợp lý cơ cấu loại hình sản phẩm của từng nhà máy, trong từng thời điểm theo biến động ảnh hưởng từ giá dầu và thị trường, đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh; thực hiện tiết giảm 5 - 10% chi phí biến đổi trong cơ cấu giá thành sản phẩm. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tiếp tục rà soát, hoàn chỉnh các định mức, quy trình kỹ thuật trong sản xuất kinh doanh để hạn chế lãng phí do sản xuất lỗi hay lỗi khuyết tật, sản xuất dư thừa, lãng phí về thời

gian vận chuyển, lãng phí do tồn kho, lãng phí do thao tác thừa...

Trong lĩnh vực công nghiệp khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị vận hành an toàn hạ tầng công nghiệp khí hiện có (đường ống dẫn khí, nhà máy chế biến khí...), phối hợp chặt chẽ với các chủ mỏ và hộ tiêu thụ, xây dựng và thực hiện kế hoạch thu gom hợp lý, chế độ khai thác linh hoạt, đảm bảo cung cấp đủ khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp và dân sinh trong nước, phần đầu sản lượng khí không đạt tối thiểu 9,27 tỷ m³. Tích cực tìm kiếm, tham



Giàn công nghệ trung tâm 3 mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

Trong Quý I/2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên đã triển khai nhiệm vụ sản xuất kinh doanh hiệu quả, an toàn, các chỉ tiêu sản xuất đều hoàn thành vượt mức từ 4 - 15% kế hoạch đề ra. Tính riêng 2 tháng đầu năm 2018, tổng sản lượng khai thác đạt 4,13 triệu tấn dầu quy đổi, sản xuất 3,56 tỷ kWh điện, 281,8 nghìn tấn đạm và 1,13 triệu tấn xăng dầu. Tổng doanh thu vượt 12% kế hoạch, tăng 16% so với cùng kỳ năm 2017; nộp ngân sách Nhà nước vượt 30% kế hoạch, tăng 12% so với cùng kỳ năm 2017.

tích cực để hỗ trợ các đơn vị tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; chủ động đàm phán với các nhà thầu dầu khí để giảm giá dịch vụ hợp lý. Các đơn vị dịch vụ tập trung các nguồn lực đẩy mạnh và phát triển các hoạt động sản xuất kinh doanh, đảm bảo cung cấp dịch vụ kỹ thuật dầu khí chuyên ngành chất lượng cao, uy tín, đáp ứng yêu cầu của các nhà thầu dầu khí, tích cực tham gia đấu thầu và tìm kiếm ký kết các hợp đồng nhằm đảm bảo việc làm cho người lao động. Đẩy mạnh nghiên cứu, ứng dụng khoa học công nghệ mới, tăng cường khả năng tiếp nhận chuyển giao công nghệ từ các đối tác nước ngoài, nhằm nâng cao năng suất, chất lượng cung cấp, giảm giá thành dịch vụ, góp phần nâng cao năng lực cạnh tranh. Xúc tiến mở rộng thị trường dịch vụ sang các nước trong khu vực và trên thế giới (dịch vụ kỹ thuật, tài chính, bảo hiểm, kinh doanh dầu, xăng dầu...); tích cực tham gia đấu thầu cung cấp giàn khoan và các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan tại thị trường nước ngoài như: Malaysia, Indonesia, Myanmar, Thái Lan...

Ngọc Linh

gia các dự án đầu tư ra nước ngoài trong lĩnh vực phát triển nguồn khí để có sản phẩm bổ sung cho nguồn khí tiêu thụ trong nước, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Kiểm soát chặt chẽ tiến độ các dự án thu gom, chế biến, tàng trữ và phân phối khí: Dự án thu gom khí Cá Rồng Đỏ, Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2, Dự án đường ống dẫn khí Lô B - Ô Môn, Dự án thu gom khí Sư Tử Trắng, Dự án nâng công suất nén bể Cửu Long, Dự án LNG Sơn Mỹ, Dự án LNG Sơn Mỹ, Dự án LNG Thị Vải.

Trong lĩnh vực công nghiệp điện, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam/Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0) để vận hành an toàn và huy động tối ưu công suất từ các nhà máy điện nhằm cung cấp tối đa sản lượng điện cho lưới điện quốc gia; tập trung chỉ đạo đảm bảo thu xếp đủ vốn và hoàn thành đầu tư xây dựng các dự án điện, đưa vào vận hành đúng tiến độ.

Trong lĩnh vực dịch vụ dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tiếp tục có các giải pháp



ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ MỚI TRONG TẬN THĂM DÒ VÀ PHÁT TRIỂN KHAI THÁC

Đứng trước thách thức là khu vực tiềm năng còn lại bao gồm chủ yếu các cấu tạo nhỏ, rủi ro về cấu trúc, các bẫy phi cấu tạo, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng cần đẩy mạnh nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới, đặc biệt là các công nghệ thu nổ, xử lý, minh giải tài liệu địa chấn tiên tiến. Đây là cơ sở để triển khai công tác tận thăm dò, nghiên cứu các bẫy phi cấu tạo, xác định sự phân bố của các tập sản phẩm chứa dầu khí, chính xác hóa mô hình mỏ, giúp giảm thiểu rủi ro trong công tác tìm kiếm, thăm dò và nâng cao hiệu quả khai thác dầu khí.

Tại kỳ họp lần thứ 2 nhiệm kỳ 2017 - 2019, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí đã tập trung thảo luận, góp ý về: Kế hoạch tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí trung, dài hạn của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"; Công tác tìm kiếm, thăm dò của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trong giai đoạn 2007 - 2017 và định hướng kế hoạch đến năm 2020; Định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn tiếp theo; Định hướng chương trình thăm dò, khai thác khu vực phía Bắc bể Sông Hồng phù hợp với dự báo phát triển thị trường khí đến năm 2035.

Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng các phát hiện thương

mại tại Lô 09-1 và 1 phát hiện thương mại tại Lô 09-3/12 trong thời gian gần đây đã góp phần quan trọng giúp Vietsovpetro chặn đà suy giảm sản lượng khai thác, đồng thời tạo ra nguồn lực đáng kể cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Tuy nhiên, các khu vực tiềm năng còn lại chủ yếu là các cấu tạo nhỏ, rủi ro về cấu trúc, các bẫy phi cấu tạo... chưa thể tiến hành khoan thăm dò với tài liệu địa chấn đã thu nổ, xử lý trước đây, các khu vực đang khai thác gặp khó khăn trong xác định diện phân bố và đặc trưng đá chứa, dự báo động thái khai thác... Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã tích cực đẩy mạnh nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới, đặc biệt là công nghệ thu nổ, xử lý tài liệu địa chấn 3D/4C ở Lô 09-1. Công nghệ địa chấn mới đã làm sáng tỏ hơn bức tranh địa chất khu vực do



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Huy Hùng

có dải tần rộng hơn, độ phân giải cao hơn địa chấn 3D, hình ảnh đứt gãy trong móng rõ ràng hơn, giảm thiểu tối đa hiệu ứng dịch chuyển địa chất. Sử dụng tài liệu địa chấn 3D/4C, tài liệu giếng khoan và tài liệu địa chất, Vietsovpetro đã minh giải và chính xác hóa cấu trúc địa chất, minh giải thuộc tính địa chất, phân tích địa chấn địa tầng nhằm xác định môi trường trầm tích, xử lý nghịch đảo địa chấn AVA/AVO, minh giải đồng bộ tài liệu địa chấn (bao gồm sóng P và sóng S)... Tài liệu quan trọng này là cơ sở để triển khai công tác tận thăm dò, nghiên cứu các bể phi cấu tạo, xác định sự phân bố của các tập sản phẩm chứa dầu, chính xác hóa mô hình mỏ, giúp giảm thiểu rủi ro trong công tác tìm kiếm, thăm dò và nâng cao hiệu quả khai thác ở khu vực Lô 09-1 (giải pháp địa kỹ thuật sử dụng tài liệu địa chấn 3D/4C giúp gia tăng khoảng 500 nghìn tấn dầu

trong móng và 300 nghìn tấn dầu trong đá trầm tích). Theo Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí, Vietsovpetro cần có đánh giá chi tiết và đầy đủ hơn về hiệu quả áp dụng tài liệu địa chấn 3D/4C trong phân tích các bể cấu trúc, bể địa tầng, đánh giá hiệu quả áp dụng công nghệ này ở Lô 09-1 và khả năng áp dụng cho các khu vực khác.

Để đạt mục tiêu gia tăng trữ lượng trong giai đoạn 2018 - 2035, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng Vietsovpetro cần đầu tư nghiên cứu, thăm dò các cấu tạo tiềm năng còn lại, các đối tượng phi truyền thống, áp dụng các giải pháp công nghệ tiên tiến trong thăm dò, khai thác phù hợp với thực tế.

Về kế hoạch tìm kiếm, thăm dò của PVEP, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng việc triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò ở nước ngoài cần đảm bảo hiệu quả đầu tư, ở trong nước cần xây dựng chiến lược phát triển ưu tiên kèm theo các giải pháp cụ thể để đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò trong thời gian tới. Các phát hiện dầu khí mới gần đây chủ yếu là các phát hiện khí có trữ lượng cận biên, đòi hỏi PVEP cần nghiên cứu ứng dụng các giải pháp công nghệ phát triển khai thác tiên tiến, đồng thời tiếp tục đề xuất các chính sách khuyến khích phát triển mỏ nhỏ, mỏ cận biên.

Về định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn tiếp theo, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng các kiến nghị do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đề xuất (cải tiến về công nghệ khoan giếng thân nhỏ slimhole, slimdown...) cần nêu rõ điều kiện áp dụng để giảm giá thành và tối ưu giếng khoan cần áp dụng cho từng đối tượng/khu vực cụ thể; đánh giá, đưa ra mức độ ưu

tiên thăm dò, khai thác và đề xuất vị trí giếng khoan tại các khu vực, đặc biệt là tại bể Cửu Long và phía Bắc bể Sông Hồng.

Để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ khí tại khu vực miền Bắc, theo Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí, PVEP cần đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác, có giải pháp bù đắp sản lượng suy giảm của mỏ Thái Bình sau năm 2023. Khu vực phía Bắc bể Sông Hồng có nhiều đối tượng tiềm năng để thăm dò mở rộng sau phát hiện Kỳ Lân, PVEP cần nghiên cứu, đánh giá, đề xuất chi tiết phương án tối ưu trình Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét, phê duyệt.

Theo TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Phó Tổng giám đốc, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các ban, đơn vị trong Tập đoàn cần nghiên cứu, đánh giá hiệu quả áp dụng công nghệ địa chấn 3D/4C, cũng như các công nghệ địa chấn mới khác trong công tác tìm kiếm, thăm dò, quản lý, khai thác mỏ và khả năng áp dụng cho các khu vực khác. Đồng thời, cần đẩy mạnh công tác nghiên cứu tổng thể, chú trọng việc phủ rộng địa chấn 3D không độc quyền trên toàn thềm lục địa Việt Nam, góp phần nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò và thu hút đầu tư vào lĩnh vực thăm dò, khai thác trong thời gian tới.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị sử dụng hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ, đề xuất các chương trình nghiên cứu khoa học phù hợp, thiết thực, tập trung nghiên cứu áp dụng các công nghệ mới trong thăm dò, khai thác dầu khí; các giải pháp phát triển mỏ nhỏ, mỏ cận biên; đẩy mạnh công tác đào tạo, nâng cao chất lượng đội ngũ kế cận trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Quang Minh

TÁI CƠ CẤU TOÀN DIỆN TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí cho rằng việc tái cấu trúc ngành nghề sản xuất kinh doanh (duy trì hoặc thay đổi tỷ lệ tham gia đầu tư, quy mô đầu tư) phải được cân nhắc trên cơ sở tiêu chí ưu tiên là hiệu quả kinh tế/khả năng sinh lời và vai trò của từng lĩnh vực đối với sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.



Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí tập trung góp ý cho Dự thảo "Đề án Tái cơ cấu toàn diện PVN". Ảnh: VPI

Tại kỳ họp lần thứ 2, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc Hội đồng Khoa học và Công nghệ Tập đoàn nhiệm kỳ 2017 - 2019) đã tập trung phân tích, góp ý cho Dự thảo "Đề án Tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam" về các khía cạnh: Thực trạng tổ chức quản lý, đầu tư; kết quả, hiệu quả đã đạt được giai đoạn 2011 - 2017; dự báo các nhân tố ảnh hưởng từ bên ngoài (quốc tế, trong nước) và phương án tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2020 và định hướng đến năm 2025.

Theo Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần khẩn trương tái cơ cấu toàn diện để giải quyết các khó khăn nội tại (nguồn tài nguyên dầu khí đang cạn kiệt dần, một số lĩnh vực có năng suất lao động thấp, hiệu quả hoạt động giảm mạnh do tác động kéo dài của việc suy giảm giá dầu...), cũng như thích ứng với xu hướng biến động của thị trường dầu khí quốc tế (giá dầu dự báo có tăng dần nhưng vẫn ở mức

thấp, cạnh tranh quốc tế ngày càng gay gắt).

Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí cho rằng việc tái cấu trúc ngành nghề sản xuất kinh doanh (duy trì hoặc thay đổi tỷ lệ tham gia đầu tư, quy mô đầu tư) phải được cân nhắc trên cơ sở tiêu chí ưu tiên là hiệu quả kinh tế/khả năng sinh lời và vai trò của từng lĩnh vực đối với sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; và cần tách bạch với các nhiệm vụ do Chính phủ giao (Nhà máy Đóng tàu Dung Quất, các dự án nhiệt điện than).

Về các phương án tái cơ cấu, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đề xuất, ngoài mục tiêu chung là tăng năng suất lao động, nâng cao năng lực cạnh tranh, phát triển bền vững Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, cần phân tích rõ mục tiêu/định hướng phát triển cụ thể từng lĩnh vực trong mối liên kết hữu cơ toàn ngành đảm bảo sự cân bằng lợi ích tổng thể. Đề án tái cơ cấu cần tính đến/gắn với việc thực hiện Chiến lược phát triển

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, có đánh giá ảnh hưởng cụ thể của việc cắt giảm tỷ lệ tham gia tại các đơn vị/lĩnh vực, việc thu hẹp/tăng quy mô đầu tư đến từng lĩnh vực (quy mô, mức độ so với Chiến lược đã đặt ra). Các phương án tái cơ cấu để xuất cần đảm bảo có tính khả thi, có lộ trình cụ thể (tránh tình trạng tái cấu trúc treo).

Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí cho rằng cùng với việc tái cơ cấu ngành nghề sản xuất kinh doanh thì việc nâng cao năng lực công tác quản trị cần được thực hiện quyết liệt ở các đơn vị; việc cổ phần hóa, thu hút được sự tham gia của các nhà đầu tư nước ngoài đang và sẽ là giải pháp tốt để nâng cao năng lực quản trị cho doanh nghiệp.

Tại Kỳ họp lần này, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đã nghe ông Tim Dever - Giám đốc khu vực, chuyên gia tư vấn năng lực, IHRDC giới thiệu về Hệ thống quản lý nhân



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

sự theo năng lực (CMS). Đây là xu hướng quản lý nhân sự hiện đại được áp dụng nhiều trên thế giới, trong đó các nhà quản trị sẽ quản lý nhân sự theo năng lực thực tế (kiến thức, kỹ năng, thái độ thực hiện công việc). Năng lực của người lao động sẽ được đánh giá định kỳ/thường xuyên làm cơ sở để xây dựng các chương trình đào tạo nâng cao năng lực/kỹ năng làm việc và là căn cứ quan trọng để xác định mức thù lao. Đối với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, việc xây dựng và áp dụng hệ thống CMS đã và đang được thực hiện/thử nghiệm áp dụng (ở Công ty mẹ - PVN, PVFCCo, PVEP), cần ưu tiên áp dụng trong thời gian tới, đặc biệt là trong đánh giá năng lực phục vụ công tác đào tạo phát triển nguồn nhân lực.

Về xu hướng phát triển của ngành công nghiệp dầu khí trong nước và quốc tế, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí cho rằng các hoạt động dầu khí có dấu hiệu lạc quan hơn, song các công ty dầu khí vẫn phải có giải pháp đầu tư, quản trị thận trọng và không ngừng cải tiến để có thể thích ứng nhanh với xu hướng biến động của thị trường. Trong

đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang đi theo xu hướng này (thay đổi chiến lược đầu tư, tái cơ cấu doanh nghiệp, mua bán và sáp nhập doanh nghiệp...).

Dự báo trong thời gian tới, cơ cấu sử dụng năng lượng sẽ có thay đổi theo hướng giảm dần năng lượng hóa thạch và tăng cường sử dụng năng lượng mới/năng lượng tái tạo. Mỹ, Liên bang Nga và các nước trong khối Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) vẫn là các quốc gia giữ vai trò lớn trong điều tiết cung cầu và giá dầu thô thế giới. Dự báo đến năm 2025 giá dầu thô có thể tăng lên cao hơn và đạt trên dưới 75USD/thùng. Đây sẽ là cơ hội giảm bớt khó khăn cho các doanh nghiệp thăm dò khai thác và giúp các công ty lọc hóa dầu Việt Nam có được biên lợi nhuận cao.

Trong năm 2018, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí sẽ tiếp tục cập nhật định kỳ xu hướng thị trường dầu khí quốc tế; nghiên cứu, trao đổi sâu hơn về mô hình quản trị tại Công ty mẹ - PVN và các đơn vị thành viên gắn với việc thực hiện Đề án tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Hoàng Phương

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang tổ chức thực hiện thoái vốn tại các doanh nghiệp giai đoạn 2017 - 2020 theo danh mục đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Công văn số 1182/TTg-ĐMDN ngày 11/8/2017. Trong Quý I/2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung phối hợp với Bộ Công Thương trình Thủ tướng Chính phủ: Đề án tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2017 - 2020; Đề án cơ cấu lại Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trước khi thực hiện cổ phần hóa; Đề án tái cơ cấu chuyển giao vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại Ngân hàng TMCP Đại chúng Việt Nam (PVcomBank); Đề án sắp xếp đối với Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU) và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI).

KHỞI ĐỘNG LIÊN HỢP LỘC HÓA DẦU NGHI SƠN



NSRP và Tổng thầu JGCS ký kết Biên bản sẵn sàng khởi động Nhà máy Lộc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: PVN

Sau khi chính thức chạy thử đồng bộ, Nhà máy Lộc hóa dầu Nghi Sơn đã tiếp nhận dầu thô để xử lý và dự kiến sẽ sản xuất ra sản phẩm para-xylene vào giữa tháng 4/2018; xăng A95 dầu diesel chất lượng EURO 5 vào đầu tháng 5/2018.

Ngày 28/2/2018, tại Thanh Hóa, Công ty TNHH Lộc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) và tổng thầu JGCS đã ký Biên bản sẵn sàng khởi động (RFSU) Nhà máy Lộc hóa dầu Nghi Sơn.

Sau hơn 4 tháng tập trung xử lý các vấn đề về chất lượng lắp đặt đường ống, Nhà máy Lộc hóa dầu Nghi Sơn đã có 3 đợt kiểm tra, đánh giá chất lượng, độ an toàn và chính thức được chạy thử đồng bộ. Đây là mốc quan trọng của dự án, đánh dấu thời điểm Nhà máy Lộc hóa dầu Nghi Sơn có thể tiếp nhận dầu thô để xử lý.

Dự án Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn là tổ hợp lọc hóa dầu có quy mô lớn (công suất 10 triệu tấn/năm). Phó Tổng giám đốc NSRP Đinh Văn Ngọc cho biết Dự án này có khối lượng công việc gấp 3 lần Nhà máy Lộc dầu Dung Quất và sử dụng nhiều công nghệ hiện đại, lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam, đặc biệt là hệ thống xử lý môi trường tiên tiến trên thế giới.

Theo kế hoạch dự kiến, Nhà máy Lộc hóa dầu Nghi Sơn sẽ sản xuất ra sản phẩm para-xylene vào giữa tháng 4/2018; xăng A95 và diesel đạt chất lượng EURO 5 vào đầu tháng 5/2018.

Tổng giám đốc NSRP Turki Al-Ajmi cho biết, Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn có tầm quan trọng chiến lược, có thể đáp ứng nhu cầu sản phẩm lọc hóa dầu ngày càng tăng của Việt Nam, là yếu tố cần thiết cho công cuộc công nghiệp hóa, hiện đại hóa của Việt Nam.

Theo Giám đốc Nhà máy Lộc hóa dầu Nghi Sơn Junzo Yamamoto, công tác vận hành đảm bảo an toàn và an ninh theo tiêu chuẩn quốc tế sẽ giúp cho hoạt động thương mại của Nhà máy ổn định, hiệu quả. Hiện nay, NSRP đã sẵn sàng để tiến hành các quy trình kiểm tra vận hành và sau đó là giai đoạn hoạt động sản xuất.

Với việc đạt mốc tiến độ RFSU, Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn - Dự án dầu khí trọng điểm quốc gia đã đạt tiến độ tổng thể 99,8%. Các chuyên gia vận hành đến



UBND tỉnh Thanh Hóa bàn giao mặt bằng khu C và Giấy chứng nhận sử dụng đất khu C, Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: VNA

Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn có tổng mức đầu tư trên 9 tỷ USD, do Công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn (NSRP) đầu tư, với sự tham gia của các bên: Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (25,1%), Kuwait Petroleum International (KPI) (35,1%), Idemitsui Kosan (35,1%) và Mitsui Chemicals, Inc. (MCI) (4,7%). Dự án này sẽ sản xuất và cung cấp cho thị trường các sản phẩm: khí hóa lỏng (LPG), xăng, diesel, dầu hỏa/nhiên liệu phản lực, polypropylene, para-xylene, benzene và lưu huỳnh.

từ Nhật Bản, Kuwait và Việt Nam khẳng định sẽ đưa Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn vào vận hành theo đúng kế hoạch, góp phần quan trọng đảm bảo nguồn nhiên liệu xăng dầu chất lượng cao (tiêu chuẩn EURO 5), đảm bảo mục tiêu chiến lược quốc gia về an ninh năng lượng của Việt Nam.

Ngày 3/3/2018, UBND tỉnh Thanh Hóa đã bàn giao mặt bằng khu C (nằm trong Khu kinh tế Nghi Sơn và các khu công nghiệp tỉnh Thanh Hóa) và trao Giấy chứng nhận quyền sử dụng đất trên cho NSRP.

Khu C (mặt bằng mở rộng) của Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn có diện tích 110,4ha, thuộc địa bàn 4 thôn của xã Hải Yến gồm: Trung Yến, Nam Yến, Trung Hậu và Đông Yến (huyện Tĩnh Gia). Đây là khu đất kẹp giữa khu B (mặt bằng nhà máy chính), khu E (mặt bằng khu đường ống dẫn trên bờ) và khu J (mặt bằng khu cảng biển).

Tổng giám đốc NSRP Turki Al-Ajmi cảm ơn tỉnh Thanh Hóa và người dân xã Hải Yến đã nhượng đất cho dự án, giúp Nhà máy Lọc hóa dầu Nghi Sơn vận hành an toàn, hiệu quả và có quỹ đất mở rộng dự án trong tương lai, dự kiến nâng công suất trong giai đoạn 2 với vốn đầu tư 5 tỷ USD.

Thúy Hằng



Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn. Ảnh: NSRP

ĐỊA TẦNG PHÂN TẬP VÀ MÔI TRƯỜNG LẮNG ĐỘNG CÁC TRẦM TÍCH ĐỆ TAM TẠI KHU VỰC TRUNG TÂM VÀ PHÍA NAM BỂ SÔNG HỒNG TRÊN CƠ SỞ TÀI LIỆU CỔ SINH

**Chu Đức Quang, Nguyễn Văn Sử
Nguyễn Thị Thắm, Nguyễn Hoài Chung**
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: quangcd@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu địa tầng phân tập các trầm tích Đệ Tam tại khu vực Trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng theo mô hình tập trầm tích của Vail (1987) [1]. Mô hình tập trầm tích này gồm các hệ thống trầm tích: biển cao (HST), biển tiến (TST) và biển thấp (LST). Trong đó, hệ thống trầm tích biển thấp chứa các thành tạo cát - cát kết quạt đáy và quạt sườn biển là tầng đá chứa dầu khí tiềm năng. Các thành tạo đá chứa này có quy mô phân bố rộng, chiều dày lớn và khép kín tốt bằng các trầm tích sét kết, bột kết chứa nhiều vật chất hữu cơ. Số liệu phân tích cổ sinh địa tầng tại 27 giếng khoan trong khu vực được sử dụng làm cơ sở tài liệu cho nghiên cứu này. Kết quả nghiên cứu đã xác lập được 19 tập trong mặt cắt trầm tích Đệ Tam gồm các tập: E2 - E4 thuộc Eocene (?), O2 - O4 thuộc Oligocene, M1 - M9 thuộc Miocene và P1 - P4 thuộc Pliocene. Các miền hệ thống trầm tích biển thấp và gián đoạn bào mòn đã được xác định tại một số giếng khoan trong khu vực nghiên cứu.

Từ khóa: Địa tầng phân tập, môi trường trầm tích, cổ sinh địa tầng, Trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng, trầm tích Đệ Tam, hệ thống trầm tích biển cao, hệ thống trầm tích biển thấp, hệ thống trầm tích biển tiến.

1. Giới thiệu

Địa tầng phân tập là phương pháp nghiên cứu địa tầng và trầm tích trong mối quan hệ với sự lên, xuống mang tính chu kỳ của mực nước biển, nhằm làm sáng tỏ quy luật phân bố trầm tích theo không gian và thời gian thông qua các tài liệu địa chấn, địa tầng, địa vật lý giếng khoan, thạch học và cổ sinh địa tầng. Nghiên cứu địa tầng phân tập đóng vai trò rất quan trọng trong công tác tìm kiếm, thăm dò các tích tụ dầu khí trong các đá trầm tích, giúp định hướng các bước tiếp theo và xây dựng mô hình địa chất. Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu địa tầng phân tập theo mô hình tập trầm tích của Vail cho trầm tích Đệ Tam tại khu vực Trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng dựa trên kết quả minh giải cổ sinh địa tầng kết hợp các tài liệu địa chấn, địa tầng và địa vật lý giếng khoan, góp phần làm sáng tỏ bức tranh về địa tầng và môi trường lắng đọng các trầm tích Đệ Tam tại khu vực này.

2. Đặc điểm kiến tạo khu vực

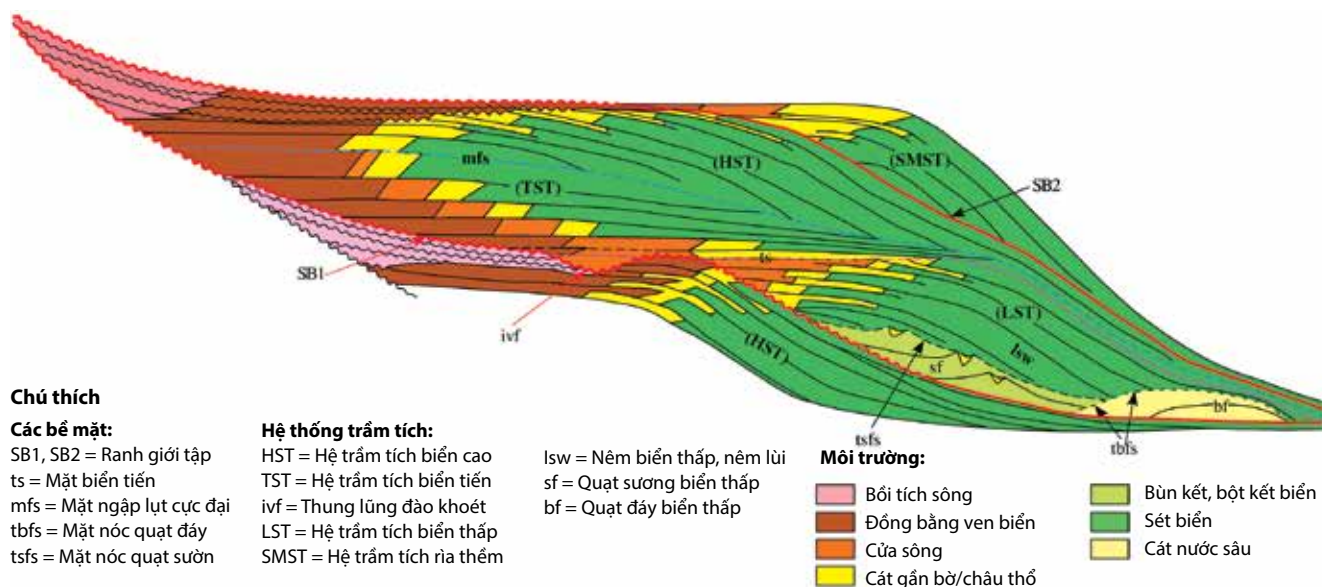
Bể Sông Hồng là bể trầm tích Cenozoic hình thành do căng giãn, kéo tách trong thời kỳ Eocene - Oligocene theo phương Tây Bắc - Đông Nam, 2 rìa của bể được khống chế bằng hệ thống đứt gãy thuận trượt bằng. Chuyển động trượt bằng trái dọc theo đứt gãy Sông Hồng và cũng là xu thế trượt bằng chủ đạo của các đứt gãy Sông Lô, Sông Chảy với quy mô lớn. Trong pha tách

giãn này các địa hào được hình thành và lấp đầy bởi các thành tạo trầm tích đầm hồ và đồng bằng sông... Trong Oligocene, sự mở rộng đáy Biển Đông có thể là nguyên nhân gây ra nghịch đảo kiến tạo ở Đông Bắc bể Sông Hồng. Trường ứng suất ép nén là nguyên nhân tạo nên nghịch đảo kiến tạo, nâng và bào mòn tạo nên bề mặt không chỉnh hợp khu vực. Trong Miocene sớm, chuyển động trượt bằng trái dọc theo đứt gãy Sông Hồng làm cho bể trầm tích lún chìm nhanh, thành tạo các trầm tích trong môi trường từ lục địa đến biển nông. Trong Miocene giữa, chuyển động dọc theo đứt gãy Sông Hồng bắt đầu có sự thay đổi dấu từ trái sang phải. Sự đổi dấu của đứt gãy Sông Hồng thực sự diễn ra trong cuối Miocene đến đầu Pliocene. Pliocene - Đệ Tứ là giai đoạn tạo thêm và hình thành các trầm tích dày trong môi trường ven bờ đến biển sâu [2, 3].

3. Cơ sở tài liệu và phương pháp nghiên cứu

3.1. Cơ sở tài liệu

Số liệu phân tích cổ sinh địa tầng (vi cổ sinh, tảo vôi và bào tử phấn hoa) tại 27 giếng khoan thuộc khu vực Trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng được sử dụng trong nghiên cứu này. Số liệu phân tích được thu thập chủ yếu từ Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Shell, BP, Core Lab từ năm 1990 đến nay [4]. Nhìn chung, các số liệu phân tích có độ tin cậy cao, đáp ứng được mục tiêu nghiên



Hình 1. Mô hình tập trầm tích của Vail (1987) [1]

cứu. Tuy nhiên, sự phân bố tài liệu nghiên cứu trong khu vực chưa đồng đều: tập trung tại các lô 111, 112, 113 và 118; khá ít tại các lô 104, 105-110, 114, 115, 119 và 120. Bên cạnh đó, các tài liệu địa vật lý giếng khoan (chủ yếu đường GR) và các mặt cắt địa chấn cũng được thu thập và sử dụng.

3.2. Phương pháp nghiên cứu

Mô hình tập trầm tích của Vail (Hình 1) được sử dụng làm cơ sở cho việc phân tập trầm tích tại khu vực, bao gồm các đơn vị trầm tích sau:

- Hệ thống trầm tích biển thấp (LST) được hình thành và tích tụ trong thời gian mực nước biển hạ thấp xuống bên dưới điểm uốn của rìa thềm và trong thời gian mực nước biển tương đối bắt đầu tăng chậm. Hệ trầm tích biển thấp bao gồm quạt ngầm đáy biển, quạt sườn, các nêmlấn giạt lùi về phía biển hình thành khi mực nước biển hạ thấp ngoài sườn thềm và các bồi tụ hình thành trong thời gian đầu dâng lên của mực nước biển. Trong đó, các quạt cát ngầm có ý nghĩa rất quan trọng giúp định hướng cho công tác nghiên cứu để phát hiện các tầng chứa tiềm năng [1, 5, 6].

- Hệ thống trầm tích biển tiến (TST) được tích tụ trong thời gian dâng lên của mực nước biển. Trầm tích của hệ thống biển tiến gồm chủ yếu các lớp trầm tích giạt lùi về phía đất liền. Mực nước biển tăng nhanh nhất vào thời gian cuối của giai đoạn này. Mặt ranh giới hình thành vào thời điểm này gọi là mặt biển tiến cực đại (MFS) [1, 5, 6].

- Hệ thống trầm tích biển cao (HST) trẻ nhất, có dạng nêmlấn ra biển hình thành ngay sau pha biển tiến cực đại và trước khi hình thành ranh giới tập [1, 5, 6].

3.3. Đặc trưng phức hệ cổ sinh trong tập trầm tích

Mối quan hệ giữa sự phát triển của sinh vật trong các thành tạo trầm tích đã được các nhà cổ sinh nghiên cứu và ứng dụng thành công. Trong đó, điển hình là mô hình sự phát triển của phức hệ trùng lỗ, tảo vôi và bào tử phần trong trầm tích của R.J.Morley [7] (Hình 2) và mô hình phát triển của chu kỳ bào tử phần trong trầm tích của Valentí Rull [8] (Hình 3).

Các mô hình đã mô phỏng xu hướng về mối tương quan phát triển phức hệ sinh vật tại vị trí (1), (2) và (3) đại diện cho các đơn vị trầm tích là LST, TST và HST. Mỗi đơn vị trầm tích được đặc trưng bởi sự phát triển cực thịnh của các nhóm hóa thạch khác nhau.

- Hệ thống trầm tích biển thấp kém phong phú về hóa thạch. Tại khu vực thềm, phức hệ hóa thạch chủ yếu là nhóm bám đáy vôi vôi Rotalid, nhóm bám đáy môi trường thềm hoặc lục địa nằm bên trên các hóa thạch tương ứng biển sâu của hệ trầm tích biển cao trước đó. Ở vùng sườn, trong các quạt sườn và quạt đáy biển thường có sự trộn lẫn giữa hóa thạch đồng trầm tích đặc biệt là hóa thạch bào tử phần tại chỗ đặc trưng môi trường lục địa, đại diện là sự phát triển của nhóm bào tử [8]. Tại các nêmlấn, phức hệ hóa thạch có sự biến đổi từ môi trường nước sâu lên nước nông hơn [7, 9].

- Hệ thống trầm tích biển tiến: Do lượng trầm tích bị giảm trong thời gian biển tiến nên tạo điều kiện thuận lợi cho các sinh vật biển phát triển. Phức hệ hóa thạch biển thuộc hệ trầm tích này tăng dần về số lượng, có tương sâu dẫn lên trên và về phía đất liền. Các phức hệ hóa thạch trùng lỗ và tảo vôi phát triển phong phú về số lượng, đa dạng về giống loài và tạo thành đới cô đặc hóa thạch

(Hình 2). Nhóm bóm đáy vỏ vôi Rotalid, nhóm bóm đáy môi trường thềm và nhóm bào tử phần môi trường lục địa có sự giảm dần về số lượng. Ngược lại, nhóm phần rừng ngập mặn tăng mạnh về số lượng và dần thay thế nhóm phần hoa họ *Palmae* (cọ, dừa) [7 - 9].

- Bề mặt ngập lụt cực đại tập trung các hóa thạch môi trường biển sâu phong phú và đa dạng nhất, gồm các hóa thạch trôi nổi và nhóm bóm đáy môi trường hiếm khí (Hình 2). Ở rìa bể, mặt ngập lụt cực đại được nhận biết bởi sự tăng đột biến của các loài trôi nổi xen kẽ nhóm hóa thạch thềm, nhóm phần rừng ngập mặn, đại diện là phần *Rhizophora* (*Zonocostites ramonae*) và nhóm khí hậu ẩm. Tại vùng thềm, mặt ngập lụt được nhận biết bởi đỉnh phát triển cực thịnh của hóa thạch trôi nổi và nhóm bóm đáy môi trường hiếm khí [7 - 9].

- Hệ thống trầm tích biển cao: Phức hệ hóa thạch giảm dần về số lượng và tính đa dạng, đặc biệt là các hóa thạch trôi nổi (Hình 2). Hóa thạch chuyển dần từ tương nước sâu sang tương thềm, phía trên là ven biển và trên cùng là lục địa. Hệ trầm tích này chứa hóa thạch trùng lỗ chiếm ưu thế của các nhóm bóm đáy sống chui rúc, thềm nước sâu và vỏ vôi Rotalid [7, 9]. Ngoài ra, nhóm phần rừng ngập mặn cũng giảm dần sự phong phú và dần được thay thế bởi nhóm thực vật rừng mở và thân thảo như họ *Gramineae* (Hình 3) [8].

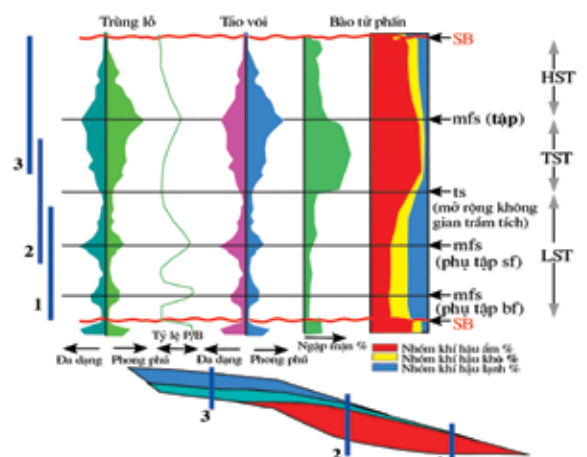
4. Kết quả nghiên cứu

19 tập trầm tích đã được xác lập cho các trầm tích Đệ Tam trong các giếng khoan tại khu vực Trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng. Các tập được ký hiệu theo từng phân vị địa tầng (E = Eocene, O = Oligocene, M = Miocene, P = Pliocene), đánh số thứ tự từ dưới lên trên và mô tả chi tiết như sau:

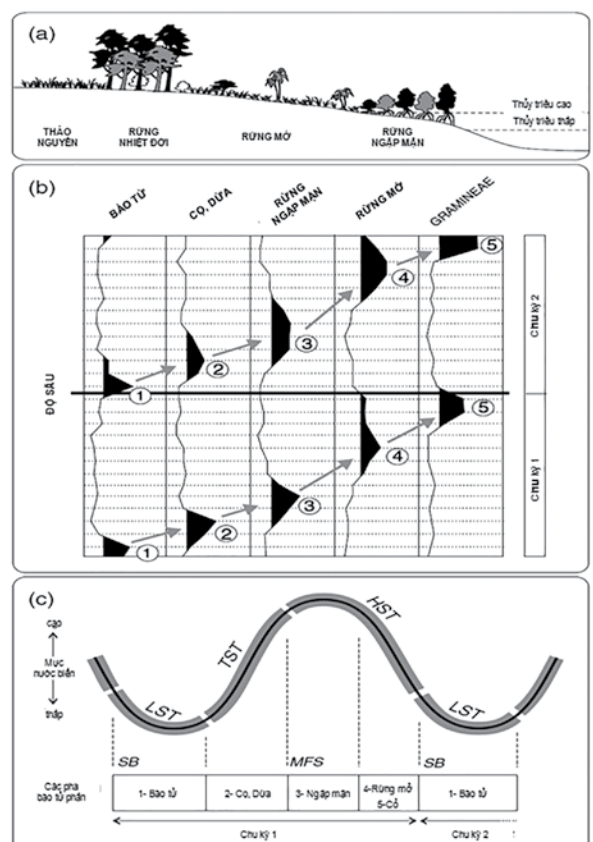
Trầm tích Eocene (?) gồm các tập E2, E3 và E4, xác lập tại mặt cắt trầm tích giếng khoan 104-QMV-1X trên cơ sở hóa thạch bào tử phần (Hình 4). Nhìn chung, phức hệ hóa thạch kém phong phú, số lượng tăng dần từ dưới lên của mặt cắt. Một số hóa thạch đặc trưng cho tuổi Eocene được tìm thấy như: *Proteacidites dehaani*, *Echitriporites trianguliformis*, *Foveotritetes margaritae*, *Proxapertites granulates*. Tuy nhiên, trên tài liệu địa chấn chưa phát hiện được tập phần xạ đặc trưng cho tuổi Eocene. Các trầm tích thuộc các tập E2 và E3 lắng đọng trong môi trường lục địa, chủ yếu phát triển luân phiên giữa điều kiện đồng bằng ven biển và đầm lầy than bùn ven sông. Trong khi tập E4 lắng đọng trong môi trường hồ ven biển có ảnh hưởng nước lợ. Kết quả này phù hợp với sự vắng mặt của nhóm hóa thạch trùng lỗ và tảo vôi trong các tập trầm tích này.

Trầm tích Oligocene thuộc hệ tầng Bạch Trĩ (E_3bt), gồm các tập O2 (Oligocene dưới), O3 và O4 (Oligocene trên). Các tập

trầm tích này được xác lập tại mặt cắt giếng khoan 104-QMV-1X dựa theo 3 pha phát triển của phức hệ hóa thạch bào tử phần hoa (Hình 5). Tập O2 và O3 ít các di tích sinh vật bào tử phần, trong khi tập O4 chứa phức hệ hóa thạch bào tử phần khá phong phú và đa dạng. Nhìn chung, sự phát triển của phức hệ hóa thạch bào tử phần tương đối phù hợp với kết quả minh giải chu kỳ trầm tích theo đường cong gamma, phản ánh sự thay đổi khí hậu từ khô hạn chuyển sang



Hình 2. Sự phân bố phổ phức hệ cổ sinh trong trình tự phát triển các miền thành hệ trầm tích biển theo mô hình tập trầm tích [7]



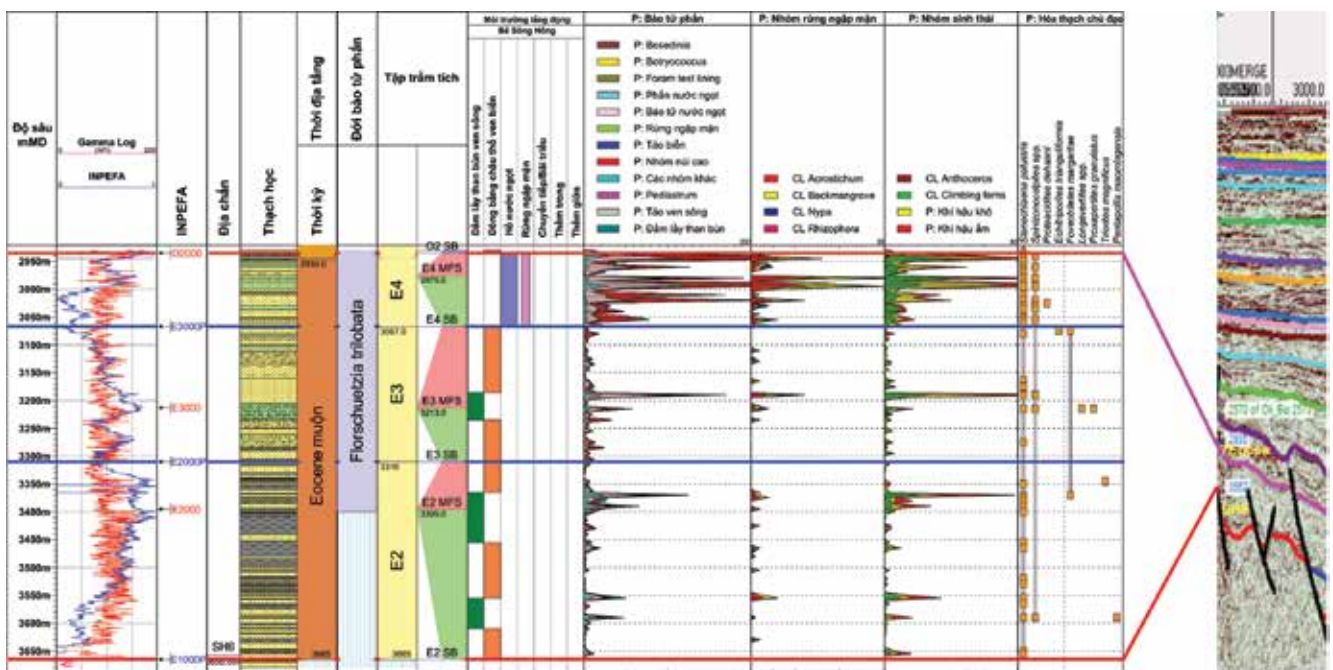
Hình 3. Sự phát triển chu kỳ bào tử phần theo nguồn gốc tương ứng với sự thành tạo các miền thành hệ trầm tích [8]

nóng ẩm. Các tập trầm tích Oligocene được lắng đọng trong điều kiện môi trường đồng bằng ven biển, sau đó được phát triển trong điều kiện hồ nước ngọt và kết thúc bằng môi trường đồng bằng bồi tích ven biển. Tập O2, O3 chỉ phát hiện tại giếng khoan 104-QMV-1X, trong khi tập O4 còn được phát hiện tại các giếng khoan 104-QN-1X, 119-CH-1X và 121-CV-1X.

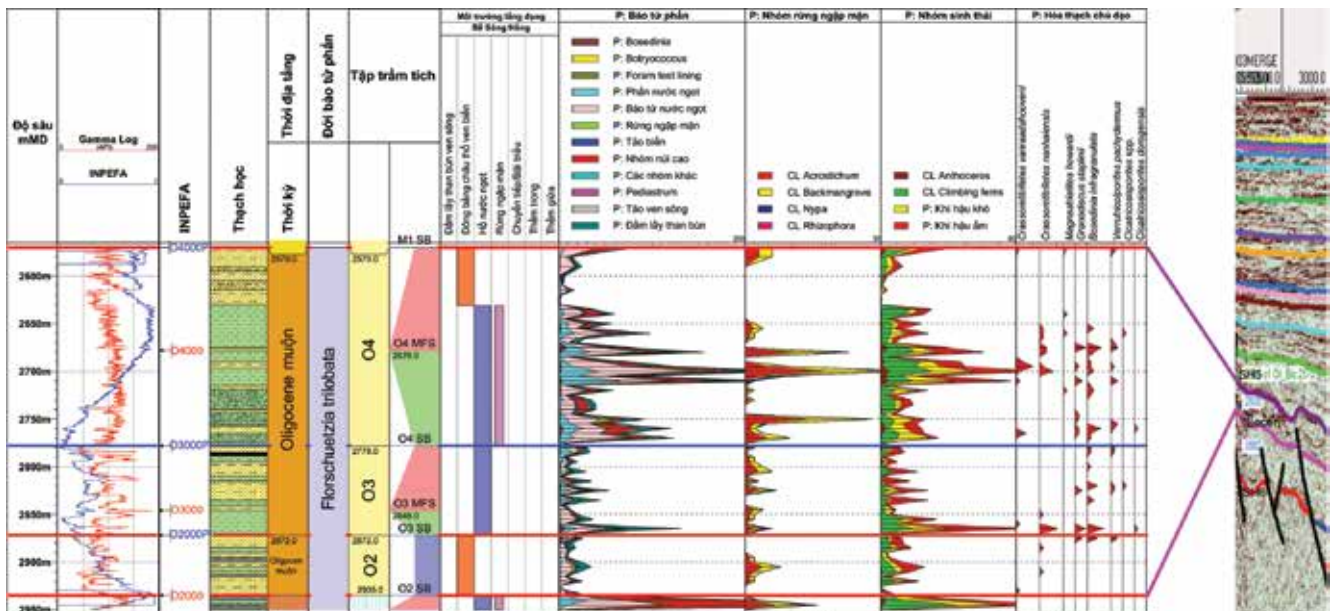
Trầm tích Miocene gồm tập M1 - M9 tương ứng với 9 chu kỳ phát triển của trầm tích và phức hệ hóa thạch:

- Các tập M1, M2 và M3 thuộc trầm tích Miocene dưới, tương ứng với hệ tầng Sông Hương (N₁sh). Mặt

cắt đầy đủ được xác định tại các giếng khoan 114-KT-1X (Hình 6), VGP-112-Pr-1X (Hình 7), 104-QN-1X và 104-QMV-1X. Trong đó, tập M1 tương ứng với đới tảo vôi NN3 và đới trùng lỗ N5, đặc trưng bởi sự xuất hiện của các hóa thạch như *Sphenolithus conicus*, *Sphenolithus belemnos*, *Catapsydrax dissimilis* và *Globigerinoides trilobus*. Tập trầm tích M1 bị bào mòn tại khu vực các giếng khoan VGP-112-BT-1X, 119-CH-1X và 121-CV-1X. Tập M2 tương ứng với phần dưới đới tảo vôi NN4 và tập M3 ứng với phần trên tảo vôi NN4. Tập M2 bị bào mòn tại giếng khoan VGP-112-BT-1X. Tập M2 và M3 đều đặc trưng bởi sự xuất hiện các hóa thạch *Helicosphaera ampliaptera* và *Sphenolithus*



Hình 4. Phức hệ bào tử phần đặc trưng trong các tập E2, E3 và E4 tại giếng khoan 104-QMV-1X



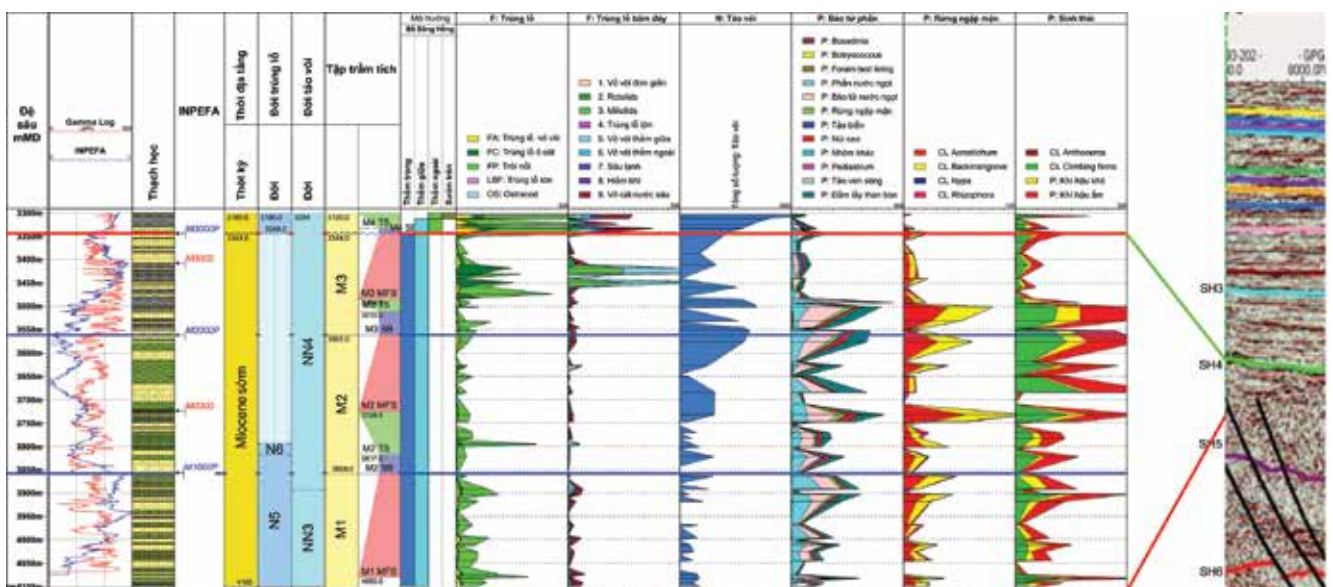
Hình 5. Phức hệ bào tử phần đặc trưng trong các tập O2, O3 và O4 tại giếng khoan 104-QMV-1X

heteromorphus. Ranh giới tập M2/M3 phù hợp với bề mặt PBS M2000P theo kết quả minh giải đường cong gamma. Tại giếng khoan 114-KT-1X, đã phát hiện hệ thống trầm tích biển thấp LST trong các tập M2 và M3 đặc trưng bởi pha phát triển của nhóm bào tử nước ngọt (Hình 6), tương ứng với các tập cát kết là các tầng đá chứa tiềm năng trong hệ thống dầu khí. Tại giếng khoan 121-CV-1X, trầm tích Miocene dưới chỉ xác định được duy nhất tập M2 phủ trực tiếp trên các trầm tích Oligocene, chứng tỏ có sự gián đoạn địa tầng/không chỉnh hợp ở cả nóc và đáy trầm tích Miocene dưới. Các tập trầm tích Miocene dưới được phát triển chủ yếu trong môi trường thềm và có xu hướng sâu dần từ Bắc xuống Nam và từ Tây sang Đông trong khu vực nghiên cứu.

- Các tập trầm tích M4, M5 và M6 thuộc Miocene giữa, tương ứng với hệ tầng Tri Tôn (N_1^{2tt}). Trong đó, tập M4 tương ứng với đới tảo vôi NN5 chứa hóa thạch tảo vôi *Sphenolithus heteromorphus* khá phong phú, lắng đọng chủ yếu trong môi trường biển nông. Tập M5 tương ứng với đới tảo vôi NN6, đặc trưng bởi sự phát triển phong phú của tảo vôi *Cyclicargolithus floridanus*, lắng đọng trong điều kiện môi trường tương tự tập M4 và có xu hướng phát triển sâu dần từ Bắc xuống Nam và từ Tây sang Đông. Tập M6 thuộc phần trên cùng mặt cắt Miocene giữa, tương ứng với phần dưới đới tảo vôi NN7 và đặc trưng bởi các hóa thạch *Cyclicargolithus floridanus* và *Discoaster kugleri*, được lắng đọng trong môi trường từ đồng bằng bồi tích ven biển tại Lô 104 tới biển nông tại Lô 112, 114 và 121. Hệ trầm tích biển thấp trong tập M6 được phát hiện tại giếng khoan 112-HO-1X. Tại mặt cắt Miocene giữa

cũng tồn tại các bề mặt không chỉnh hợp/bào mòn tại nóc và đáy của mặt cắt được nhận biết bởi sự vắng mặt các tập M4 và M6 trên cơ sở không xuất hiện các đới trùng lỗ N9-N10, N13-N14, các đới tảo vôi NN5, NN7. Tại giếng khoan VGP-112-Pr-1X (Hình 7), 112-HO-1X và 121-CV-1X bị bào mòn mất tập M4. Các giếng khoan mất tập M6 là VGP-112-Pr-1X (Hình 7), VGP-112-BT-1X và 115-A-1X. Các bề mặt bào mòn này được quan sát rất rõ trên mặt cắt địa chấn bởi các pha phản xạ chống nóc tại mặt phản xạ SH3 và SH4 (Hình 7).

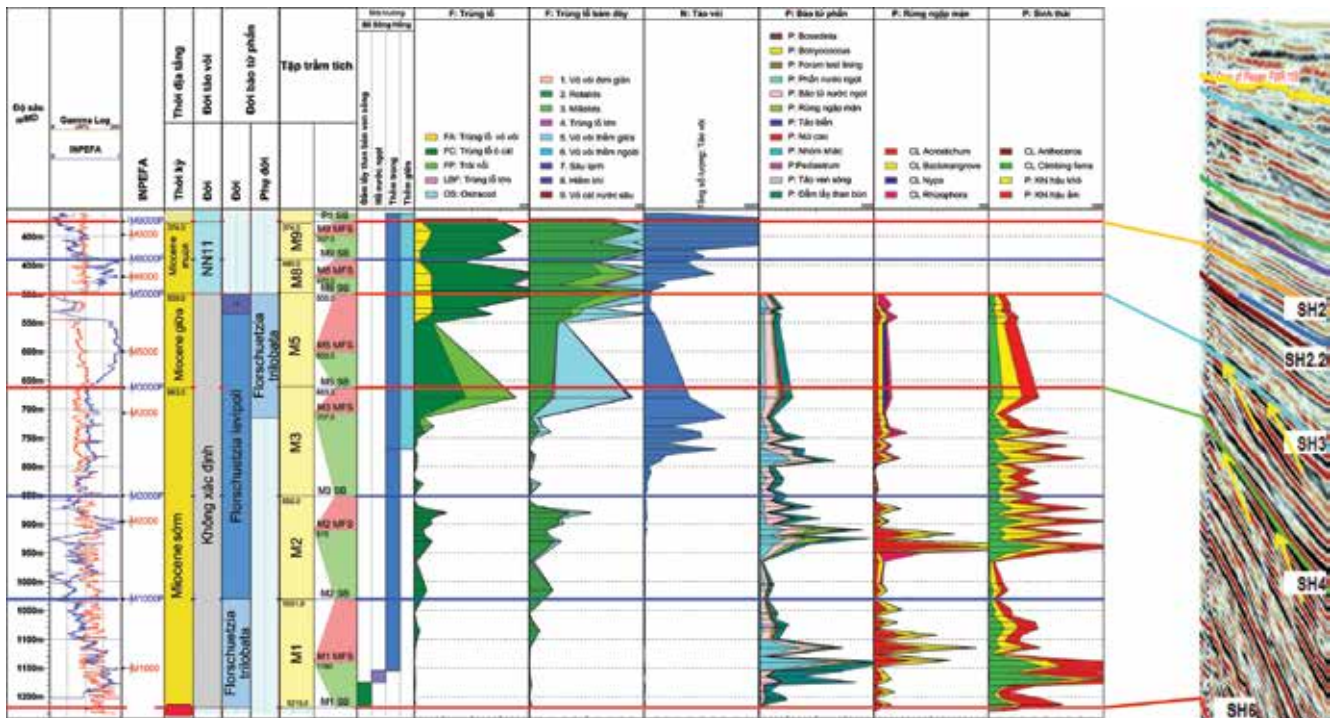
- Các tập M7, M8 và M9 thuộc Miocene trên, tương ứng với hệ tầng Quảng Ngãi (N_1^{3qn}). Ranh giới các tập trầm tích này phù hợp với các bề mặt PBS M7000P và M8000P. Mặt cắt đại diện xác định tại giếng khoan 118-BT-1X (Hình 8). Tập M7 tương ứng với phía trên đới tảo vôi NN7 - NN10 và đới trùng lỗ N15 - N16 với các hóa thạch đặc trưng gồm: *Coccolithus miopelagicus*, *Discoaster hamatus*, *Catinaster coalitus*, *Racemonocolpites hians* và *Stenochlaena laurifolia*. Tập M7 vắng mặt tại các giếng khoan 104-QV-1X, VGP-112-Pr-1X (Hình 7), 112-HO-1X, 118-CVX-2X, 118-CVX-3X, 119-CH-1X và 121-CV-1X. Như vậy, sự bào mòn tập M7 tại đáy của trầm tích Miocene trên có thể diễn ra rộng khắp trong khu vực Trung tâm và Nam bể Sông Hồng. Tại giếng khoan 118-BT-1X và VGP-112-BT-1X đã tìm thấy hệ thống trầm tích biển thấp và có thể nhận diện trên mặt cắt địa chấn đi qua giếng 118-BT-1X (Hình 9). Trầm tích tập M7 được lắng đọng trong môi trường biển nông trong thềm đến giữa thềm. Tập trầm tích M8 tương ứng phần dưới đới tảo vôi NN11 và phần dưới trùng lỗ N17 dựa trên phức hệ hóa



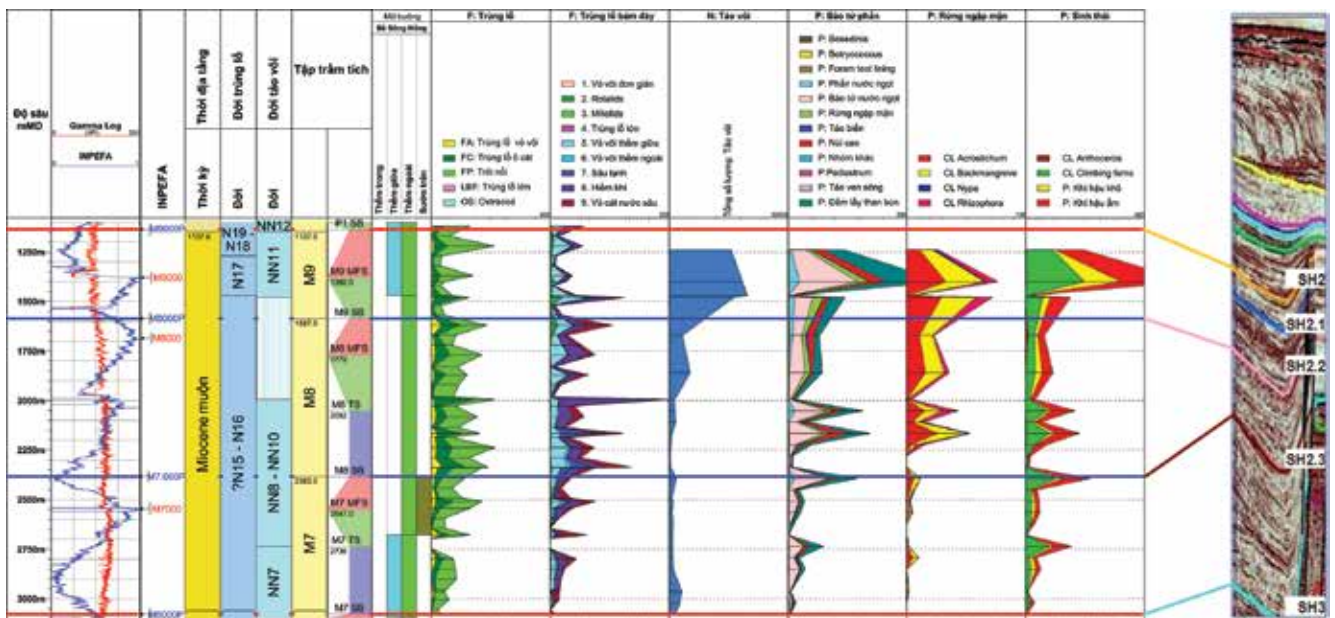
Hình 6. Phức hệ hóa thạch trong các tập M1, M2 và M3 tại giếng khoan 114-KT-1X

thạch đặc trưng gồm *Discoaster quinquaramus*, *Discoaster berggrenii*, *Stenochlaena laurifolia*, *Caryapollenites spp.* và *Racemonocolpites hians*. Miền hệ thống trầm tích biển thấp được phát hiện trong mặt cắt tại các giếng khoan 112-BT-1X, 118-BT-1X, 118-CVX-2X và 118-CVX-3X. Trầm tích tập M8 được lắng đọng trong môi trường biển nông thềm trong tới thềm ngoài, sâu nhất thuộc khu vực Lô 118 và Lô 119. Tập M9 tương ứng với phía trên đới tảo vôi NN11 và phần trên đới trùng lỗ N17 đến N18, đặc trưng bởi sự có mặt của các hóa thạch gồm tảo vôi

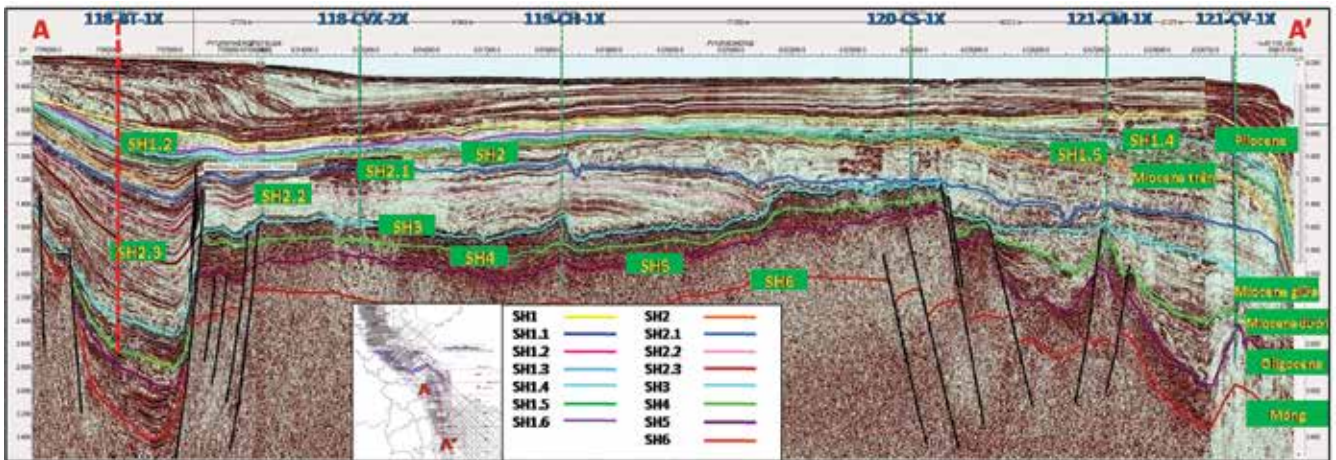
Discoaster quinquaramus và *Discoaster berggrenii*, trùng lỗ *Globorotalia humerosa* và *Globorotalia acostaensis*, phần *Caryapollenites spp.* và *Racemonocolpites hians*. Diện phân bố các trầm tích thuộc tập M9 khá rộng, không thấy dấu hiệu mất trầm tích nóc tập tại các giếng khoan nghiên cứu. Môi trường lắng đọng trầm tích chủ yếu là biển nông thềm trong tới thềm ngoài tại Lô 104 và sâu dần tới thềm ngoài tại các lô phía Nam. Trong các tập trầm tích Miocene trên đã tìm thấy hệ miền trầm tích thấp trong mặt cắt một số giếng khoan tại các lô 112, 118 và 119.



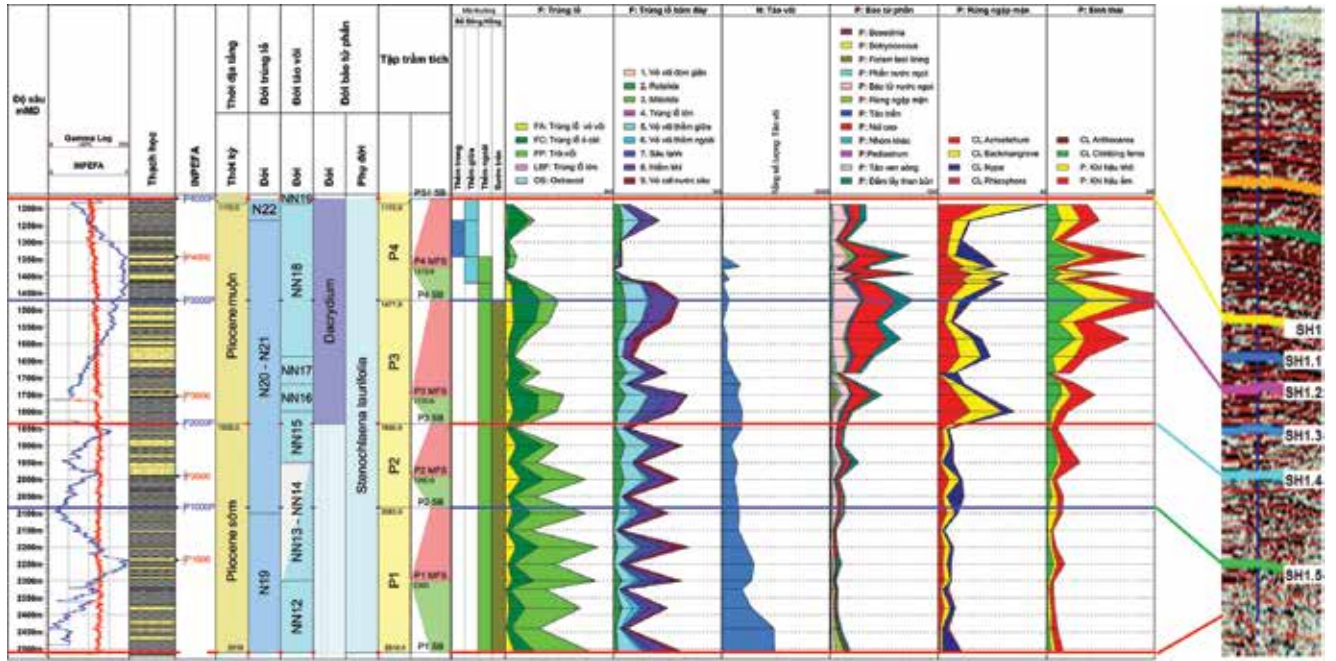
Hình 7. Phức hệ hóa thạch trong trầm tích Miocene tại giếng khoan VGP-112-Pr-1X



Hình 8. Phức hệ hóa thạch trong các tập M7, M8 và M9 tại giếng khoan 118-BT-1X



Hình 9. Mặt cắt địa chấn đi qua giếng khoan 118-BT-1X



Hình 10. Phức hệ hóa thạch trong trầm tích Pliocene tại giếng khoan VGP-113-BV-1X

Trầm tích Pliocene tương ứng với hệ tầng Biển Đông, phân bố rộng khắp trong khu vực nghiên cứu và được phân thành các tập trầm tích P1 và P2 (Pliocene dưới, $N_2^1 bđ$), P3 và P4 (Pliocene trên, $N_2^2 bđ$). Mặt cắt đầy đủ được xác lập tại mặt cắt giếng khoan VGP-113-BV-1X (Hình 10). Các tập trầm tích này được phân chia dựa trên sự phát triển của cả 3 phức hệ hóa thạch trùng lỗ, tảo vôi và bào tử phần. Các tập được phân định theo tài liệu cổ sinh khá phù hợp với ranh giới phản xạ địa chấn như: SH1.5 gần trùng với P2-SB, SH1.4 gần trùng với P3-SB và SH1.2 gần trùng với bề mặt P4-SB (Hình 10). Các tập trầm tích này chứa hóa thạch đặc trưng như: *Discoaster brouweri*, *Discoaster pentaradiatus*, *Reticulofenestra pseudoumbilicus*, *Sphenolithus abies*, *Stenochlaena laurifolia*, *Podocarpus imbricatus*, *Globigerinoides extremus*, *Sphaeroidinella subdehiscens*, *Globorotalia pleistotumida*.

- Tập trầm tích P1 tương ứng với đới trùng lỗ N19 và đới tảo vôi NN12-NN13 được lắng đọng trong môi trường biển nông thềm trong tại khu vực các lô 104, 114 và sâu dần ra biển nông thềm giữa - ngoài thềm tại các lô 105, 111, 112, 118, 120 và 121.
- Tập P2 tương ứng các đới trùng lỗ N20 và đới tảo vôi NN14-NN15 được lắng đọng trong môi trường biển nông thềm trong đến thềm giữa tại các lô 104, 105, 112, 114 và sâu dần từ thềm ngoài đến biển sâu tại các lô 118, 120 và 121.
- Tập P3 tương ứng với các đới trùng lỗ N20-N21, đới tảo vôi NN16-NN18. Phức hệ trùng lỗ và tảo vôi bắt đầu suy giảm về số lượng và tính đa dạng, ngược lại phức hệ bào tử phần phát triển khá mạnh đặc biệt là nhóm phần hoa hạt trần 2 túi khí. Môi trường lắng đọng trầm tích từ

biển nông giữa thềm đến ngoài thềm. Tập P4 là tập trầm tích trẻ nhất của Pliocene, tương ứng với phía trên đới tảo vôi NN18. Tập trầm tích tiếp tục cho thấy sự suy giảm của phức hệ trùng lỗ và tảo vôi, trong khi phức hệ bào tử phần tiếp tục phát triển mạnh đặc biệt là nhóm phần hoa hạt trần 2 túi khí. Môi trường lắng đọng trầm tích từ biển nông giữa thềm đến ngoài thềm.

5. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy trình tự phát triển các tập trong mặt cắt trầm tích Đệ Tam tại khu vực Trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng gồm 19 tập trầm tích cùng với sự phát triển các phức hệ hóa thạch đặc trưng. Kết quả nghiên cứu tại các giếng khoan cũng chỉ ra các khoảng địa tầng có mặt hệ thống trầm tích biển thấp tại khu vực các lô 112, 114, 115, 118 và 121. Đây là các đối tượng chứa quan trọng trong tìm kiếm và thăm dò dầu khí trong các mặt cắt trầm tích. Kết quả nghiên cứu sẽ định hướng cho nghiên cứu tiếp theo khi kết hợp nghiên cứu tương địa chấn trong hệ thống trầm tích biển thấp (LST) tại các giếng khoan để ngoại suy không gian phân bố nhằm phát hiện các bẫy phi truyền thống (địa tầng, vát nhọn trầm tích, bất chỉnh hợp...).

Ngoài ra, nghiên cứu cũng xác định được khoảng thời gian gián đoạn trầm tích trong lịch sử phát triển địa chất khu vực trên cơ sở văng mặt các đới cổ sinh tại một số giếng khoan nghiên cứu. Đây là số liệu có thể sử dụng cho thông số đầu vào khi xây dựng mô hình địa chất và mô hình địa hóa.

Tài liệu tham khảo

1. M. John. Fundamentals of Sequence Stratigraphic Analysis. *Mobil PVN-Song Hong basin project*. 1996.
2. Nguyễn Mạnh Huyền, Hồ Đắc Hoài. *Bể Sông Hồng và tài nguyên dầu khí*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. 2005.
3. Nguyễn Thị Dậu. Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Sông Hồng. *Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”*. 2011.
4. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo sinh địa tầng một số giếng khoan vùng Trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng*.
5. Antoine A.H. Wonders. *A sequence stratigraphy. Oriented Micropaleontology*. 2013.
6. Trần Nghi và nnk. *Nghiên cứu địa tầng phân tập sequence stratigraphy các bể trầm tích Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn nhằm đánh giá tiềm năng khoáng sản*. 2010.
7. R.J. Morley. *Relationship between planktonic and benthonic foraminifera, palynomorphs and sequence succession*. VPI Training Course, Ho Chi Minh. 2012.
8. Valentí Rull. *High-impact palynology in petroleum geology: Applications from Venezuela (Northern South America)*. AAPG Bulletin. 2002; 86(2): p. 279 - 300.
9. Dominic Emery, Keith Myers. *Sequence stratigraphy*. Wiley - Blackwell. 1996.

SEQUENCE BIOSTRATIGRAPHY AND DEPOSITIONAL ENVIRONMENT OF TERTIARY SEDIMENTS IN THE CENTRAL AND SOUTHERN PARTS OF SONG HONG BASIN

**Chu Duc Quang, Nguyen Van Su
Nguyen Thi Tham, Nguyen Hoai Chung**
Vietnam Petroleum Institute
Email: quangcd@vpi.pvn.vn

Summary

The article presents results in sequence biostratigraphic study of Tertiary sediments in the central and southern parts of Song Hong basin using the Vail's sequence stratigraphy model (1987). This model consists of three main systems tracts: lowstand system tract (LST), transgressive system tract (TST) and highstand system tract (HST). Of these, the lowstand system tract is the potential hydrocarbon reservoir thanks to its basin-floor and slope fans. These formations are very thick, widely distributed and sealed by shale and siltstone containing substantial organic matters. Biostratigraphic analytical results were collected from 27 wells in the area. A total of 19 biostratigraphic sequences have been identified from the studied sedimentary section: Eocene spans E2 - E4, Oligocene spans O2 - O4, Miocene spans M1 - M9 and Pliocene spans P1 - P4. The lowstand system tract (LST) and erosional unconformity were also recorded in some wells in the studied area.

Key words: Sequence stratigraphy, depositional environment, biostratigraphy, central and southern parts of Song Hong basin, Tertiary sediment, high-stand system tract, lowstand system tract, transgressive system tract.

ÁP DỤNG PHƯƠNG PHÁP LẤY MẪU VÀ ĐẶC TÍNH HÓA LƯU THỂ VĨA ĐỂ NÂNG CAO HIỆU QUẢ PHÁT TRIỂN KHAI THÁC VÀ QUẢN LÝ MỎ DẦU KHÍ

Nguyễn Hải An

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

Email: annh1@pvep.com.vn

Tóm tắt

Đặc tính của chất lưu trong vỉa chứa ảnh hưởng rất lớn đến công tác thiết kế, tối ưu khai thác/bơm ép và hệ thống thiết bị bề mặt để quản lý mỏ hiệu quả. Đặc tính hóa các chất lưu không chính xác sẽ dẫn đến các rủi ro và sai số lớn trong đánh giá trữ lượng tại chỗ, dự báo thu hồi dầu, từ đó ảnh hưởng đến kết quả xác định giá trị thương mại của mỏ. Quá trình đặc trưng hóa các tính chất lưu biến thay đổi theo điều kiện cụ thể áp suất/thể tích/nhiệt độ (Pressure/Volume/Temperature - PVT) của chất lưu được tiến hành trong phòng thí nghiệm dựa trên việc thu thập được số lượng mẫu đủ lớn. Bài báo trình bày phương pháp đặc trưng hóa các loại chất lưu như: dầu nặng, dầu thông thường, dầu nhẹ, dầu dễ bay hơi, khí khô, khí ẩm và khí ngưng tụ... cho các cơ chế khai thác từ giãn áp tự nhiên đến khai thác tam cấp nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR).

Từ khóa: Chất lưu vỉa, lấy mẫu, đặc tính hóa, mỏ/vỉa dầu, khí.

1. Giới thiệu

Các tính chất lưu biến PVT của chất lưu trong vỉa chứa có vai trò rất quan trọng trong công tác quản lý mỏ, từ thăm dò cho đến kết thúc khai thác và hủy mỏ. Các tham số này được sử dụng cho việc xác định trữ lượng tại chỗ, tính toán hệ số thu hồi và là các số liệu đầu vào quan trọng cho công tác mô phỏng khai thác mỏ. Đặc tính hóa được các chất lưu và sự phân bố của chúng trong vỉa chứa giúp đánh giá mức độ liên thông giữa các vùng trong vỉa và các tầng chứa khác nhau. Quá trình minh giải các số liệu thử vỉa và thiết kế hệ thống khai thác, xử lý dầu khí cũng đòi hỏi thông tin chính xác về các đặc tính chất lưu cùng với sự thay đổi của chúng theo thời gian.

Quá trình đặc tính hóa chất lưu bao gồm các bước chính sau: thu thập các chất lưu đại diện; xác định các chỉ tiêu cần thiết để thực hiện các phân tích, đo đặc tính chất lưu biến của chất lưu trong phòng thí nghiệm ở các điều kiện áp suất và nhiệt độ khác nhau; thực hiện các quy trình kiểm tra chất lượng (QC/QA) để đảm bảo tính chính xác của các kết quả phân tích; tiến hành mô hình hóa các tính chất lưu biến của chất lưu dựa trên các phương trình toán học và thành phần của chất lưu. Bài báo cũng đưa ra khuyến nghị cho công tác lấy mẫu, chiến lược thu thập số liệu phân tích mẫu và các phương pháp mô hình hóa cho nhiều loại chất lưu với các chế độ khai thác khác nhau như giãn áp tự nhiên, duy trì áp suất, bơm ép trộn lẫn...

Quá trình lấy mẫu phân tích các tính chất lưu biến của dầu khí hoặc các nghiên cứu phụ trợ khác như địa hóa, lọc hóa dầu... Để đảm bảo lấy mẫu thành công cần tránh để xảy ra hiện tượng dòng chảy 2 pha (khí, lỏng) trong vỉa,

giảm thiểu tối đa các nhiễm bẩn do quá trình khoan gây ra cũng như bảo toàn nguyên trạng mẫu như trong điều kiện vỉa. Chương trình lấy mẫu cần tập trung vào việc lựa chọn phương pháp lấy mẫu phù hợp và các thiết bị kèm theo, tối ưu bộ dụng cụ, quy trình vận chuyển và kiểm tra chất lượng. Các chương trình cụ thể được đưa ra phụ thuộc vào kiểu chất lưu, điều kiện vỉa (bão hòa hay chưa bão hòa), hàm lượng các thành phần không phải hydrocarbon (khí trơ), thành phần chất ở thể rắn như nhựa, sáp và asphaltene.

2. Phương pháp lấy mẫu và phân tích mẫu

2.1. Phương pháp lấy mẫu

Có 2 phương pháp lấy mẫu thông dụng là lấy mẫu bề mặt và lấy mẫu sâu. Phương pháp lấy mẫu sâu có ưu điểm lấy được mẫu ở gần hiện trạng trong điều kiện vỉa, trong khi lấy mẫu bề mặt có thể lấy được mẫu dầu và khí từ bình tách ở điều kiện dòng chảy ổn định. Các mẫu chất lưu lấy được từ bình tách sẽ được tái tạo theo tỷ số khí/dầu khai thác (GOR) nhằm thu được chất lưu đại diện cho vỉa. Cả 2 phương pháp trên đều có những nhược điểm riêng và cần được khắc phục nhằm đảm bảo chất lượng mẫu.

Đối với phương pháp lấy mẫu sâu, cần làm sạch tương đối vùng cận đáy giếng và kiểm soát được mức độ giảm áp suất đáy giếng để có thể thu được mẫu đại diện và không bị nhiễm bẩn. Việc kiểm soát giảm áp suất đáy giếng sẽ giúp không xảy ra dòng chảy 2 pha trong vỉa. Thiết bị lấy mẫu chất lưu ở đáy giếng được trang bị thêm các công cụ chuyên dụng để theo dõi mức độ nhiễm bẩn và đảm bảo chỉ có dòng chảy 1 pha trước khi tiến hành lấy mẫu. Các thiết bị đo đặc và lấy mẫu chất lưu này cần được cân chỉnh chính xác mới có thể xác định được các mức độ nhiễm bẩn vỉa.

Ngày nhận bài: 16/11/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16/11 - 18/12/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/2/2018.

Đối với phương pháp lấy mẫu bề mặt, giếng phải được khai thác ở điều kiện giảm áp tối thiểu với lưu lượng tối ưu nhằm duy trì giá trị tỷ số khí/dầu khai thác ổn định để thu được mẫu có chất lượng cao. Ngoài ra, hiệu quả tách và việc đo lường giá trị lưu lượng khí, dầu khai thác ở điều kiện mặt cũng ảnh hưởng đến chất lượng mẫu.

Trong khi phương pháp lấy mẫu sâu có ưu điểm thu được mẫu ở điều kiện vỉa thì phương pháp lấy mẫu bề mặt

có ưu điểm là thu được mẫu sạch, không nhiễm tạp chất và có số lượng lớn.

2.2. Phân tích mẫu và kiểm tra chất lượng

Mục đích của thu thập các số liệu đặc tính chất lưu là xác định được các thông số cần thiết phục vụ cho việc đánh giá vỉa chứa và phát triển mỏ. Số liệu nhiệt động học cần thu thập phụ thuộc vào loại chất lưu, cơ chế khai

Bảng 1. Số liệu nhiệt động học cần thu thập cho từng loại chất lưu với các cơ chế khai thác khác nhau

Loại chất lưu	Tính chất			Cơ chế khai thác	Các số liệu cần thu thập		
	°API	GOR (ft ³ tiêu chuẩn/thùng)	C ₇₊ (%mol)		Thành phần	Kiểu thí nghiệm	Thông số cần xác định
Dầu nặng	7 - 25	10 - 200	> 40	Suy giảm tự nhiên /khai thác nguội	C ₃₀₊ , paraffin, asphaltene	CCE, DFL, ST	P _b , R _s , B _o , μ _o , ρ _o
				Bơm ép dung môi		CCE, DFL, ST, PVT của dung môi	P _b , R _s , B _o , μ _o , ρ _o và sự thay đổi theo nồng độ dung môi
				Bơm ép nước		CCE, DFL, ST, PVT của nước	P _b , R _s , B _o , μ _o , ρ _o , B _w , μ _w , ρ _w
				Bơm ép hơi nước		CCE, DFL, ST ở nhiệt độ và áp suất cao	P _b , R _s , B _o , μ _o , ρ _o , B _w , μ _w , ρ _w
Dầu thông thường "Black oil"	25 - 35	200 - 1.500	20 - 40	Suy giảm tự nhiên	C ₃₀₊ , paraffin, asphaltene	CCE, DFL, ST	P _b , R _s , B _o , μ _o , ρ _o
				Bơm ép nước		CCE, DFL, ST, PVT của nước	P _b , R _s , B _o , μ _o , ρ _o , B _w , μ _w , ρ _w
				Bơm ép khí không trộn lẫn		CCE, DFL, ST, PVT của khí - dầu	P _b , R _s , B _o , μ _o , ρ _o khi có sự thay đổi của khí
				Bơm ép hydrocarbon, khí trộn lẫn		CCE, DFL, ST, MMP, PVT của khí - dầu	P _b , R _s , B _o , μ _o và sự biến đổi thành phần khi có khí bơm ép
Dầu nhẹ	35 - 40	1.000 - 2.000	13 - 20	Suy giảm tự nhiên	C ₃₀₊ , paraffin, asphaltene	CCE, DFL, ST,	P _b , R _s , B _o , μ _o
				Bơm ép nước		CCE, DFL, ST, PVT của nước	P _b , R _s , B _o , μ _o , ρ _o , B _w , μ _w , ρ _w
				Bơm ép khí		CCE, DFL, ST, thí nghiệm trương nở	P _b , R _s , B _o , μ _o và sự thay đổi theo nồng độ khí
Chất lưu tới hạn (dầu dễ bay hơi và khí giàu condensate)	40 - 50	2.000 - 5.000	8 - 13	Suy giảm tự nhiên	C ₃₀₊ , wax, asphaltene	CCE, DFL, ST với độ chính xác cao	P _b , R _s , B _o , μ _o
				Bơm ép hydrocarbon và khí trộn lẫn		CCE, DFL, ST với độ chính xác cao, thí nghiệm trương nở, MMP	P _b , R _s , B _o , μ _o , số liệu thành phần, PVT khí - dầu
				Khai thác lựa chọn theo gradient thành phần	Thành phần biến đổi theo độ sâu	CCE, DFL, ST với độ chính xác cao, thí nghiệm trương nở, MMP với sự thay đổi thành phần	P _b , R _s , B _o , μ _o , số liệu thành phần, PVT khí - dầu
Khí condensate	> 50	> 5.000	< 8	Giảm áp tự nhiên	C ₂₀₊ , paraffin, asphaltene, hàm lượng nước, các thành phần phi hydrocarbon (N ₂ , CO ₂ , H ₂ S)	Condensate PVT-CCE, CVD, ST	P _d , hệ số Z, CGR, ngưng tụ lỏng, thay đổi PVT theo hàm lượng nước
				Bơm ép khí duy trì áp suất		Phân tích PVT của chất lưu trong vỉa và khí bơm ép	P _d , hệ số Z, CGR, ngưng tụ lỏng, thay đổi PVT theo hàm lượng nước và khí bơm ép

CCE: Thí nghiệm giãn đẳng thành phần; CVD: Thí nghiệm giãn đẳng tích; DFL: Thí nghiệm tách vi sai; ST (Separator test): Thí nghiệm tách khí; B_g: Yếu tố thể tích của dầu; B_g: Yếu tố thể tích của khí; B_w: Yếu tố thể tích của nước; P_b: Áp suất điểm bọt; P_d: Áp suất điểm sương; R_s: Hệ số khí hòa tan; μ_g: Độ nhớt dầu; μ_g: Độ nhớt khí; μ_w: Độ nhớt nước; ρ_g: Tỷ trọng dầu; ρ_g: Tỷ trọng khí; ρ_w: Tỷ trọng nước

thác và kế hoạch phát triển mỏ dự kiến. Bảng 1 trình bày các thông số cần thiết cho từng loại chất lưu với từng cơ chế khai thác khác nhau, làm cơ sở để có thể thiết kế được chương trình đo mẫu phù hợp trong phòng thí nghiệm.

Để đảm bảo chất lượng các kết quả phân tích, các quy trình thí nghiệm và số liệu đo đạc cần phải được kiểm tra, đánh giá thường xuyên, từ đơn giản như sử dụng phương pháp đồ thị cho đến phức tạp hơn như dùng tính toán cân bằng vật chất.

3. Mô hình hóa các tính chất chất lưu

Các phép tính toán công nghệ mỏ và nghiên cứu mô hình dòng chảy trong vỉa cần phải có các kết quả mô phỏng tính chất nhiệt động học của chất lưu. Có rất nhiều cách tiếp cận để mô hình hóa chất lưu, bao gồm: dùng các hàm liên kết cho dầu thông thường - “black oil”, các công thức giả thành phần, các phương trình trạng thái (EOS). Các hàm liên kết cho dầu “black oil” chủ yếu được xây dựng dựa trên cơ sở số liệu về chất lưu trong một khu vực nào đó, do vậy phải thận trọng cho việc áp dụng các liên kết này trong trường hợp cụ thể. Ngoài ra chúng cũng chỉ được xây dựng dựa trên các số liệu thí nghiệm mà thiếu đi các cơ sở nhiệt động học, các tính toán ngoại suy ra ngoài dải phân bố của số liệu sẽ dẫn tới những sai số rất lớn. Các mô hình phương trình trạng thái EOS đều được xây dựng dựa trên các nguyên lý nhiệt động học cơ bản do vậy rất hữu ích cho việc ngoại suy các giá trị vượt ra khỏi số liệu. Hiện nay mô hình “black oil” được sử dụng nhiều cho các nghiên cứu mô hình mô phỏng khai thác vỉa. Nhưng để đảm bảo độ tin cậy, các tham số nhiệt động học trong mô hình “black oil” cần được mô phỏng dựa trên việc sử dụng các phương trình trạng thái đã được hiệu chỉnh với các số liệu đo từ phòng thí nghiệm. Quá trình mô hình hóa

chất lưu theo phương trình trạng thái gồm các bước quan trọng sau: tối ưu số lượng thành phần bằng cách đặc tính hóa các cấu tử C_{7+} , tính toán cân bằng pha, các phương pháp giải để đảm bảo tính hội tụ, hồi quy với các số liệu thí nghiệm.

Các thành phần nặng C_{7+} chứa rất nhiều các đồng đẳng khác nhau (paraffin, naphthene và chất thơm) có ảnh hưởng lớn đến việc xác định động thái pha nhiệt động học của chất lưu. Chẳng hạn như khí condensate, áp suất ngưng tụ bị ảnh hưởng cực kỳ mạnh bởi hàm lượng mol của C_{7+} . Trong dầu nặng, thành phần C_{7+} ảnh hưởng lớn đến độ nhớt, thành tạo asphaltene và wax. Tương tự trong dầu nhẹ, thể tích dầu và các tính chất khác ở áp suất thấp hơn áp suất bão hòa được xác định bởi hàm lượng các thành phần trung bình và nặng. Với vai trò quan trọng như vậy, việc đặc tính hóa các thành phần C_{7+} yêu cầu phải có độ chính xác cao. Hiện có rất nhiều phương pháp được sử dụng để nhóm các thành phần C_{7+} vào một thành phần giả định để áp dụng các mô hình phương trình trạng thái. Tuy nhiên phương pháp được sử dụng rộng rãi nhất vẫn là phương pháp Whitson [1] trong đó phân bố các thành phần C_{7+} được đặc trưng bởi kiểu phân bố gamma liên tục, sau đó được rời rạc hóa thành một số thành phần giả định. Việc lựa chọn số lượng các thành phần được quyết định dựa trên loại chất lưu và các cơ chế khai thác. Khi đặc tính hóa các chất lưu gần tới hạn hoặc quá trình trộn lẫn, cần đặc biệt chú ý đến các thành phần trung bình và nhẹ để mô phỏng được các quá trình ngưng tụ phức tạp và tái bay hơi.

4. Quá trình đặc tính hóa chất lưu đối với một số mỏ ở Việt Nam

Bài báo trình bày giải pháp thực hiện quá trình đặc tính hóa chất lưu đối với một số mỏ ở Việt Nam, với loại chất lưu từ dầu nặng cho đến khí condensate (Bảng 2).

Bảng 2. Thông số cơ bản dầu khí Việt Nam và các giải pháp đặc tính hóa chất lưu đối với một số mỏ ở Việt Nam

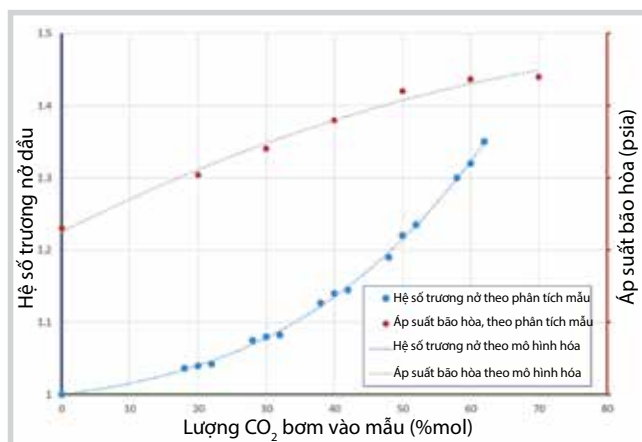
Loại chất lưu	Vỉa/mỏ	Áp suất (psia)	Nhiệt độ (°C)	Tỷ trọng (°API)	GOR (ft ³ tiêu chuẩn/thùng)	Giải pháp thực hiện
Dầu nặng	BI/Đồng Đô	2.038	78	15 - 28	10 - 50	Lấy mẫu sâu, thiết bị và quy trình lấy mẫu loại đặc biệt
Dầu thông thường	Miocene, móng/Sư Tử Đen - Sư Tử Vàng	2.500 - 3.100	95 - 110	30 - 35	500 - 1.500	Xây dựng mô hình chất lưu
Dầu nhẹ	Móng/Bạch Hổ	3300 - 5.500	105 - 145	40 - 42	1.500 - 2.500	
Dầu dễ bay hơi /chất lưu tới hạn	Sư Tử Trắng - Hàm Rồng Nam	5.000 - 7.000	110 - 140	42 - 50	4.000 - 15.000	Lấy mẫu với thiết bị đặc biệt, mô phỏng biến đổi thành phần theo độ sâu
Khí - condensate	Miocene/Hải Thạch	7.500		55	20.000	PVT đặc biệt, phù hợp với điều kiện áp suất, nhiệt độ cao

4.1. Dầu thông thường và dầu nhẹ

Dầu thô khai thác từ các mỏ tại thềm lục địa Việt Nam cho dòng dầu ngọt với tỷ trọng trung bình 30 - 42°API, tỷ số khí dầu (GOR) trung bình khoảng 500 - 1.500ft³/thùng điều kiện tiêu chuẩn. Các vỉa được khai thác theo các giai đoạn: cơ chế giảm áp tự nhiên và sau đó chuyển sang bơm ép duy trì áp suất vỉa. Bảo hòa dầu còn lại trong vỉa còn cao và được cho là tiềm năng cho tối ưu khai thác tam cấp và ứng dụng các biện pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu như bơm ép khí - nước luân phiên, bơm ép dung dịch hóa học (polymer, chất hoạt động bề mặt) hoặc bơm ép khí CO₂. Kết quả nghiên cứu phòng thí nghiệm và một số thử nghiệm tại mỏ cho thấy phương pháp bơm ép khí ở điều kiện trộn lẫn có khả năng thu hồi thêm nhiều dầu nhất, do phát huy được tính trương nở của dầu cũng như giảm độ nhớt của dầu dẫn tới tăng mức độ đẩy và quét dầu trong hệ thống lỗ rỗng.

Phân tích mẫu lưu thể: Các phép đo đặc và phân tích cơ bản trong phòng thí nghiệm bao gồm: giãn đẳng thành phần, giãn vi phân và tách nhiều cấp đã được sử dụng với nhiều kinh nghiệm và cho kết quả tin cậy với điều kiện vỉa chứa cũng như chế độ thu gom, vận chuyển và xử lý. Các thí nghiệm đặc biệt như độ trương nở của dầu, tiếp xúc nhiều lần, xác định áp suất trộn lẫn (slim-tube), đẩy dầu bởi khí và đẩy dầu bởi nước qua mẫu lõi (flooding) cũng đã được thiết kế và thực hiện cho các đối tượng móng nứt nẻ và trầm tích lục nguyên. Mức độ cải thiện đáng kể hệ số thu hồi dầu tại vỉa Miocene dưới mỏ Bạch Hổ và mỏ Rạng Đông đã được nghiên cứu khi bơm ép khí và CO₂. Những thông tin và kết quả từ phòng thí nghiệm đã được sử dụng để mô hình hóa chất lưu và ứng dụng đánh giá trong các mô hình mô phỏng khai thác.

Mô hình hóa: Dầu thô các mỏ của Việt Nam đều thuộc loại có hàm lượng paraffin cao, do vậy cần tách



Hình 1. Hệ số trương nở của dầu Miocene dưới bể Cửu Long theo hàm lượng CO₂ bơm thêm vào mẫu

thành phần nặng C₇₊ thành nhiều phần giả định theo các khoảng C₇ - C₉; C₁₀ - C₁₂; C₁₃ - C₁₆... Mô hình chất lưu theo phương trình trạng thái thể hiện tốt tính bay hơi của các thành phần hydrocarbon nhẹ và trung bình khi tương tác lý - hóa với khí bơm ép hoặc CO₂ (làm dầu trương nở và áp suất bão hòa tăng - Hình 1), đồng thời cho phép đánh giá mức độ thay đổi trạng thái lỏng - khí và lỏng - rắn (sáp - wax) trong các điều kiện dòng chảy trong giếng và hệ thống thu gom.

4.2. Dầu nặng

Dầu từ vỉa cát Miocene giữa (có độ liên kết kém) tại mỏ Đông Đô ở khu vực Đông Bắc bể Cửu Long lần đầu tiên được phát hiện và đưa vào phát triển khai thác [2]. Áp suất và nhiệt độ vỉa tương ứng vào khoảng 2.038psia và 78°C. Dầu thô đã tách khí có tỷ trọng vào khoảng 16 - 26°API. Kết quả phân tích mẫu mô phỏng điều kiện vỉa, dầu có chỉ số khí hòa tan khoảng 50ft³/thùng dầu và độ nhớt dầu vỉa từ 2,7 đến 30cP. Trong quá trình khai thác, ngay ở điều kiện áp suất nhỏ hơn áp suất bão hòa, khí rất khó tách ra khỏi dầu mà tồn tại dưới dạng bọt khí nhỏ. Đặc tính này là thách thức lớn đối với quá trình lấy mẫu và phân tích mẫu, đòi hỏi phải sử dụng thiết bị và quy trình phù hợp. Kinh nghiệm lấy mẫu tập vỉa BII.2.20 khi thử DST với lượng dầu thu được tương đối thấp (60 - 215 thùng dầu), hệ số khí - dầu chỉ vào khoảng 2 - 3ft³/thùng, nhưng lượng nước dung dịch khoan lớn dẫn tới lượng mẫu dầu và khí thu hồi rất nhỏ. Như vậy đối với dầu nặng, ưu tiên lấy mẫu sâu và để mang tính đại diện của mẫu cần phải đảm bảo nhiều yếu tố như: tránh tạo dòng chảy đa pha khi chất lưu vào buồng mẫu; lấy đủ lượng mẫu cho công tác phân tích; hạn chế nhiễm bẩn từ dung dịch khoan và cát. Như vậy, dụng cụ lấy mẫu cần được trang bị bơm với nhiều cấp lưu lượng thay đổi, lưới lọc cát, cơ cấu nhận biết dòng đa pha... Ngoài ra, quy trình bảo quản và vận chuyển mẫu cần thiết kế nhằm tránh ảnh hưởng đến tính nguyên trạng của mẫu.

Phân tích và mô hình hóa: Trước khi đưa vào thiết bị phân tích, nhằm hạn chế hàm lượng nước cho phép trong mẫu đảm bảo dưới 1%, mẫu dầu nặng cần được gia công bởi thiết bị phù hợp để loại bỏ các tạp chất, đặc biệt là nhũ tương. Trong quá trình đo thông số áp suất bão hòa, do khí thoát ra khỏi dầu rất chậm nên quy trình thí nghiệm cần được thiết kế với các bước giảm áp với thời gian phù hợp và tuân thủ nghiêm ngặt nhằm đạt trạng thái cân bằng. Hình 2 cho thấy quy trình khi đo mẫu đạt cân bằng sẽ tìm được chính xác điểm áp suất bão hòa trên cơ sở điểm giao nhau của 2 đường thẳng có độ nghiêng khác nhau. Trong

khi đó, áp suất bão hòa không thể xác định được ở điều kiện đo mẫu không đạt cân bằng. Điều kiện cân bằng thực sự được thể hiện trên Hình 3 theo dõi động thái áp suất theo thời gian trong các điều kiện không khuấy và có khuấy mẫu. Áp suất giảm mạnh (phần đoạn 1) được quan sát ngay khi buồng mẫu được giãn thể tích, cho thấy động thái của chất lỏng không chịu nén. Do áp suất giảm dưới giá trị áp suất bão hòa và mẫu không được khuấy, lượng khí thoát ra khỏi dầu chậm góp phần làm tăng áp suất ở phần đoạn 2, điều kiện cân bằng đã không đạt được sau 16 giờ. Tuy nhiên, khi mẫu được khuấy mạnh, điều kiện cân bằng được thiết lập nhanh chóng ở đoạn 3 và 4. Bằng cách tiếp cận đảm bảo điều kiện cân bằng, áp suất bão hòa được xác định một cách dễ dàng, đồng thời khuyến cáo cần áp dụng quy trình đo các đặc tính lưu thể ở các bước giảm áp đủ nhỏ, khoảng 50psi/bước.

Quá trình giãn áp còn ảnh hưởng lớn đến thông số độ nhớt, đặc biệt đối với thiết bị xác định độ nhớt theo cơ chế mao dẫn do khí dễ dàng thoát ra khỏi dầu. Khi giảm áp đo các cấp giãn áp vi phân cho mẫu dầu nặng từ áp suất vỉa đến gần áp suất bão hòa, cần thực hiện đo độ nhớt ngay mỗi bước nhằm tránh sai số và làm cơ sở ngoại suy.

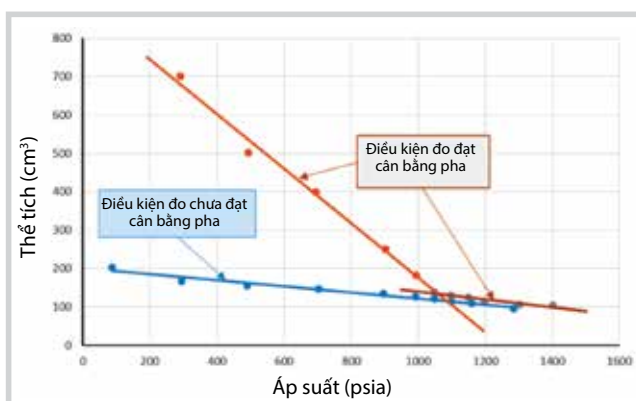
Công tác minh giải và mô hình hóa chất lưu cho dầu nặng cần giả định hợp lý thành phần nặng C_{7+} do thành phần chính của dầu nặng nằm trong dải này và dễ dàng chuyển sang trạng thái rắn như sáp hay asphaltene gây ảnh hưởng tới dòng chảy khi thu gom vận chuyển sản phẩm. Mô hình hóa độ nhớt theo các tham số áp suất, nhiệt độ và tỷ lệ khí - dầu - nước cần được xây dựng chi tiết với khoảng rộng do có vai trò quan trọng trong các phương trình và cấu trúc dòng chảy trong vỉa cũng như trong hệ thống khai thác.

4.3. Dầu dễ bay hơi

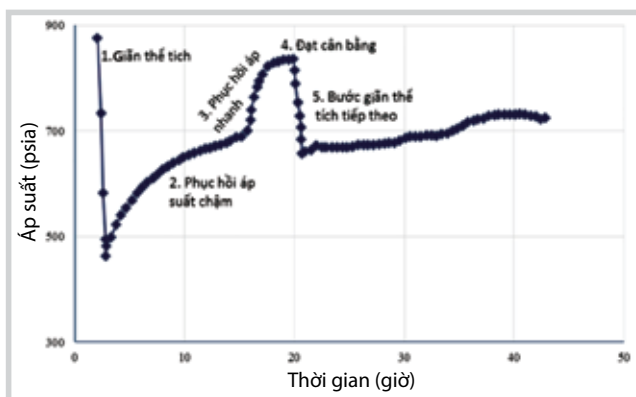
Một số vỉa chứa đang khai thác khí với hệ số CGR (Condensate Gas Ratio) tương đối cao, điển hình như vỉa cát kết Oligocene dưới E và F mỏ Sư Tử Trắng có kết quả thử vỉa DST#2 với chỉ số CGR rất cao (170 - 308 thùng/triệu ft^3 tiêu chuẩn) và tỷ trọng của condensate 35 - 45°API; hoặc vỉa LMH30 mỏ Hải Thạch được xác định là dầu dễ bay hơi có tỷ trọng 35 - 46°API, CGR vào khoảng 337 thùng/triệu ft^3 tiêu chuẩn, áp suất vỉa trên 10.500psia và nhiệt độ 151°C. Kết quả khảo sát lượng hydrocarbon lỏng ngưng tụ của các mẫu lưu thể mỏ Sư Tử Trắng (Hình 4) và tham khảo biểu đồ hành trạng pha đặc trưng của dầu dễ bay hơi (Hình 5) cho thấy điều kiện vỉa rất gần với điểm tới hạn và trạng thái chất lưu thay đổi mạnh khi được khai thác. Thực tế khai thác cho thấy

ban đầu giếng cho dòng khí tốt, nhưng condensate sớm hình thành tại lân cận đáy giếng do tổn hao áp suất khi chất lưu từ vỉa vào giếng.

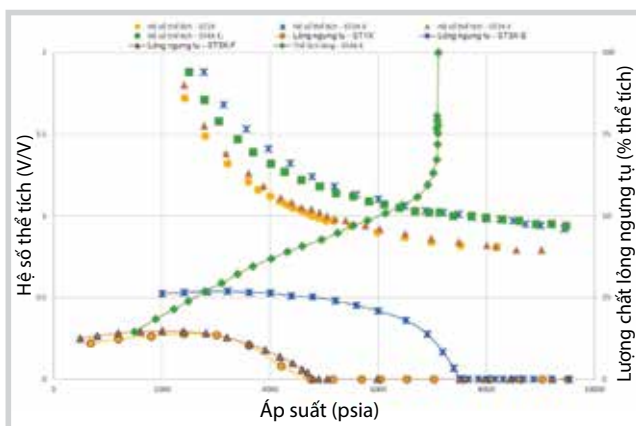
Kinh nghiệm trên thế giới đối với các mỏ này thường là bơm ép khí khô nhằm duy trì áp suất vỉa ở mức cao hơn áp suất tới hạn, đồng thời ứng dụng cơ chế hòa trộn để khai thác dần thành phần lỏng. Điểm lưu ý chính khi phân tích đặc trưng chất lưu tới hạn là khảo sát ảnh hưởng của thành phần lỏng tới hệ số thu hồi khí:



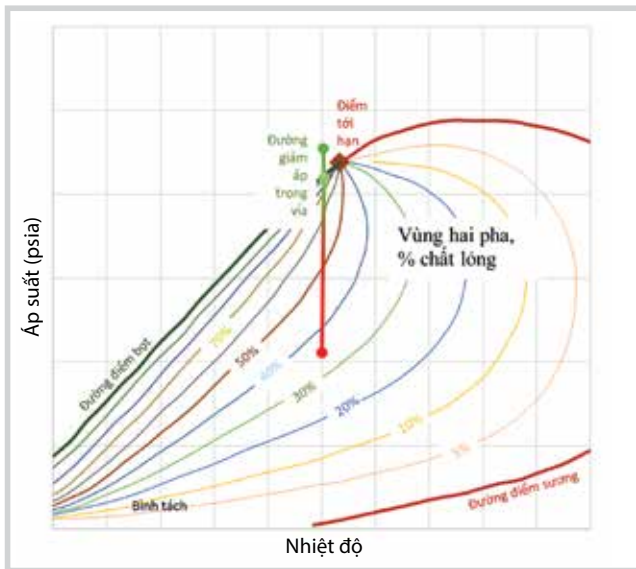
Hình 2. Xác định áp suất điểm bọt mẫu dầu nặng ở điều kiện cân bằng pha và chưa đạt cân bằng pha



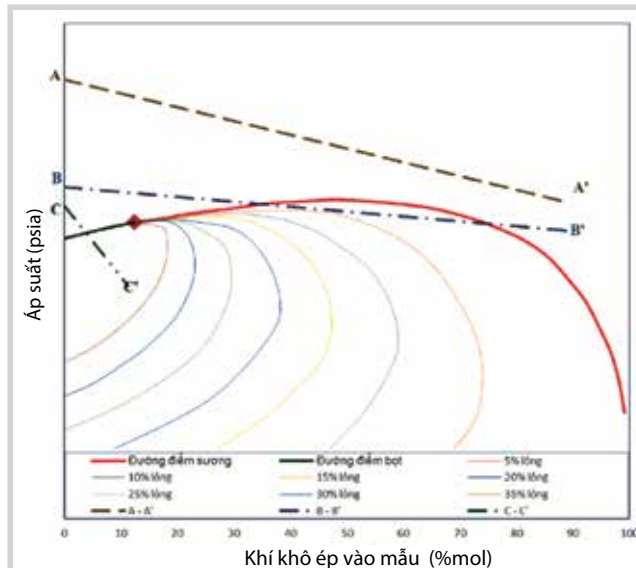
Hình 3. Động thái áp suất theo thời gian đo mẫu bằng phương pháp giãn vi phân



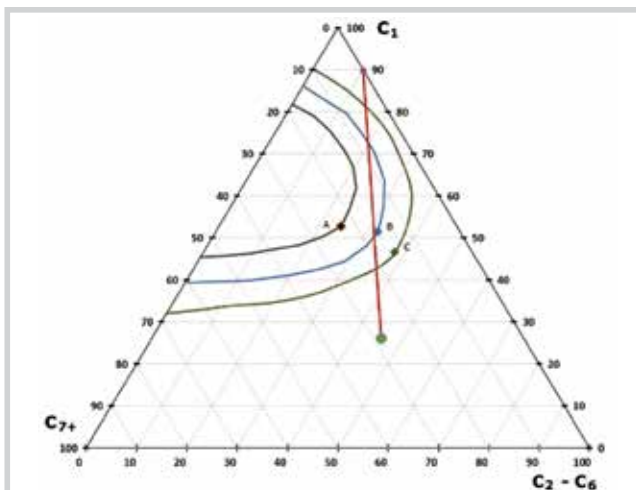
Hình 4. Kết quả khảo sát lượng lỏng ngưng tụ của mẫu dầu và mẫu khí mỏ Sư Tử Trắng [1]



Hình 5. Biểu đồ hành trạng pha mẫu dầu dễ bay hơi [3]



Hình 6. Thành phần - áp suất khí bơm ép khí vào mẫu lưu thể



Hình 7. Biểu đồ tam giác tại 3 cấp áp suất trung gian ($P_A > P_B > P_C$) được xây dựng trên cơ sở các phép đo tương nở của lưu thể vỉa khi bơm ép khí khô

+ Thu thập các mẫu chất lưu tại các độ sâu khác nhau để có thể xây dựng phân bố thành phần trong vỉa ở thời điểm ban đầu;

+ Phân tích đầy đủ các chỉ tiêu tại các điều kiện nhiệt độ và áp suất khác nhau, cũng như xây dựng được hành trạng pha tại vùng tới hạn; đánh giá chiến lược bơm ép khí và thiết kế thiết bị tách lỏng - khí phù hợp;

+ Xây dựng mô hình chất lưu để dự báo các đặc tính gần điểm tới hạn cũng như khả năng thay đổi trong quá trình bơm ép khí;

+ Ứng dụng mô hình nhiệt động lực phù hợp với thay đổi thành phần theo độ sâu trong các nghiên cứu mô hình động.

Công tác lấy mẫu chất lưu ở điều kiện tới hạn đặt ra những thách thức từ thiết bị cho tới quy trình lấy mẫu phải đảm bảo chi tiết do chỉ cần có dao động nhỏ của áp suất và nhiệt độ đã có thể gây ra thay đổi lớn về thành phần, đặc biệt là khoảng gần với áp suất bão hòa. Các khoảng lấy mẫu cần đảm bảo cách ly cũng như định vị nghiêm ngặt do thành phần thay đổi theo độ sâu trong vỉa. Trong trường hợp lấy mẫu từ bình tách cần đảm bảo khoảng giảm áp suất đủ nhỏ, phân tách pha hoàn toàn và đo chính xác lưu lượng dầu và khí nhằm có được hệ số GOR đại diện khi tính toán tái tạo mẫu. Trong thực tế cần phải phối hợp cả phương pháp lấy mẫu sâu và lấy mẫu bình tách để thu thập được nhiều mẫu lưu thể vỉa ở các khoảng độ sâu khác nhau.

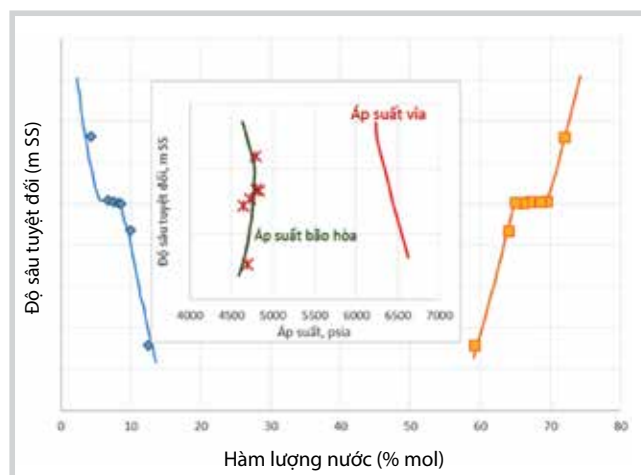
Các phép đo thí nghiệm PVT đối với mẫu chất lưu tới hạn/dầu dễ bay hơi đòi hỏi phải có kinh nghiệm thiết kế chương trình đo và minh giải tài liệu cùng với trang thiết bị hiện đại. Bước giãn áp phải đủ nhỏ và thời gian đủ dài để đạt được trạng thái cân bằng cần thiết đảm bảo phát hiện độ dốc trên các đường đặc tính lưu biến theo áp suất hoặc thành phần. Ngoài ra, nên phân tích độ tương nở để xác định ranh giới pha và tính chất chất lưu thay đổi khi bơm ép khí khô như biểu đồ tam giác của chất lưu tới hạn khi được bơm thêm từng lượng nhỏ khí khô (methane - CH_4). Hình 7 biểu diễn hành trạng pha theo áp suất và lượng khí ép vào mẫu lưu thể trên biểu đồ tam giác.

Thông số trên Hình 6 và 7 được mô hình hóa bằng phương trình trạng thái và cho phép đánh giá các chiến lược bơm ép khí khô để thu hồi phần lỏng từ vỉa được nhiều nhất.

Với chất lưu tới hạn có hành trạng pha như Hình 6, nếu áp dụng bơm ép khí ngay từ đầu và chiến lược giảm áp như đường A - A', đồng thời tương ứng với ranh giới các

pha tại áp suất PA trên Hình 7, khi đó khí sẽ trộn lẫn ngay vào dầu vỉa và hỗn hợp chất lưu sẽ luôn ở trạng thái đơn pha trong suốt quá trình bơm ép khí và tạo ra quá trình trộn lẫn tiếp xúc đầu tiên (first-contact miscible [4]). Kết quả của quá trình trộn lẫn này là dầu nhẹ chuyển thành condensate. Trong trường hợp áp dụng bơm ép khí sau một thời gian khai thác với áp suất vỉa giảm đến PB, chất lưu dần chuyển vào vùng 2 pha phía bên phải của điểm tới hạn trên biểu đồ áp suất - thành phần (Hình 6) đường B - B' và ranh giới pha tại áp suất PB trên biểu đồ tam giác. Khi vào vùng 2 pha, một lượng nhỏ dầu sẽ tách khỏi chất lưu vỉa. Nếu khí tiếp tục được bơm ép vào với hàm lượng đủ lớn, lượng dầu tách ra sẽ bay hơi trở lại vào dòng khí và được thu hồi trong hệ thống thiết bị khai thác. Nếu bơm ép khí vào vỉa có áp suất giảm mạnh tới PC và chất lưu chuyển vào trong vùng ranh giới 2 pha phía bên trái điểm tới hạn trên biểu đồ áp suất - thành phần theo đường C - C' và tương ứng ranh giới pha tại áp suất PC trên biểu đồ tam giác. Khí và chất lưu vỉa sẽ tạo ra quá trình trộn lẫn đa tiếp xúc (multicontact miscible [4]), khi đó pha khí di chuyển nhanh và liên tục thu nạp thêm các thành phần trung bình bay hơi từ chất lưu vỉa. Tuy nhiên, quá trình thu hồi thành phần nặng và trung bình diễn ra chậm hơn nhiều so với các cấp áp suất trước.

Các tính chất của chất lưu tới hạn chịu ảnh hưởng chủ yếu theo thành phần [5] nên phải xây dựng được mô hình chất lưu để sử dụng trong các tính toán, đánh giá trữ lượng thu hồi. Trong các phương trình trạng thái (EOS), thành phần nặng C_{7+} được chia thành các cấu tử giả định đủ để thể hiện tính lưu biến đặc thù của chất lưu tới hạn. Ngoài ra, trong mô hình nâng cao hệ số thu hồi (EOR) bằng bơm ép khí ở điều kiện trộn lẫn, mô hình chất lưu còn phải thể hiện đặc trưng nhiệt động học, cân bằng hóa học và thay đổi thành phần chất lưu theo chiều sâu



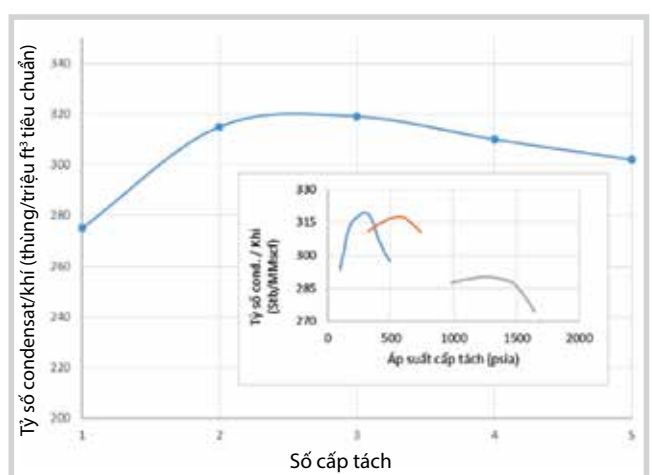
Hình 8. Thành phần chất lưu tới hạn thay đổi theo độ sâu

vỉa. Hình 8 biểu diễn kết quả khảo sát và kết quả mô hình trạng thái đánh giá thay đổi thành phần và áp suất bão hòa theo độ sâu của chất lưu tới hạn của mỏ Sư Tử Trắng.

Số liệu và mô hình chất lưu được sử dụng rộng trong thiết kế hệ thống thiết bị tách lỏng - khí như số cấp tách, áp suất ở từng cấp tách nhằm thu hồi tối đa lượng sản phẩm hydrocarbon lỏng. Trên cơ sở mô hình chất lưu đã xây dựng, các phương án thu hồi lỏng được đánh giá ở các điều kiện áp suất và nhiệt độ tách khác nhau. Hệ thống tách và xử lý của các mỏ loại này thường được thiết kế từ 2 - 4 cấp tách nhằm tối ưu chi phí đầu tư và vận hành. Số liệu thực tế cho thấy chế độ làm việc của các cấp tách cuối thường có lượng lỏng tách ra nhiều nên cần đánh giá lựa chọn chính xác để được kết quả mong muốn.

4.4. Khí condensate

Khí condensate được khai thác từ các vỉa mỏ Mộc Tinh và mỏ Hải Thạch thuộc bể Nam Côn Sơn với điều kiện vỉa có áp suất và nhiệt độ cao. Các mỏ này đều có tỷ số hydrocarbon lỏng/khí trong khoảng 45 - 55 thùng/triệu ft^3 ở điều kiện tiêu chuẩn. Áp suất vỉa ban đầu 10.000psia tại nhiệt độ 150°C các tính chất chất lưu được đo đạc chi tiết và xây dựng phương trình trạng thái để đánh giá lưu lượng lỏng có thể thu hồi cũng như thiết kế hệ thống xử lý phù hợp đối với chuẩn đầu vào của đường ống vận chuyển khí. Để quản lý và tối ưu khai thác các vỉa/mỏ khí condensate, động thái bay hơi của nước cũng như thay đổi thể tích của cả 3 pha (nước, condensate, khí) được đặc trưng hóa bởi phương trình trạng thái trên cơ sở số liệu đo đạc trong phòng thí nghiệm. Các nghiên cứu chuyên sâu (Hình 10) như tương tác nhị phân giữa nước và các cấu tử hydrocarbon cũng được sử dụng trong các phép hiệu chỉnh phù hợp từng điều kiện.



Hình 9. Tỷ số khí - condensate theo các cấp tách

Thiết bị và quy trình thí nghiệm để khảo sát tính chất lưu biến của khí condensate cần đặc biệt lưu ý đến khả năng xác định chính xác lượng hơi nước trong pha khí và mức độ thay đổi tỷ số condensate/nước theo các điều kiện: vỉa chứa, làn cận đáy giếng; lòng giếng và hệ thống thiết bị tách và xử lý. Kết quả thí nghiệm và mô hình hóa đều cho thấy hàm lượng nước tăng gấp đôi khi áp suất giảm từ áp suất vỉa tới 2.000psia và 1.000psia tương ứng với các điểm đầu giếng và đầu vào hệ thống tách. Lượng condensate tăng tại các vị trí tính toán khi áp suất và nhiệt độ giảm, đạt cực đại tại áp suất khoảng 2.500psia nhưng sau đó giảm mạnh do condensate bay hơi trở lại.

Hình 11 tổng hợp mức độ thay đổi hệ số thể tích của condensate và hơi nước (Condensate Water Ratio - CWR) tại các vị trí đánh giá theo áp suất và nhiệt độ. Nhìn chung, hệ số CWR phụ thuộc chính vào các giai đoạn giãn áp ban đầu. Tuy nhiên, khi áp suất vỉa giảm xuống thấp hơn áp suất điểm sương, hệ số CWR giảm nhanh do thể tích condensate giảm (đã ngưng tụ trong vỉa) và thể tích hơi nước tăng lên (hóa hơi ở nhiệt độ cao khi áp suất giảm). Tại điều kiện vỉa không có condensate hình thành cho đến khi áp suất giảm tới áp suất điểm sương, sau đó tăng mạnh đạt cực đại rồi giảm do bay hơi trở lại khi áp suất thấp. Tại cùng điều kiện vỉa, thể tích nước ban đầu tăng từ từ, sau đó tăng nhanh khi dòng chất lưu vào lòng giếng.

Khảo sát lưu lượng các thành phần tại đầu giếng cho thấy thể tích condensate ban đầu tăng do áp suất và nhiệt độ giảm theo thân giếng khoan. Tuy nhiên, lượng nước cũng tăng trong quá trình giãn áp và ngưng tụ rất nhiều tại đầu giếng dẫn tới hệ số CWR giảm nhanh. Trong điều kiện hệ thống tách và xử lý, động thái của thông số CWR tương tự tại đầu giếng, nhưng mức độ giảm thấp hơn và đạt tới điểm CWR = 1 sớm hơn nhiều. Kết quả nghiên cứu giá trị và động thái tham số CWR cho thấy các thiết bị đầu giếng và thu gom xử lý khí condensate có tồn tại khả năng

tạo nút nước ở đáy giếng; hoặc dòng chảy nút lỏng gây nghẽn trong các ống thu gom trong giai đoạn sau của quá trình khai thác khí condensate từ vỉa.

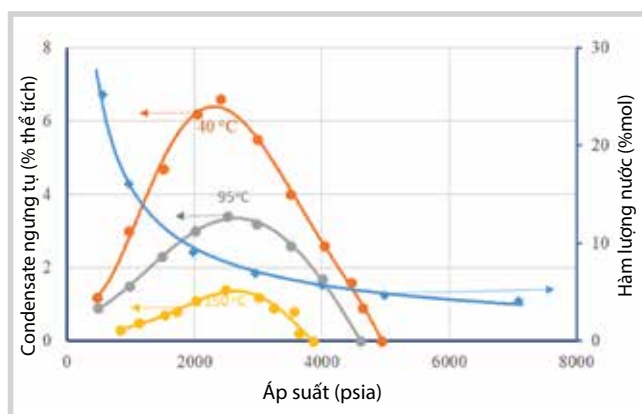
5. Kết luận

Đặc trưng hóa lưu thể vỉa ảnh hưởng rất lớn đến hệ số thu hồi dầu khí, chỉ số khai thác/bơm ép, cấu trúc dòng chảy và biến đổi pha tại các điều kiện cụ thể quyết định đến kết quả tính toán đánh giá và ra quyết định đầu tư. Mức độ chính xác của mô hình chất lưu làm giảm rủi ro kỹ thuật và cung cấp các tham số hợp lý khi đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án phát triển khai thác. Kết quả nghiên cứu 4 loại dầu và khí tiêu biểu đang khai thác từ các vỉa/mỏ tại thềm lục địa Việt Nam từ dầu nặng, chất lưu tới hạn tới khí condensate theo các chế độ khai thác khác nhau cho thấy một số bước quan trọng trong lấy mẫu và đặc trưng hóa lưu thể vỉa.

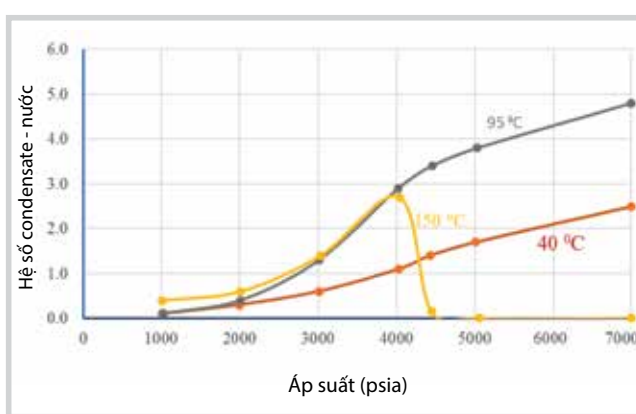
Chương trình lấy mẫu lưu thể cần được điều chỉnh phù hợp với từng loại chất lưu, loại đá chứa và điều kiện vỉa hoặc phân bố chất lưu trong vỉa. Các thiết bị lấy mẫu chuyên dụng và quy trình chặt chẽ sẽ cho phép thu thập được các mẫu chất lượng tốt và có tính đại diện cao.

Loại lưu thể và chế độ khai thác sẽ quyết định đến các tham số động học cần phải đo, phương pháp đo và mức độ chính xác. Các phương pháp trong phòng thí nghiệm và quy trình đo cần phải hiệu chỉnh hoặc thay đổi phù hợp với từng loại mẫu cụ thể và cần có ý kiến chuyên gia giàu kinh nghiệm. Thành phần nặng C_{7+} cần được nghiên cứu và đặc trưng hóa chính xác trước khi áp dụng vào phương trình trạng thái. Đặc biệt, đối với chất lưu tới hạn, nên sử dụng kết hợp với các phương pháp mô hình hóa sơ bộ như giảm thiểu năng lượng và kỹ thuật tính toán tiên tiến.

Đối với chất lưu tới hạn, cần lấy mẫu theo chiều sâu và đánh giá tỷ lệ thành phần hydrocarbon theo chiều sâu



Hình 10. Hàm lượng nước và condensate tách khỏi mẫu đo ở các cấp áp suất và nhiệt độ



Hình 11. Tỷ lệ condensate - nước tại các vị trí có áp suất và nhiệt độ thay đổi

để mô hình hóa các động thái cũng như tính chất chất lưu trong các điều kiện khai thác từ vỉa, giếng đến hệ thống thiết bị thu gom xử lý.

Tài liệu tham khảo

1. Whitson. *Bài giảng "Phân tích và minh giải PVT mẫu condensate"*. Cuu Long JOC. 2007.
2. Bùi Thiếu Sơn. *Xây dựng mô hình mô phỏng vỉa chứa và đề xuất các phương án gia tăng trữ lượng thu hồi dầu nặng tầng Miocene giữa mỏ Đông Đô, Lô 01&02/97 bồn trũng Cửu Long*. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). 2017.
3. Tarek H.Ahmed. *Equations of state and PVT analysis: Application for improved reservoir modeling*. Gulf Publishing. 2007.
4. Apostolos Kantzas, Jonathan Bryan, Saeed Taheri. *Chapter 5: Miscible displacement*. Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media. 2016.
5. Yasser Salehirad. *Effect of compositional grading on reservoir fluid characterization: Case study*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 9 - 12 October, 2005.

RESERVOIR FLUID SAMPLING AND CHARACTERISATION FOR EFFICIENT DEVELOPMENT AND MANAGEMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Nguyen Hai An

Petrovietnam Exploration and Production Corporation

Email: annh1@pvep.com.vn

Summary

The characteristics of the reservoir fluid play a great influence on the design and optimisation of production/injection strategies and surface facility for efficient reservoir management. Inaccurate characterisation of the fluids will lead to significant risks and uncertainties in the assessment of hydrocarbon in place and the recovery prediction, and thus affect the value of the asset. The characterisation of the pressure/volume/temperature (PVT) begins with collecting sufficient volumes of representative fluid samples followed by measuring the PVT data in relevant laboratory. The paper presents the fluid characterisation method for a wide spectrum of fluid types ranging from heavy oils, black oils, light oils to highly volatile oils, dry gas, wet gas and lean gas condensates undergoing a wide range of mechanisms from natural depletion to tertiary recovery for enhanced oil recovery (EOR).

Key words: *Reservoir fluid, sampling, characterisation, oil and gas field/reservoir.*

TỔ HỢP CÁC THIẾT BỊ ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN TRONG ỐNG CHỐNG THEO DÕI SỰ THAY ĐỔI ĐỘ BẢO HÒA NƯỚC VÀ QUẢN LÝ MỎ TÊ GIÁC TRẮNG

Cù Xuân Bảo¹, Phạm Thị Thủy¹, John Sutherland¹
Bùi Hữu Phước¹, Bùi Thiệu Sơn², Nguyễn Anh Đức²
Nguyễn Long³, Đinh Mạnh Quân³, Phạm Văn Tuấn⁴

¹Công ty liên doanh Điều hành chung Hoàng Long

²Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

⁴Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

Email: bhphuc@hlhvjoc.com.vn

Tóm tắt

Đối tượng chứa dầu khí của mỏ Tê Giác Trắng khá đặc biệt nằm trong trầm tích điện trở suất thấp với điều kiện địa chất phức tạp. Các tầng chứa sản phẩm là những thân cát mỏng xen kẽ rất nhiều ranh giới dầu nước, gây khó khăn cho công tác quản lý theo dõi khai thác những khoảng mở vỉa. Tổ hợp các thiết bị địa vật lý (PL/CHFR/RST - Production Log/Case Hole Formation Resistivity/Reservoir Saturation Tool) đã được nghiên cứu, sử dụng để theo dõi giám sát động thái khai thác tại đáy giếng và quản lý khai thác cho từng khoảng mở vỉa một cách hiệu quả nhất.

Từ khóa: Độ bão hòa nước, điện trở sau ống chống, đo khảo sát dòng.

1. Giới thiệu

Mỏ Tê Giác Trắng nằm ở trung tâm bể Cửu Long, đang có 3 giàn đầu giếng khai thác với lưu lượng khoảng 25 - 30 nghìn thùng/ngày. Mỏ được hình thành trong môi trường đầm hồ ven biển cửa sông với các hoạt động địa chất rất phức tạp, bị chia cắt bởi các đứt gãy có hình bậc thang thành các khối riêng biệt H1/H2/H3/H4/H5 kéo dài từ Bắc đến Nam với 3 đối tượng chứa chính là ILBH5.2U, ILBH5.2L và Oligocene C. Các vỉa cát chứa dầu mỏng với chiều dày khoảng 2 - 7m và lên tới 56 vỉa. Trong đó có một số vỉa chứa gần kề nhau, liên thông về mặt thủy động lực học. Mỏ được phân chia thành 43 hệ thống thủy lực và gần như không có sự liên thông theo chiều thẳng đứng dựa trên số liệu áp suất.

Các vỉa chứa chủ yếu lắng đọng trong môi trường đầm hồ cửa sông với chất lượng thấm chứa giảm dần từ ILBH5.2U, ILBH5.2L sau đó đến Oligocene C. Nhìn chung các vỉa chứa dầu có độ thấm tương đối tốt xen kẽ với các vỉa có độ thấm nhỏ và chiều cao thân dầu nhỏ. Điều kiện địa chất phức tạp và mức độ ngập nước của các vỉa không đồng đều trong quá trình khai thác đã gây khó khăn cho việc kiểm soát theo dõi động thái và hiệu quả của từng vỉa cũng như toàn mỏ.

2. Cấu trúc giếng khoan

Mô hình thiết kế cơ bản cho các giếng khoan sử dụng ống dẫn hướng đường kính 20inch trong đoạn thân giếng đường kính 26inch, ống trung gian đường kính

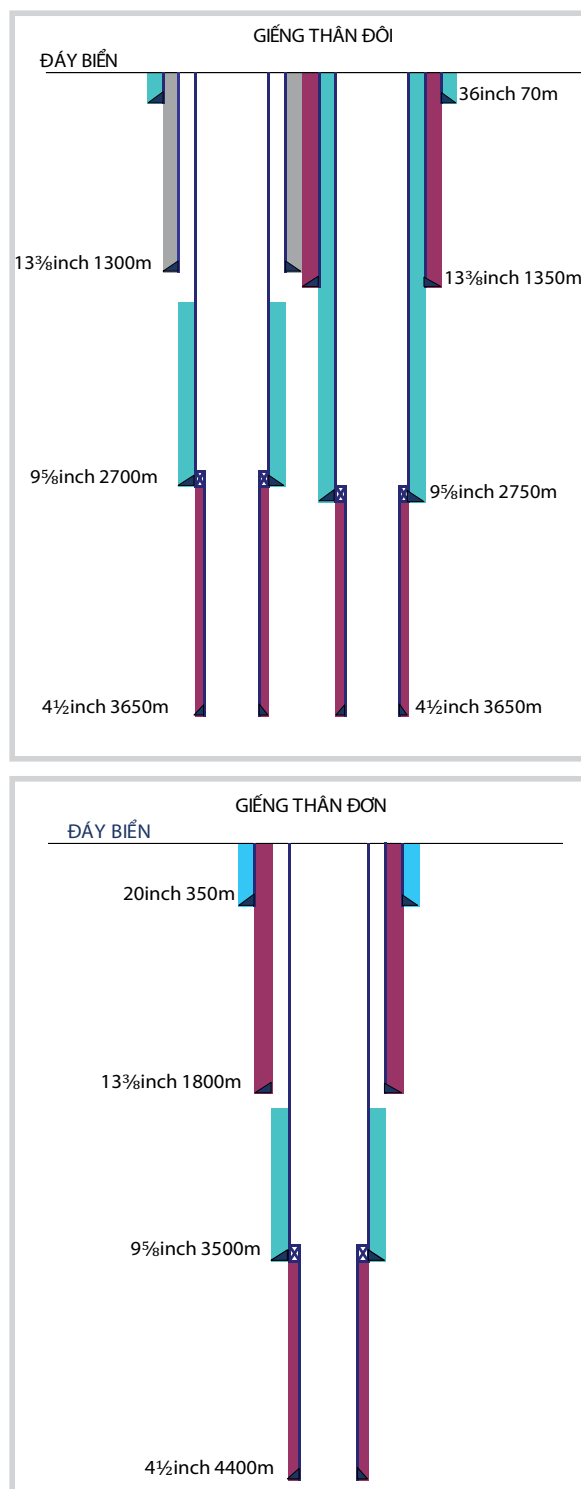
13 $\frac{3}{8}$ inch trong đoạn thân giếng 16inch, ống khai thác đường kính 9 $\frac{5}{8}$ inch trong đoạn thân giếng đường kính 12 $\frac{1}{4}$ inch. Ống khai thác lừng 4 $\frac{1}{2}$ inch được lắp đặt và trám xi măng trong đoạn thân giếng đường kính 8 $\frac{1}{2}$ inch và bên trong ống khai thác đường kính 9 $\frac{5}{8}$ inch. Một số thân chung đầu giếng sẽ sử dụng ống đường kính 36inch làm ống dẫn hướng, thay thế cho ống đường kính 20inch. Cấu trúc giếng khoan này cần có tổ hợp các thiết bị địa vật lý giếng khoan phù hợp để có thể theo dõi và kiểm soát được áp suất vỉa, độ ngập nước và hệ số sản phẩm của từng khoảng mở vỉa. Do vậy, việc nghiên cứu tổ hợp địa vật lý giếng khoan phù hợp với điều kiện địa chất mỏ và điều kiện đáy giếng hiện hữu rất cấp thiết. Hình 1 và 2 là cấu trúc ống chống của giếng khai thác và sơ đồ thiết bị hoàn thiện giếng.

3. Lựa chọn và thiết kế khoảng mở vỉa của các giếng khoan đang khai thác

Dựa trên tổ hợp số liệu địa vật lý giếng khoan được đo đạc và thu thập trong quá trình nghiên cứu giếng khoan và các nghiên cứu địa chất để lựa chọn các khoảng có độ bão hòa dầu cao.

Lựa chọn các khoảng mở vỉa có chất lượng gắn kết xi măng tốt.

Cân bằng lưu lượng khai thác giữa các vỉa chứa sản phẩm thuộc tầng ILBH 5.2U, ILBH 5.2L và Oligocene C.



Hình 1. Sơ đồ cấu trúc giếng khoan thân đôi và thân đơn điển hình

Các khoảng mở vỉa được thiết kế một cách độc lập và cùng hệ thống thủy lực để giảm thiểu hiện tượng chảy chéo (cross-flow) trong quá trình khai thác.

Khoảng cách giữa các khoảng mở vỉa phải cách nhau tối thiểu 3m để khi hàm lượng nước ở các khoảng mở vỉa lớn sẽ dễ dàng ngăn nước bằng miếng dán ống chống (straddle packer/casing pad).

Các khoảng mở vỉa phải nằm trên ranh giới dầu nước khoảng 3 - 5m tùy vào điều kiện của từng giếng khoan. Tránh mở vỉa vào những đới chuyển tiếp nằm ngay cạnh ranh giới dầu nước.

Lựa chọn loại đạn có khả năng xuyên sâu, súng có mật độ đạn lớn.

Các giếng khoan khai thác được thiết kế mở so le lệch tầng và sẽ mở thêm vỉa sau thời gian khai thác tùy vào động thái khai thác của giếng và hàm lượng nước khai thác (Hình 3).

Tuy nhiên, với những giếng đã hiện hữu và thiết kế giếng như trên thì khó khăn và thách thức trong giai đoạn khai thác phát triển mở là phải theo dõi được động thái biến đổi hàm lượng nước khai thác của từng vỉa tại giếng khoan khai thác, độ bão hòa nước biển đổi theo thời gian tại những khoảng mở vỉa và chưa mở vỉa. Do vậy cần có tổ hợp địa vật lý giếng khoan phục vụ cho việc quản lý theo dõi hiệu quả khai thác, động thái của từng khoảng mở vỉa cũng như chỉ ra các vỉa để bắn bổ sung và bắn lại với mục đích nâng cao hệ số thu hồi dầu tại những giếng khoan hiện hữu. Tổ hợp địa vật lý giếng khoan được đưa ra bao gồm PL/CHFR/RST là một giải pháp đã được ứng dụng và triển khai tại mỏ Tê Giác Trắng.

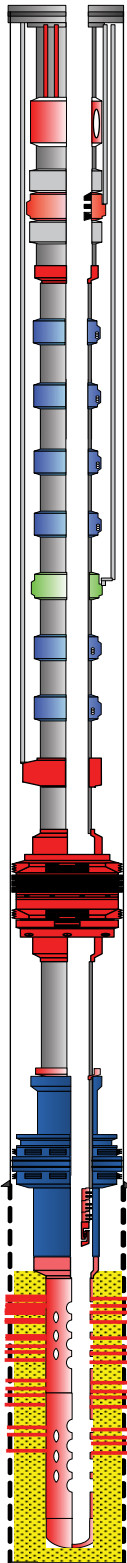
3.1. Kiểm tra theo dõi mặt cắt dòng bằng tổ hợp thiết bị địa vật lý giếng khoan PL

Tổ hợp PL khảo sát giếng, xây dựng mặt cắt dòng, thu thập thông tin tại đáy giếng dùng để phục vụ công tác quản lý mỏ, nâng cao hệ số thu hồi tại giếng khai thác và kiểm soát được lưu lượng bơm ép.

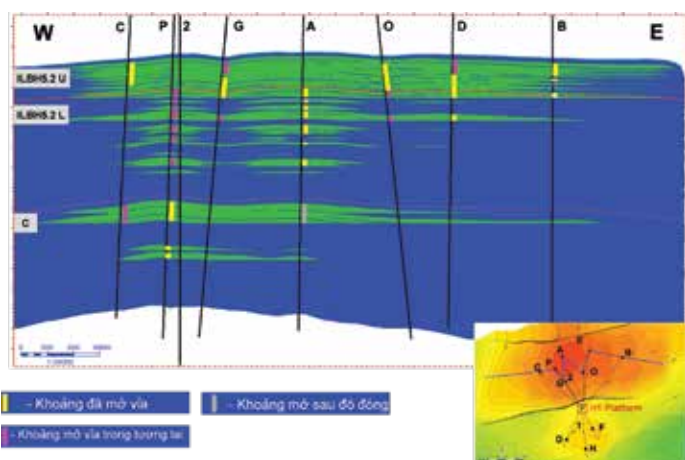
3.1.1. Số liệu PL của giếng khoan khai thác dùng để:

- Đánh giá và theo dõi nhiệt độ và áp suất vỉa;
- Nhận biết loại chất lưu và tính toán định lượng lưu lượng và tỷ phần: dầu, nước, khí cho từng khoảng mở vỉa;
- Đánh giá hiệu quả công tác bắn mở vỉa;
- Phát hiện các khoảng ống khai thác bị rò rỉ, những khoảng mở vỉa có áp suất thấp, những khoảng mở vỉa có vấn đề để có những biện pháp khắc phục và sửa chữa;
- Xây dựng mặt cắt dòng của các khoảng tiếp nhận của giếng bơm ép;
- Xác định các khoảng chảy chéo khi đóng giếng và khai thác.

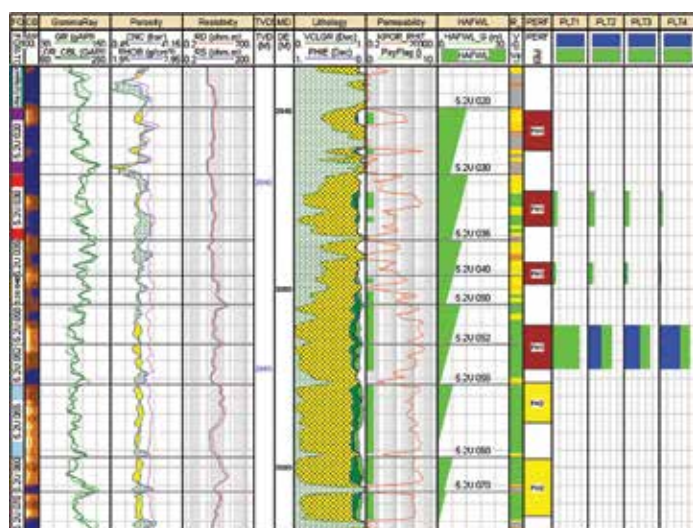
Các giếng có độ nghiêng lớn sẽ có hiện tượng chảy phân tầng: pha nhẹ chảy phía trên và pha nặng chảy phía dưới. Thiết bị đo điện dung (CAT) dùng để đo toàn bộ mặt cắt dòng, là thiết bị đo có 12 cảm biến (sensor) điện dung ở cùng một độ sâu, cùng một thời điểm. Giá trị đo của thiết bị CAT sẽ vẽ được hình

Ngày hoàn thiện:		15/2/2011				Kích thước	Khối lượng	Cáp	Ren	Độ sâu tương đối
Giàn		PVD1	Ổng chống	:	9½inch	47 PPF	L-80	VAMTOP		2985,00
Chiều sâu		3574 m-MDRT	Ổng chống lừng	:	4½inch	15.1PPF (ID 3.826inch)	L-80	VAMTOP		3572,00
Góc nghiêng lớn nhất		42.31 @ 1998.72 m-MDRT	Ổng khai thác	:	5½inch	23PPF (ID 4.670inch)	1Cr L-95	VAMTOP		127,07
Nóc ống chống lừng		2841 m MDRT	Ổng khai thác	:	4½inch	15.1PPF (ID 3.826inch)	1Cr C-95	VAMTOP		2852,82
Độ sâu tương đối		Tính từ bản Rotary	Dung dịch hoàn thiện giếng	:	8.8 ppg NACL					
9½inch x 7inch Hệ thống treo ống chống (LINNER HANGER SYSTEM)	Độ sâu (m-MDRT)		Độ sâu (m-MDRT)	Chiều dài (m)	Thiết bị hoàn thiện giếng					
					Giếng khai thác dầu					
					Mô tả thiết bị			Bán kính trong in	Bán kính ngoài in	
					Bản Rotarry					
					0.00					
					19.17	0.805	Bộ treo ống khai thác, AKER	4.670	9.875	
					104.670	2.567	Van dầu mỡ 13Cr, 5½inch, 23#, VAMTOP BxP	4.655	8.500	
					123.688	0.804	Ghép dòng (FLOW COUPLING), 5½inch, 23#, VAMTOP BxP, 3'	4.580	6.210	
						1.665	TRS5 13Cr, 5½inch, 23#, VAMTOP BxP	3.813	6.620	
						1.714	Ghép dòng (FLOW COUPLING), 5½inch, 23#, VAMTOP BxP, 6'	4.550	6.212	
					127.067	0.276	Bộ nối chuyển tiếp (ADAPTOR) 5½inch 23# VAMTOP B X 4½inch 15.1# VAMTOP P	3.805	6.211	
					1238.567	3.280	Kích thước túi Mandrel (SIDE POCKET MANDREL), 4½inch, 15.1# Lỗ hở (Orifice): RO-2; Kích thước: 24/64" (Installed on 15-Aug-2013)	3.871	7.063	
					1942.471	3.283	Kích thước túi Mandrel (SIDE POCKET MANDREL), 4½inch, 15.1# Van giả (Dummy valve)	3.871	7.063	
					2314.204	3.284	Kích thước túi Mandrel (SIDE POCKET MANDREL), 4 ½inch, 15.1# Van giả (Dummy valve)	3.871	7.063	
					2471.873	3.285	Kích thước túi Mandrel (SIDE POCKET MANDREL), 4½inch, 15.1# Van giả (Dummy valve)	3.871	7.063	
					2592.746	0.735	Van bơm hóa chất, 4½inch, 15.1#, VAMTOP BxP	3.788	5.072	
					2622.004	3.282	Kích thước túi Mandrel (SIDE POCKET MANDREL), 4½inch, 15.1# Van giả (Dummy valve)	3.871	7.063	
					2768.757	3.282	Kích thước túi Mandrel (SIDE POCKET MANDREL), 4½inch, 15.1# Van giả (Dummy valve)	3.871	7.063	
					2787.506	7.463	Đồng hồ đo áp suất dây, 4½inch, 15.1#, VAMTOP BxP	3.826	7.000	
					2809.902	1.577	9½inch AHR PACKER, 4½inch, 15.1#, VAMTOP BxP	3.760	8.310	
					2810.619		AHR PACKER trung tâm			
					2839.970	0.470	Vị trí vùi cắm (LOCATOR NO-GO), 4½inch, 15.1#, VAMTOP BxP Điểm cắm (No-Go point)	3.788	8.200	
					2840.280					
					2850.388	1.421	Thiết bị vành xuyên kín một chiều (UNISEAL UNIT), 5inch, 4½inch	3.806	5.038	
					2851.809	1.010	Bộ sắp hàng định vị hướng máng (SELF ALIGNNING MULESHORE), 4½inch	3.788	4.960	
2852.819		Đáy bộ định vị hướng máng (BOTTOM OF MULE SHOE)								
3040-3044.5	4.5	5.2U 20								
3049-3053	4.0	5.2U 30								
3057-3059	2.5	5.2U 35/40								
3064-3069	5.0	5.2U 50/52								

Hình 2. Sơ đồ hoàn thiện giếng khai thác



Hình 3. Sơ đồ các khoảng mở vỉa của các giếng khoan khai thác tại một khối điển hình



Hình 4. Mức độ ngập nước của từng vỉa theo thời gian của PH1 dọc theo thân giếng C

ảnh mặt cắt dòng qua toàn bộ khoảng mở vỉa để khắc phục cho các giếng có độ nghiêng lớn, khi đó pha nhẹ sẽ có xu thế chảy trên pha nặng.

3.1.2. Kiểm tra khai thác theo thời gian

Các giếng khoan của mỏ Tê Giác Trắng được đo kiểm tra khai thác định kỳ 2 lần/năm. Quá trình đo kiểm tra khai thác (PL) được tiến hành ở các chế độ côn/lưu lượng khác nhau để đánh giá hiệu quả khai thác của từng khoảng mở vỉa. Do đặc điểm của các giếng này là vỉa dầu rất gần ranh giới dầu nước nên phải kiểm tra khai thác thường xuyên để xác định độ ngập nước của từng khoảng mở vỉa.

Các thiết bị đo trong quá trình kiểm tra khai thác thường được sử dụng tại mỏ: GR-CCL-CFB-CAP-DEN-Temp-Pressure-CAT.

Tổ hợp PL dùng để theo dõi sự biến thiên của tỷ phần chất lưu theo thời gian, giếng khoan C phía dưới được mở vỉa PH1 (Pha 1) tại 4 khoảng thuộc tầng U20, U30, U35/40 và U50/052. PH2 sẽ được mở vỉa khai thác sau phụ thuộc vào động thái của

PH1. Kết quả đo PL 4 lần tại các thời điểm khác nhau cho thấy 3 khoảng mở vỉa phía trên của PH1 chưa bị ngập nước và có độ thấm nhỏ, khoảng mở vỉa cuối cùng của PH1 gần như đã bị ngập nước khá cao (chiếm khoảng 75% nước). Kết quả PL đã chỉ ra khoảng mở vỉa cuối cùng PH1 là đối tượng cần được đóng lại để ngăn nước khi hàm lượng nước khai thác của vỉa này lên đến 90%. Việc ngăn cách vỉa ngập nước này để nâng cao hệ số thu hồi của 3 khoảng mở vỉa phía trên. Mức độ biến đổi tỷ lệ dầu nước của từng khoảng mở vỉa đang khai thác theo thời gian được thể hiện trên Hình 4 và 5.

Theo dõi sự biến thiên của ranh giới dầu nước trong quá trình khai thác để điều chỉnh chế độ khai thác tránh hiện tượng ranh giới dầu nước dâng lên không đều. Hình 6 cho thấy sự thay đổi của ranh giới dầu nước theo thời gian.

Quá trình kiểm tra theo dõi khai thác bằng PL đã làm sáng tỏ thông tin tại đáy giếng khoan với sự biến thiên hàm lượng nước của từng khoảng mở vỉa theo thời gian khai thác. Tuy nhiên quá trình khảo sát PL cũng gặp một số khó khăn nhất định:

- Khoảng cách giữa các khoảng mở vỉa không đủ lớn để đo được số liệu ổn định cho từng khoảng mở vỉa phục vụ công tác minh giải định lượng;
- Một số giếng khai thác có các khoảng với chất lượng xi măng kém hoặc không có xi măng gây ra hiện tượng chảy sau ống chống. Thay đổi bất thường đường kính tại các khoảng mở vỉa gây khó khăn trong công tác tính toán định lượng;
- Các vỉa dầu có cấu trúc tương đối phẳng, chiều cao cột dầu nhỏ nên nước sẽ xâm nhập vào giếng nhanh;
- Các khoảng mở vỉa có tính chất thấm không tương đồng được mở vỉa cùng nhau gây ra hiện tượng các vỉa có độ thấm cao sẽ cung cấp dòng chủ yếu, khó thu hồi dầu tại các vỉa có độ thấm nhỏ;
- Các khoảng mở vỉa có tốc độ khai thác, mức độ giảm áp khác nhau dẫn đến hiện tượng chảy chéo trong ống khai thác;
- Các vỉa có trữ lượng khác nhau được mở cùng nhau gây hiện tượng ngập nước nhanh tại các vỉa có trữ lượng nhỏ.
- Các khoảng mở vỉa sau một thời gian khai thác đã có hàm lượng nước cao, thiết bị đo thông thường không đo được những đối có hàm lượng nước cao.

3.1.3. Giải pháp khắc phục những khó khăn trong quá trình khảo sát và minh giải PL

- Để chuẩn chỉnh hóa các giá trị mật độ, điện dung của dầu và nước ở điều kiện thực tế giếng khoan, thiết bị được chuẩn hóa trong điều kiện giếng đóng với thời gian đủ để có sự phân dị cột nước-khí-dầu trong ống khai thác;
- Các số liệu PVT được cập nhật liên tục do có sự thay đổi tính chất PVT theo thời gian khai thác;
- Các giá trị đo điểm được tiến hành đo tại các đỉnh của các khoảng mở vỉa để chính xác hóa số liệu đo khi kéo ở các tốc độ khác nhau, loại bỏ vận tốc trượt, hiệu chỉnh ảnh hưởng của tốc độ kéo khi đo cho từng khoảng mở vỉa;
- Khi đo khảo sát dòng tại đáy giếng, các giếng được chuyển qua để đo dòng đa pha tại bề mặt và lấy mẫu mặt

để phân tích tỷ phần dầu/nước. Kết quả được dùng để chuẩn hóa và hiệu chỉnh kết quả đo dòng tại đáy giếng;

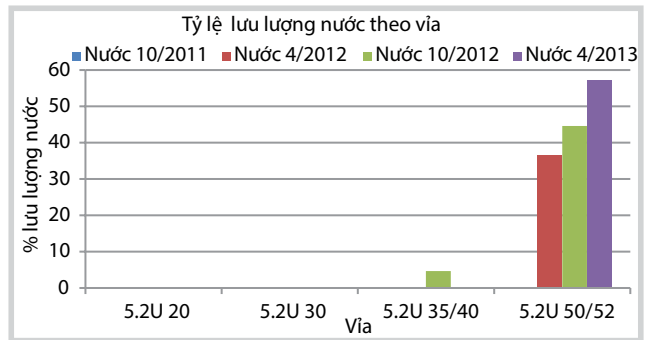
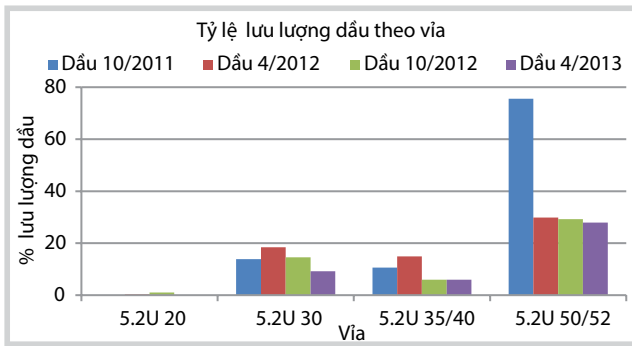
- Lựa chọn mô hình minh giải tối ưu cho dòng chảy chất lưu tại đáy giếng;
- Kết quả minh giải lựa chọn phải phù hợp (match) đường cong lý thuyết và đường cong thực tế của vận tốc chất lưu, mật độ và điện dung [1].

3.2. Theo dõi sự thay đổi độ bão hòa nước sau ống chống bằng tổ hợp CHFR/RST

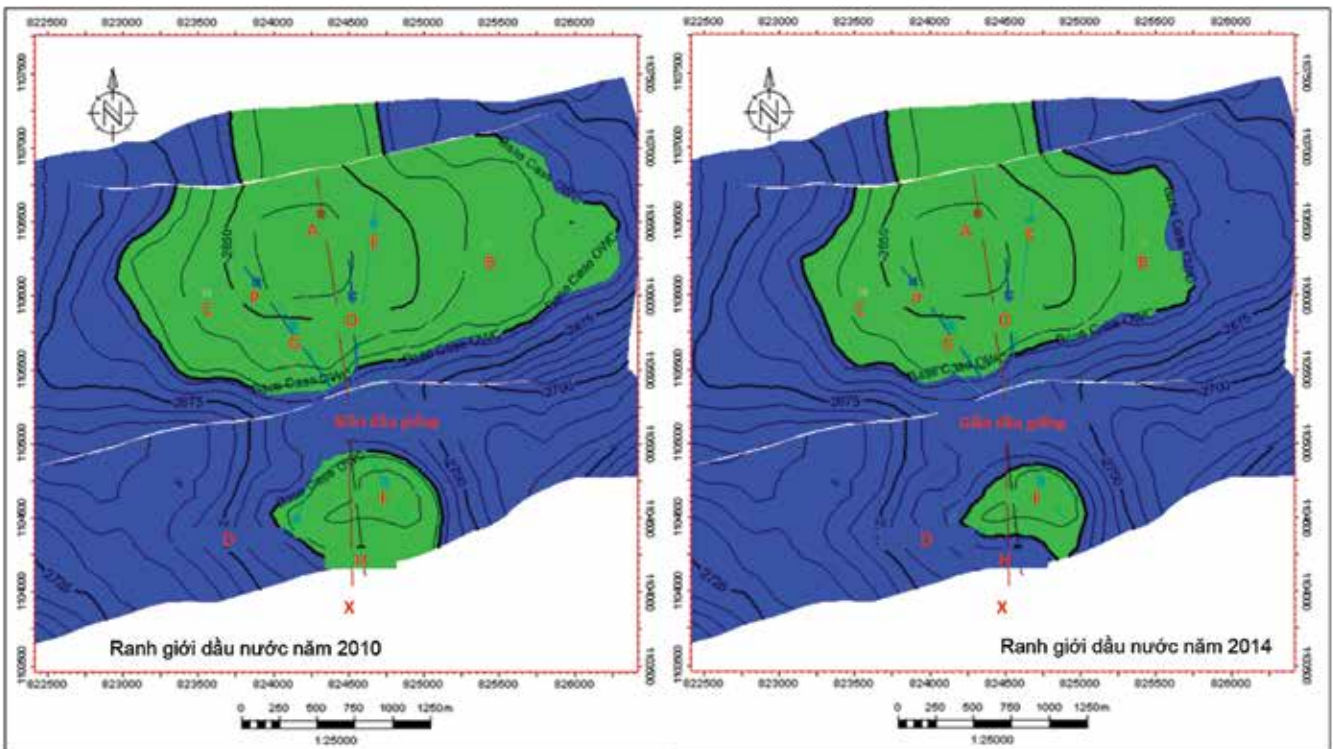
3.2.1. Nguyên lý phương pháp đo điện trở sau ống chống (CHFR - Case Hole Formation Resistivity)

- Nguyên lý đo

Nguyên lý đo của thiết bị CHFR tương tự như nguyên lý đo điện sâu sườn (Laterolog) trong các giếng khoan



Hình 5. Độ ngập nước theo dạng cột giếng C



Hình 6. Sự biến thiên của ranh giới dầu nước tầng 5.2U 52/55

thân trần. Dòng điện được phát vào ống chống và thành hệ thống qua 2 điện cực phát. Chênh lệch điện thế trong miền đo giữa 2 điện cực ép được theo dõi bằng 4 điện cực kiểm tra. Do ống chống có độ dẫn điện rất cao so với đất đá, phần lớn dòng phát từ 2 điện cực phát sẽ được dẫn lên mặt đất qua đường ống chống, tuy nhiên một phần nhỏ của dòng phát rò rỉ ra ngoài ống chống sẽ được dẫn qua các tầng đất đá sau ống chống và cường độ dòng rò rỉ sẽ tỷ lệ nghịch với điện trở suất của vỉa. Cường độ dòng rò rỉ sẽ được xác định bằng cách so sánh độ chênh lệch điện thế đo được giữa các điện cực kiểm tra. Phép đo được thực hiện khi thiết bị cố định để loại bỏ nhiều phép đo do điện cực trượt trên bề mặt ống chống và giữ cho điện trở suất của ống chống không thay đổi trong quá trình thực hiện phép đo. Độ sâu khảo sát của điện trở suất đo được bằng thiết bị CHFR từ 7 - 32ft, lớn hơn hàng chục lần so với phương pháp nghiên cứu độ bão hòa vỉa bằng phương pháp phóng xạ.

Hiệu chỉnh giá trị đo CHFR với điện trở suất trong giếng thân trần bằng cách điều chỉnh hệ số khuếch đại dòng rò của CHFR (K-Factor) để điều chỉnh đường đo điện trở suất của CHFR biểu kiến với đường đo điện trở suất trong giếng thân trần. Để xác định được hệ số điều chỉnh, phải biết điện trở suất của những thành hệ không thay đổi trong suốt quá trình từ lúc giếng thân trần như điện trở suất của các tập sét hoặc điện trở của vỉa chưa bắn mở.

- Tính độ bão hòa nước từ CHFR
- + Trường hợp có sẵn số liệu đo trong giếng thân trần:

Trong trường hợp có sẵn số liệu đo carota trong giếng thân trần (điện trở suất, độ rỗng, mật độ, siêu âm - DT), cách tiếp cận tốt nhất là minh giải số liệu giếng thân trần theo mô hình chuẩn từ đó xác định độ bão hòa nước nguyên thủy (trước khai thác) S_{WOH} . Sau đó, thay thế điện trở suất đo được từ CHFR vào mô hình để tính độ bão hòa nước và so sánh với giá trị độ bão hòa nước tính được từ số liệu đo trong giếng thân trần.

- + Có sẵn số liệu điện trở suất giếng thân trần và CHFR:

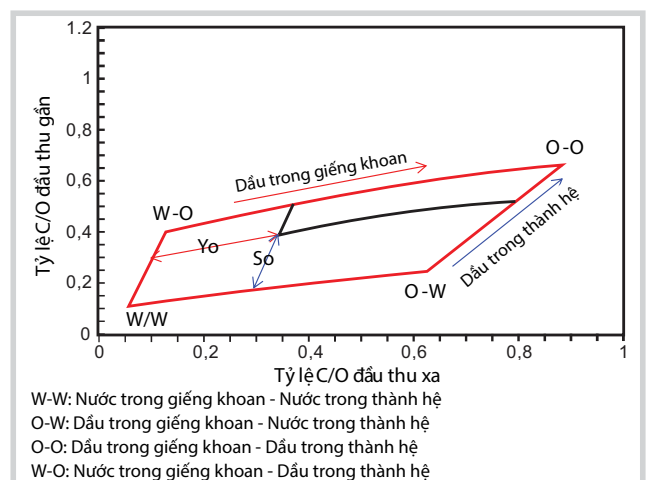
Sử dụng phương trình Archie để tính độ bão hòa nước với giả thiết nồng độ khoáng hóa của nước vỉa không thay đổi, có thể tính chỉ số thay đổi độ bão hòa nước (I_{SW}) như sau:

$$I_{SW} = \frac{S_{WOH}}{S_{WCHFR}} = \sqrt{\frac{R_{CHFR}}{R_{OH}}} \quad (1)$$

Trong đó:

S_{WOH} : Độ bão hòa nước tính từ tài liệu carota thân trần (open hole log);

S_{WCHFR} : Độ bão hòa nước tính từ tài liệu CHFR.



Hình 7. Mô hình C/O phân tích So

Ưu điểm của phương pháp này là không cần biết nồng độ muối của nước vỉa và độ rỗng, tuy nhiên tính toán trên cơ sở giả thiết là điện trở nước vỉa không thay đổi giữa 2 quá trình đo giếng thân trần và giếng chống ống. Cách tiếp cận này vẫn thừa hưởng số liệu log ban đầu để theo dõi mức độ biến đổi chất lưu sau ống chống.

Trong trường hợp có sự trộn lẫn giữa nước bơm ép và nước vỉa thì nồng độ khoáng hóa của nước vỉa sẽ bị thay đổi, ảnh hưởng đến kết quả tính toán độ bão hòa nước CHFR (SWCHFR). Tuy nhiên nếu vùng lân cận đã bị nước bơm ép xâm nhập thì giá trị đo điện trở suất sẽ giảm theo và các vỉa này sẽ không có ý nghĩa khi xem xét để bắn mở vỉa bổ sung.

3.2.2. Nguyên lý phương pháp đo độ bão hòa dầu bằng phóng xạ (RST- Reservoir Saturation Tool)

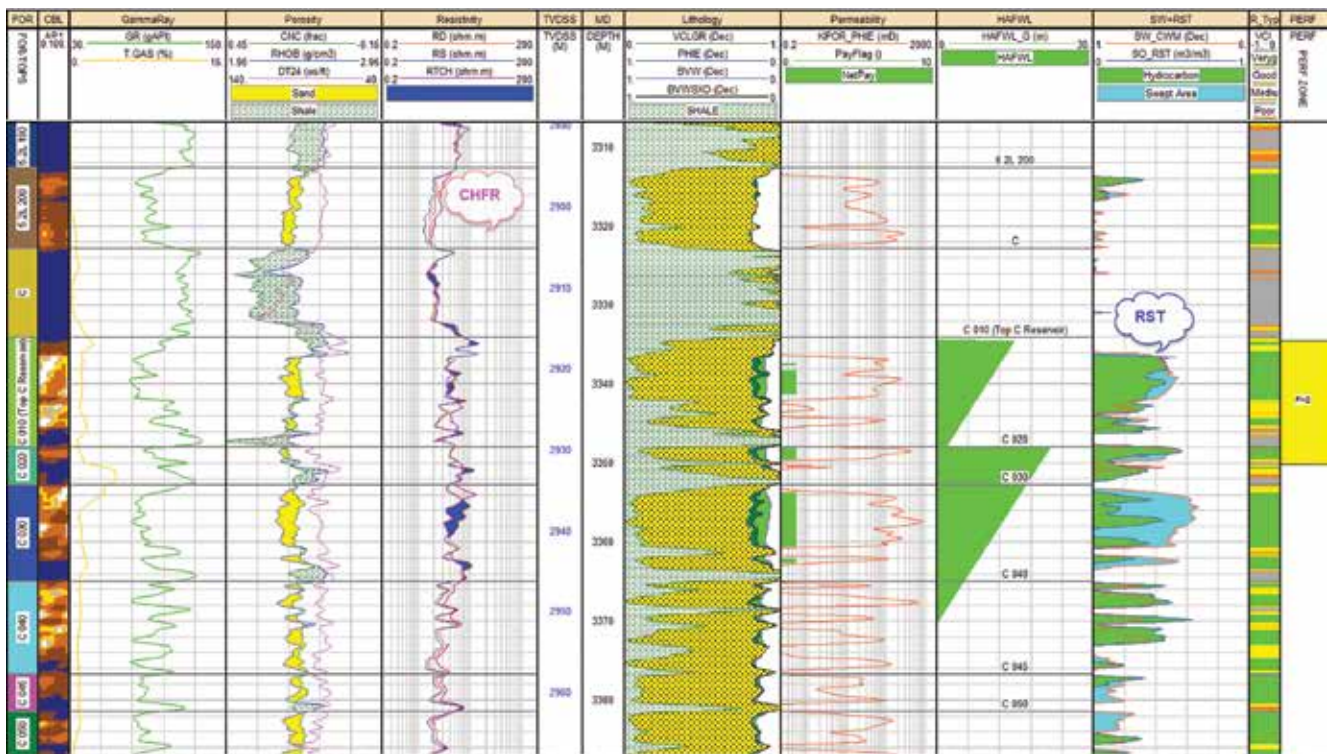
Phương pháp đo xung phóng xạ Neutron RST cung cấp đồng thời số liệu đo Sigma, thông số độ rỗng và tỷ lệ carbon/oxy (COR) của thành hệ. Quy trình đo lặp theo thời gian (time-lapse) bằng phương pháp RST được ứng dụng rộng rãi để theo dõi sự thay đổi độ bão hòa nước của vỉa và tầng chứa theo thời gian, thạch học và độ rỗng của thành hệ [2].

- Phương pháp đo Sigma

Phổ Gamma được tạo ra do tương tác hấp thụ Neutron nhiệt của thành hệ và các thành phần khác của giếng khoan.

Thiết bị đo RST được chuẩn hóa với các mô hình thành hệ và những điều kiện khác nhau về dung dịch trong giếng và ống chống.

- + Phổ Gamma từ xung Neutron ngắn đo được ở đầu thu gần được dùng để tính nồng độ muối của dung dịch trong giếng khoan;



Hình 8. Sự thay đổi độ bão hòa dầu sau ống chống

- + Phổ Gamma từ xung Neutron dài đo được ở đầu thu xa được dùng để tính giá trị Sigma của thành hệ;
- + Tỷ lệ phổ Gamma giữa đầu thu gần và xa được dùng để tính giá trị độ rỗng của thành hệ.
- Đo bằng phương thức hấp thụ và tán xạ không đàn hồi (C/O)

Phổ Gamma được tạo bởi tương tác tán xạ không đàn hồi giữa tia Neutron và các vật chất trong thành hệ và giếng khoan. Phổ Gamma sẽ được phân tích để tính hệ số đóng góp carbon và oxy, hệ số này sau đó được dùng để tính độ bão hòa dầu trong thành hệ và lòng giếng.

Phổ Gamma được tạo bởi tương tác hấp thụ Neutron cũng được đo ghi đồng thời sau xung Neutron. Hệ số đóng góp (Yield) của các nguyên tố tính được từ phổ Gamma sẽ được dùng để tính toán các thông số về thạch học, độ rỗng và nồng độ khoáng hóa biểu kiến. Để đạt được độ chính xác cần thiết, cần phải đo lặp vài lần cho cùng một khoảng chiều sâu khảo sát.

- Phân tích độ bão hòa dầu bằng số liệu (C/O)

Mô hình phân tích cần phải đồng nhất trong quá trình phân tích số liệu. Độ bão hòa dầu được phân tích dựa trên tỷ lệ C/O của đầu thu gần và đầu thu xa với 4 điểm chuẩn (Hình 7).

- + Kết hợp CHFR và RST:

Thiết bị CHFR được khảo sát ở độ sâu từ 7 - 32ft có chiều sâu nghiên cứu khá lớn so với phương pháp đo bằng nguồn phóng xạ khoảng 6 - 8inch. Phương pháp đo C/O kém chính xác trong các vỉa có độ rỗng nhỏ và điều kiện phức tạp. Do khác nhau về nguyên lý hoạt động và có độ sâu khảo sát lớn hơn, điện trở suất đo được từ CHFR không chịu ảnh hưởng bởi vấn đề sạt lở thành giếng trong khi RST bị ảnh hưởng lớn ở những vị trí thành giếng khoan bị sạt lở lớn.

Ở vùng có bơm ép nước, giếng có 2 lớp ống chống thì phương pháp đo RST có thể hiệu quả hơn.

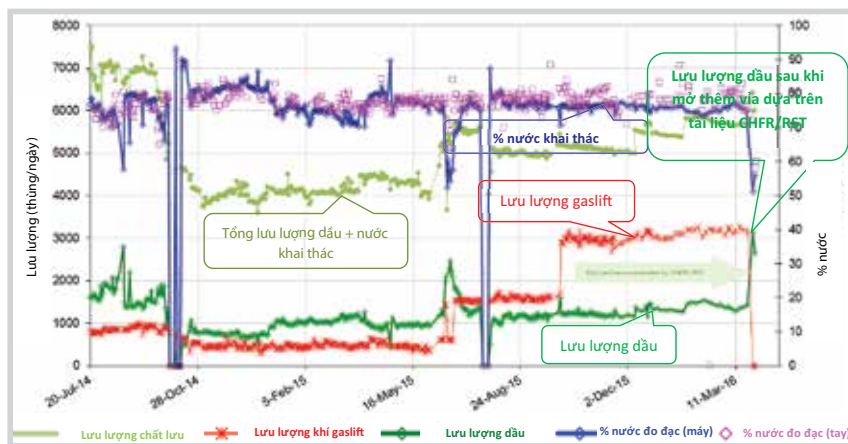
Điện trở suất tối đa có thể đo được bằng phương pháp CHFR phụ thuộc vào thời gian đo và số lần đo lặp tại mỗi điểm đo, kích thước ống chống, tỷ trọng và khoảng cách từ điểm đo đến thành hệ. Phép đo sẽ đạt độ chính xác cao nhất với ống chống có đường kính nhỏ và điểm đo gần với thành hệ.

- Cặn kết tủa trên bề mặt ống chống

Cặn kết tủa có thể ngăn không cho các điện cực tiếp xúc với bề mặt ống chống, cần phải làm sạch ống chống trước khi tiến hành đo CHFR. Các giếng khoan đo CHFR tại mỏ đều được làm sạch ống chống trước khi tiến hành đo đạc.

- Ống chống kép

Các giếng khoan khai thác tại mỏ Tê Giác Trắng được thiết kế Mono bore nên ống chống 4½inch là ống khai



Hình 9. Biểu đồ động thái khai thác của giếng MB sau khi bắn vỉa

thác. Thiết bị CHFR không thiết kế để đo qua 2 lớp ống chống, lượng biến số liên quan đến trường hợp 2 lớp ống chống là quá lớn và phức tạp để tính toán định lượng điện trở suất của vỉa. Do vậy, thiết bị CHFR hoàn toàn thích hợp với các giếng khoan khai thác tại mỏ.

Với những phân tích ưu và nhược điểm của CHFR như trên thì RST khắc phục được và ngược lại. Do vậy, việc kết hợp giữa CHFR-RST là tổ hợp thiết bị khảo sát phù hợp nhất với điều kiện hiện tại của mỏ Tê Giác Trắng.

Với những nghiên cứu cơ bản về tổ hợp thiết bị đo địa vật lý giếng khoan theo dõi động thái biến đổi độ bão hòa nước sau ống chống trong khai thác, tổ hợp PL/CHFR/RST đã tiến hành đo tại 3 giếng khoan và cho kết quả rất khả quan. Kết quả đo CHFR/RST đã đóng góp tích cực cho công tác hoạch định mở thêm vỉa. Giếng khoan MB bắt đầu khai thác vào tháng 7/2012, đến tháng 3/2016 lưu lượng khai thác khoảng 1.300 thùng dầu và hàm lượng nước khai thác khoảng 77%. Kết quả đo đặc PL/CHFR/RST đã xác định khoảng mở vỉa thêm để nâng cao sản lượng khai thác dầu, dựa trên tài liệu RST độ bão hòa nước của vỉa C30 đã bị ngập nước với độ bão hòa nước khá cao (khoảng 65 - 70%). Kết quả đo đặc và phân tích đã chỉ ra khoảng cần thiết mở thêm (PH2) là vỉa C10/20 có độ bão hòa dầu hiệu dụng hiện tại khoảng 40%, gần như không thay đổi so với ban đầu, do khả năng liên thông kém với giếng khai thác cùng tầng lân cận. Đáy của khoảng để xuất mở vỉa PH2 trên vỉa C30 có độ bão hòa nước cao là 4m, có khoảng xi măng khá tốt tại vỉa sét có thể ngăn cách theo chiều thẳng đứng để đảm bảo là nước từ tầng dưới không chảy vào tầng mở vỉa được. Hình 8 thể hiện khoảng được kiến nghị mở vỉa (PH2).

Kết quả mở vỉa dựa trên tài liệu CHFR/RST để lựa chọn khoảng bắn mìn thể hiện trong Hình 9. Kết quả đo đặc tại miệng giếng cho thấy sau khi mở thêm vỉa hàm lượng nước khai thác (BS&W) giảm từ 77% xuống còn 55%, lưu lượng dầu tăng từ 1.300 thùng/ngày lên 3.200 thùng/ngày.

4. Kết luận

Với đặc điểm địa chất phức tạp gây ra mức độ bất đồng nhất độ thấm cao do có sự xen kẽ các vỉa có độ thấm cao với các vỉa có độ thấm thấp, các vỉa chứa dầu phân lớp mỏng xen kẽ bao gồm rất nhiều ranh giới dầu nước. Các vỉa chứa dầu thuộc các hệ thống thủy lực khác nhau được mở vỉa cùng lúc và so le lệch tầng nhau đã gây ra những khó khăn trong công tác điều hành quản

lý mỏ. Tổ hợp các phương pháp đo địa vật lý (PL/CHFR/RST) kiểm tra khai thác tiến hành tại mỏ Tê Giác Trắng đã góp phần nâng cao hiệu quả công tác quản lý khai thác, điều chỉnh chế độ khai thác hợp lý, chỉ ra các khoảng mở vỉa ngập nước cao để có phương án ngăn nước, các vỉa bị giảm áp sâu để điều chỉnh chế độ khai thác. Kết quả khảo sát giếng bằng tổ hợp (PL/CHFR/RST) đã góp phần giúp công tác hoạch định kế hoạch mở vỉa thêm ở các giếng có tiềm năng một cách hợp lý và hiệu quả.

Tài liệu tham khảo

1. Oliver Houzé, Didier Viturat, Ole S.Fjaere. *Dynamic data analysis*. KAPPA. 1988 - 2012.
2. Charles W.Morris, Taha A.Aswad, Frank Morris, Timothy Michael Quinlan. *Reservoir monitoring with pulsed neutron capture logs*. SPE Europe/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain. 13 - 16 June, 2005.
3. Phan Từ Cơ. *Thủy động lực học - Lý thuyết và ứng dụng trong công nghệ khai thác dầu khí*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội. 2007.
4. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2007.
5. A.Daniel Hill. *Production logging - Theoretical and interpretive*. Monograph. Society of Petroleum Engineers. 1990; 14.
6. Tarek Ahmed, Paul D.McKinney. *Advanced reservoir engineering*. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas. 2005.
7. *Welltest interpretation*. 2002.
8. Schlumberger. *Introduction to well testing*. Schlumberger Wireline and Testing. 1998.
9. Peter Goode. *Well testing*. Schlumberger. 1992.

10. B.Sh.Singer, O.Fanini¹, K.M.Strack¹, L.A.Tabarovsky, X.Zhang. *Measurement of formation resistivity through steel casing*. SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, USA. 22 - 25 October, 1995.
11. Keith J.Bartenhagen, Jon C.Bradford, Dale Logan. *Cased hole formation resistivity: Changing the way we find oil and gas*. SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas. 15 - 16 May, 2001.
12. S.M.Ma, F.A.Al-Ajmi, A.M.Al-Shahri, A.M.Al-Bhair. *Looking behind casing: Evaluation and application of cased-hole resistivity in Saudi Arabia*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia. 18 - 20 October, 2004.
13. B.H.Herold, D.Benimeli, C.Levesque, I.Dubourg, J.Cadenhead. *Combinable through-tubing cased hole formation resistivity tool*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, USA. 26 - 29 September, 2004.
14. Gharib Moustafa Hamada. *Cased-hole formation resistivity (CHFR) technique improves hydrocarbon saturation monitoring in developed reservoirs*. SPE Eastern Regional Meeting, Canton, Ohio, USA. 11 - 13 October, 2006.
15. Christopher Anthony Okuku, Abdellatif Zanoun, Hamoudi Ali, Kanit Nouredine, Nabil Mokrani. *Deriving matrix properties, fluid types and saturation from RST-CHFR combination in Siegenian reservoir of Bir Berkine field, Algeria*. SPE Europe/EAGE Annual Conference, Rome, Italy. 9 - 12 June, 2008.
16. Dhruva Jyoti Dutta, Abdallah Bekhiet Badr. *Resistivity through casing measurement successfully applied to improve oil recovery and water shut off: A case study from Western Desert, Egypt*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia. 20 - 22 October, 2008.
17. Abdallah Bekhiet Badr, Mohamed Gharib, Ismael Shaaban Mahgoub. *Effective use of resistivity behind casing to improve oil recovery from a brown oil field: A case study from the Western Desert, Egypt*. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt. 14 - 17 February, 2010.
18. Dale H.May, Scott James Jacobsen, Jerry A.Rushing, Brian Reynolds, Leland I.Swager. *Identifying and correcting for high-resistivity cement effects for cased-hole resistivity-log analysis*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA. 24 - 27 September, 2006.
19. Adil Al Busaidy, Zouhir Zaouali, Carlos Erik Baumann, Enzo Vegliante. *Controlled wellbore implosions show that not all damage is bad*. SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, the Netherlands. 7 - 10 June, 2011.
20. Sherif Ghadiry, Abdallah Ismail. *Cased hole formation resistivity evaluation results in successful identification and isolation of watered out zones in Nubia formation*. SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt. 20 - 22 February, 2012.

COMBINABLE CASED HOLE LOGGING TOOLS IMPROVE HYDROCARBON SATURATION MONITORING AND RESERVOIR MANAGEMENT IN TE GIAC TRANG FIELD

**Cu Xuan Bao¹, Pham Thi Thuy¹, John Sutherland¹, Bui Huu Phuoc¹
Bui Thieu Son², Nguyen Anh Duc², Nguyen Long³
Dinh Manh Quan³, Pham Van Tuan⁴**

¹Hoang Long Joint Operating Company

²Petrovietnam Exploration Production Corporation

³Vietnam Oil and Gas Group

⁴Hanoi University of Mining and Geology

Email: bhphuoc@hlhvjoc.com.vn

Summary

The hydrocarbon reservoirs of Te Giac Trang field lie in the low-resistivity sediments with complicated geological features. The main reservoir formations are thin interbedded sand layers with multiple oil-water contacts, making monitoring and management of production activities in intervals very challenging. A combination of advanced wireline logging tools consisting of PL/CHFR/RST (Production Log/Cased Hole Formation Resistivity/Reservoir Saturation Tool) have, therefore, been used for effective production monitoring and reservoir management in the field.

Key words: Water saturation, cased hole formation resistivity.

ẢNH HƯỞNG CỦA TẠP CHẤT KIM LOẠI TRONG DẦU THÔ ĐẾN TÍNH CHẤT, HOẠT TÍNH XÚC TÁC FCC VÀ GIẢI PHÁP NHẪM DUY TRÌ ĐỘ ỔN ĐỊNH CỦA PHÂN XƯƠNG FCC

Lê Phúc Nguyên, Nguyễn Hoài Thu
Trần Văn Trí, Ngô Thúy Phương, Nguyễn Hữu Lương
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: nguyenvlp.pvpro@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Ảnh hưởng của kim loại Fe, Ca, Na, Ni và V trong dầu thô đến tính chất và hoạt tính của xúc tác FCC được nghiên cứu bằng thực nghiệm. Các mẫu xúc tác mới được tiến hành giảm hoạt tính theo phương pháp cấy kim loại tuần hoàn (CMD) với thành phần tạp chất kim loại trong dầu thô khác nhau. Xúc tác được đặc trưng bằng các phương pháp như hấp phụ N_2 , XRD, SEM, TPD- NH_3 và được đánh giá hoạt tính bằng thiết bị SCT-MAT. Việc sử dụng các tiền chất kim loại Fe và Ca khác nhau (sắt clorua so với sắt naphthenate, calcium nitrate so với calcium naphthenate) để cấy lên xúc tác không ảnh hưởng nhiều đến hiệu quả hoạt động của xúc tác FCC. Fe làm tăng lượng khí khô tạo thành và giảm hiệu quả cracking trong khi Ca ảnh hưởng không nhiều đến tính chất và hoạt tính xúc tác. Tương tác giữa các kim loại Fe - Ca phá hủy cấu trúc zeolite nghiêm trọng hơn các tác động riêng lẻ của Fe hoặc Ca và làm giảm hoạt tính MAT. Sự xuất hiện của Na cũng phá hủy mạnh cấu trúc zeolite và làm giảm hiệu quả của xúc tác. Kết quả cho thấy Fe và Ca có xu hướng tích tụ trên bề mặt xúc tác. Như vậy, việc giả lập xúc tác cân bằng khi hàm lượng Fe, Ca cao trong dầu thô được thực hiện tốt hơn bằng phương pháp CMD. Nhóm tác giả cũng đề xuất một số giải pháp nhằm duy trì độ ổn định của phân xưởng FCC.

Từ khóa: Fe, tạp chất kim loại, dầu thô, FCC, cấy tuần hoàn kim loại (CMD).

1. Giới thiệu

Dầu nặng thường đặc trưng bởi các tính chất như hàm lượng kim loại và CCR cao làm giảm hiệu quả của quá trình chế biến. Các kim loại, chủ yếu là V, Ni, Fe, Ca và Na trong dầu thô tồn tại dưới dạng các muối hữu cơ của porphyrin, naphthenate hoặc hợp chất vô cơ. Các muối kim loại này tích tụ trên bề mặt xúc tác trong quá trình cracking gây phá vỡ cấu trúc tinh thể, che phủ các lỗ xốp và tâm hoạt động dẫn đến giảm hoạt tính của xúc tác, thể hiện chủ yếu qua hiệu suất của khí hydro và cốc cao trong khi các sản phẩm lỏng lại giảm, làm giảm hiệu quả hoạt động của nhà máy [2 - 10].

Theo báo cáo, nguồn dầu thô Bạch Hổ làm nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có tỷ lệ cặn bùn (sludge) ở mức cao. Đặc biệt, trong thành phần cặn bùn này có chứa hàm lượng kim loại Fe và Ca khá cao (Fe: 3.000 - 3.700ppm; Ca: 600 - 700ppm). Các kim loại này ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả hoạt động của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, làm giảm hiệu quả của bộ phận tách muối nước, dễ gây ngộ độc xúc tác, tăng lắng đọng cốc tại phân xưởng FCC và hình thành các hợp chất gây ăn mòn thiết bị và đường ống.

Trong báo cáo của JGC C&C, hàm lượng Fe trên xúc tác cân bằng của một số nhà máy lọc dầu có thể vượt

mức 10.000ppm (Bảng 1). So sánh tương quan với các nhà máy lọc dầu khác trên thế giới thì hàm lượng Fe trên xúc tác cân bằng (E-cat) của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ở mức trung bình, tuy nhiên, giá trị này còn phụ thuộc vào tỷ lệ xúc tác bổ sung hàng ngày. Tại các nhà máy lọc dầu Neustadt và Vohburg (Đức) cũng ghi nhận sự tăng nhanh của hàm lượng Fe, Ca trên E-cat dẫn đến sự suy giảm khả năng hoạt động của phân xưởng FCC. Cụ thể, khi hàm lượng Ca tăng vọt từ 0,15 - 0,27% khối lượng và hàm lượng Fe đạt 0,66% khối lượng thì độ chuyển hóa MAT (xác định trên thiết bị ACE-MAT) giảm khoảng 7 đơn vị [11]. Một nhà máy lọc dầu khác ở Úc cũng bị ảnh hưởng xấu bởi sự tăng cao hàm lượng Fe trên E-cat (tăng từ 0,43 - 0,77% khối lượng). Ở trường hợp này, khối lượng riêng trung bình đồ đồng của xúc tác được báo cáo giảm trong khi tỷ lệ sản phẩm nặng tăng nhanh đến giá trị giới hạn công suất của dòng slurry. Lượng xúc tác mới bổ sung phải tăng đến gấp 2 lần so với trước khi có sự tăng của hàm lượng Fe. Tuy nhiên, độ chuyển hóa trong kết quả phân tích MAT cũng giảm đến 7 đơn vị [12]. Như vậy, các ảnh hưởng của kim loại nặng nói chung và Fe, Ca, Na nói riêng đến hoạt động của phân xưởng FCC cũng như toàn bộ nhà máy lọc dầu đã được ghi nhận không chỉ ở Nhà máy Lọc dầu Dung Quất mà còn ở khá nhiều nơi trên thế giới. Do đó, việc nghiên cứu tác động của dòng nguyên

liệu có hàm lượng Fe, Ca, Na cao đến hoạt tính của xúc tác có vai trò rất quan trọng, nhằm đưa ra mức độ khuyến cáo về hàm lượng kim loại trên xúc tác cân bằng hay các giải pháp khả thi để hạn chế đến mức thấp nhất những tác động tiêu cực có thể xảy ra.

Các khảo sát trên xúc tác cân bằng thực tế bị tích tụ Fe với các hàm lượng khác nhau của Seiji Arakawa và cộng sự [13] cho thấy Fe tích tụ trên bề mặt tạo thành các nốt sần và làm giảm tỷ trọng ABD của xúc tác. Nhóm tác giả cũng giải thích việc giảm ABD liên quan đến việc tăng từ tính của các hạt xúc tác khi hàm lượng sắt oxide (Fe_3O_4) trên xúc tác tăng, đồng thời cho thấy việc mài mòn bề mặt để loại Fe tích tụ trên bề mặt giúp phục hồi hoạt tính của xúc tác. Qua đó, Fe được cho là tích tụ trên bề mặt và làm bít các lỗ xốp, làm giảm quá trình khuếch tán của nguyên liệu đến các tâm zeolite và giảm hiệu quả của quá trình cracking.

Tuy nhiên, hiện nay trên thế giới vẫn chưa có nhiều nghiên cứu về ảnh hưởng của Fe, Ca lên xúc tác trong quy mô phòng thí nghiệm do các phương pháp giảm hoạt tính xúc tác như Mitchell, CPS chỉ được tối ưu cho các kim loại Ni và V [13 - 16]. Theo phương pháp CPS và Mitchell thì xúc tác được giảm hoạt tính ở điều kiện tăng cố định và một lượng kim loại được tẩm ngay từ ban đầu. Sau đó các quá trình xử lý thủy nhiệt mới được thực hiện. Điều này dẫn đến các kim loại Fe và Ca không được tích tụ ở bề mặt xúc tác và không giả lập được điều kiện thực tế [14, 15].

Vì vậy, ảnh hưởng của Fe, Ca thường chỉ được quan sát trực tiếp trên xúc tác cân bằng thực tế thu được. Ảnh hưởng của hàm lượng Fe, Ca hay tương tác giữa các kim loại này khó có thể làm rõ.

Corma và cộng sự đã tiến hành nghiên cứu ảnh hưởng riêng lẻ của Fe, Ca và tác động tương hỗ của Fe - Ca đến hoạt tính của xúc tác FCC [17]. Nhóm nghiên cứu này sử dụng xúc tác cân bằng làm đối tượng cơ sở, sau đó các hàm lượng Fe, Ca được tiếp tục cấy lên xúc tác cân bằng

này. Từ đó nhóm tác giả đã rút ra một số ảnh hưởng của Fe và Ca như sau:

- Việc cấy thêm Fe hàm lượng cao có thể dẫn đến phá hủy hệ thống lỗ xốp của xúc tác;
- Fe xúc tác cho quá trình để hydro hóa và làm tăng độ chọn lọc cốc;
- Ca làm giảm độ bền thủy nhiệt của xúc tác;
- Không có tác động tương hỗ giữa Fe và Ca.

Tuy nhiên, nghiên cứu này có 2 hạn chế: Thứ nhất là việc khảo sát cấy thêm Fe hoặc/và Ca không được thực hiện trên xúc tác mới (F-cat) mà chỉ thực hiện trên E-cat gây khó khăn trong việc xác định ảnh hưởng của Fe, Ca riêng lẻ hay tương hỗ đến tính chất của xúc tác, do trên xúc tác E-cat đã có sẵn một lượng Fe và Ca tích tụ trong quá trình hoạt động thực tế. Thứ hai là việc cấy thêm kim loại tạp như Fe, Ca chỉ được thực hiện trên thiết bị xúc tác tăng cố định, có nhiều khác biệt so với quá trình tích tụ kim loại trong điều kiện hoạt động thực tế ở tầng sôi của nhà máy. Việc cấy kim loại lên xúc tác FCC cần phải được thực hiện gần với thực tế nhất có thể, cụ thể là ở điều kiện tầng sôi với đầy đủ các quá trình như vận hành thực tế [16].

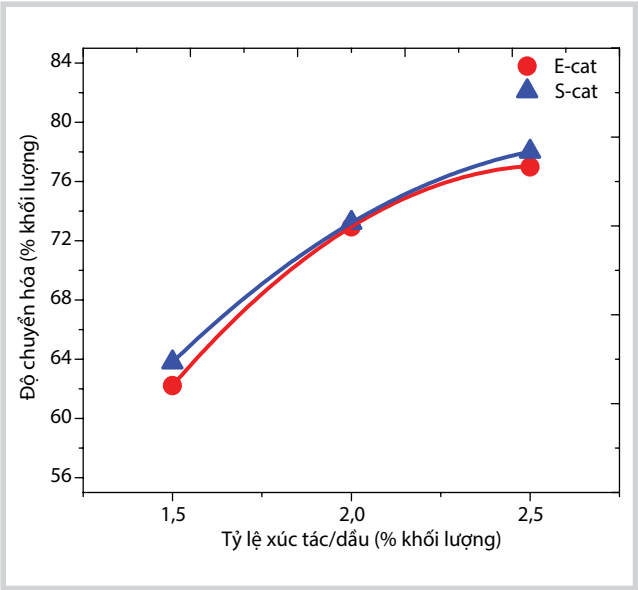
Năm 2015, Viện Dầu khí Việt Nam đã nghiên cứu phát triển phương pháp giảm hoạt tính xúc tác FCC theo quy trình cấy kim loại tuần hoàn (CMD) với các thông số được tối ưu cho việc giả lập xúc tác cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất [14]. Ưu điểm của quy trình này liên quan đến việc sử dụng chính nguyên liệu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho quá trình giả lập. Các kim loại tạp như Fe, Ca, Na, V, Ni đều được tính đến và đưa vào quá trình giả lập. Quá trình giả lập cũng có đầy đủ các giai đoạn phản ứng, stripping, hoạt hóa (đốt cốc)... với hệ phản ứng tầng sôi tương tự như hoạt động thực tế. Dựa vào kết quả phân tích hàm lượng các tạp chất kim loại và đặc trưng hóa lý trên E-cat và F-cat... các thông số của quá trình CMD được

Bảng 1. Hàm lượng Fe trên xúc tác cân bằng của một số nhà máy lọc dầu

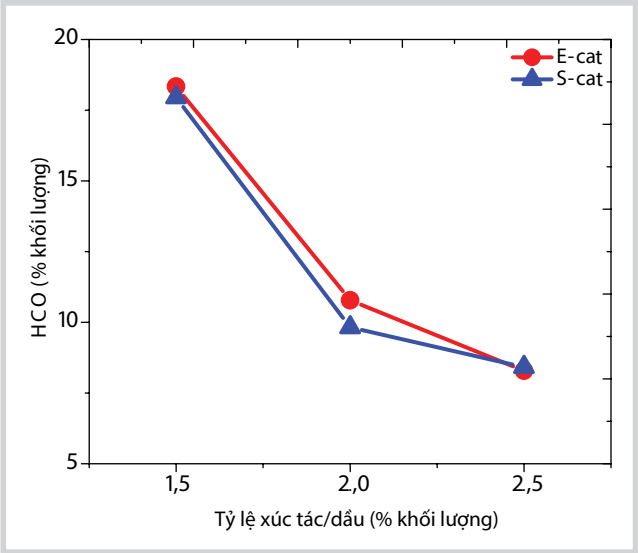
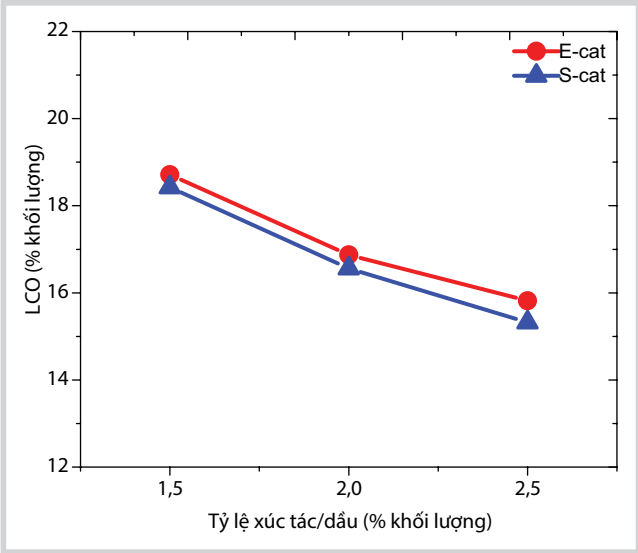
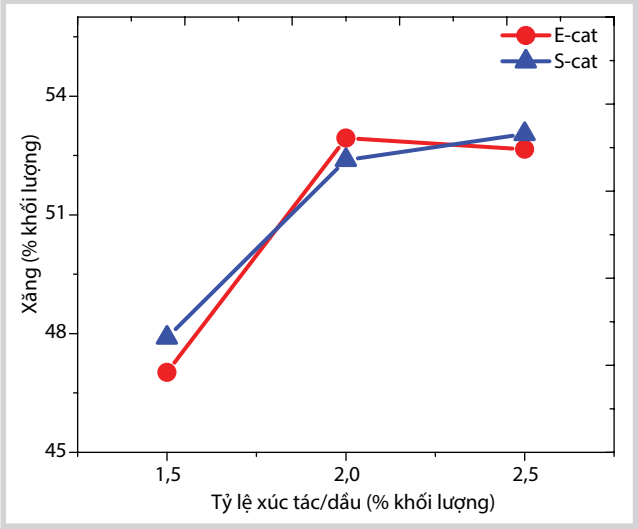
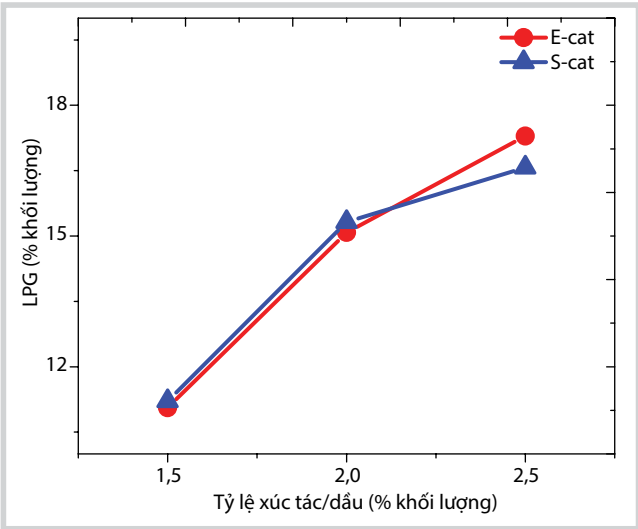
Nhà máy lọc dầu	Công nghệ	Nguyên liệu	Xúc tác	Fe trên xúc tác E-cat (ppm)
Dung Quất	Axens	Cặn	Grace	8.500
1	UOP	VGO + Cặn	KAI/HQC	12.700
2	Axens	Cặn	ACZ	8.600
3	Axens	Cặn	CVZ	7.200
4	UOP	VGO + Cặn	CVZ	9.100
5	Shell	Cặn	DCT	8.900
6	Shell	Cặn	CVZ	7.800
7	Shell	Cặn	CVZ	17.700
8	Kellogg/Mobil	VGO + Cặn	CVZ	9.700
9	S&W	Cặn	STW	11.000

thiết lập. Trong đó, 2 thông số quan trọng có liên quan đến hoạt động trong thiết bị thực tế (như tỷ lệ xúc tác bổ sung hàng ngày) là hàm lượng kim loại cấy thêm vào nguyên liệu FCC và số vòng phản ứng (number of cycles). Số vòng phản ứng cũng ảnh hưởng trực tiếp đến mức độ giảm hoạt tính do quá trình phản ứng thủy nhiệt. Số vòng phản ứng thường phải được nghiên cứu và tối ưu cho mỗi nhà máy lọc dầu riêng biệt. Ví dụ đối với phân xưởng FCC tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất thì số vòng tuần hoàn phù hợp nằm trong khoảng 25 - 35 vòng (theo kinh nghiệm của JGC C&C). Kết quả của quá trình giả lập xúc tác cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất thể hiện trong Hình 1 và 2. Có thể thấy phương pháp CMD giả lập rất tốt xúc tác cân bằng cả về độ chuyển hóa cũng như về cơ cấu sản phẩm ở các tỷ lệ xúc tác/dầu (C/O) khác nhau.

Trên cơ sở phương pháp CMD đã được xây dựng, nhóm tác giả tập trung đánh giá ảnh hưởng của các kim



Hình 1. Độ chuyển hóa của xúc tác giả lập và xúc tác cân bằng ứng với các tỷ lệ C/O [14]



Hình 2. Cơ cấu sản phẩm cracking của xúc tác giả lập (S-cat) và E-cat [14]

loại Fe, Ca, Ni và V trong dầu thô đến tính chất và hiệu quả của xúc tác FCC; ảnh hưởng của từng kim loại (như Fe, Ca...) và ảnh hưởng của tương tác giữa các kim loại.

2. Thực nghiệm

2.1. Phương pháp đưa kim loại lên xúc tác

Các kim loại Fe, Ca, Na, V và Ni được đưa lên xúc tác thông qua quá trình giảm hoạt tính xúc tác bằng phương pháp cấy kim loại tuần hoàn. Phương pháp này mô phỏng quá trình kim loại tích tụ dần dần trên bề mặt xúc tác thông qua các phản ứng cracking dầu VGO chứa kim loại, quá trình tái sinh, đốt cốc bằng không khí và hơi nước [14]. Quá trình này bao gồm khoảng 25 - 35 vòng tuần hoàn, mỗi vòng tuần hoàn gồm 4 bước: phản ứng → gia nhiệt → tái sinh → làm nguội. Xúc tác sau giảm hoạt tính được gọi là xúc tác giả lập cân bằng.

Xúc tác mới, cung cấp bởi Grace Davison, được sử dụng để khảo sát ảnh hưởng của các kim loại. Xúc tác ban đầu được xử lý nhiệt tại nhiệt độ 650°C trong 2 giờ và đem nạp vào lò phản ứng. Muối kim loại (nickel octoate 10% khối lượng, vanadium naphthenate 3% khối lượng, sắt naphthenate 12% khối lượng, calcium naphthenate 4% khối lượng) được hòa tan vào trong dầu VGO (370 - 540°C) với hàm lượng mong muốn và tiến hành giảm hoạt tính. Na được đưa vào quá trình phản ứng từ pha nước thông qua một bơm lỏng cao áp.

Điều kiện và quy trình giảm hoạt tính xúc tác được tóm tắt như sau:

- Gia nhiệt ổn định hệ thống: gia nhiệt thiết bị phản ứng đến 450°C chuẩn bị cho quá trình phản ứng. Dùng dòng N_2 để tạo tầng sôi trong thiết bị phản ứng;
- Khi thiết bị phản ứng đạt 450°C bơm hỗn hợp nguyên liệu dầu VGO chứa muối kim loại vào thiết bị phản ứng. Đồng thời đưa hơi nước, N_2 vào lớp xúc tác trong vòng 6 phút ở nhiệt độ 450°C;
- Gia nhiệt sau phản ứng: gia nhiệt lớp xúc tác từ 450 - 790°C. Trong 3 phút đầu thổi N_2 , hơi nước sau đó chuyển sang dùng không khí, hơi nước. Tổng thời gian gia nhiệt 5 phút;
- Tái sinh xúc tác: khi nhiệt độ đạt 790°C, thổi không khí, hơi nước để loại bỏ cốc tái sinh xúc tác. Hàm lượng hơi nước 65%;
- Làm nguội hệ thống: giai đoạn này lò tự mở theo chu trình. Có dòng N_2 làm nguội cưỡng bức. Thời gian làm nguội 5 phút.

Kết thúc quá trình thu sản phẩm sau khi giảm hoạt tính, xác định lượng xúc tác thu hồi được. Sau đó, rây lấy cỡ hạt xúc tác từ 40 - 125 μ m, phân tích xác định hàm lượng cốc trong xúc tác bằng thiết bị đo hàm lượng cốc và bảo quản, lưu xúc tác theo quy định.

2.2. Phương pháp phân tích tính chất hóa lý xúc tác

Các tính chất hóa lý của xúc tác được phân tích bằng các phương pháp hấp phụ N_2 (TRISTAR 3020 Micromeritics), nhiễu xạ tia X (Bruker D8 Advance), huỳnh quang tia X (S4 Pioneer), tỷ trọng biểu kiến, hấp phụ - giải hấp NH_3 (AMI-Altamira 902) tại Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam.

2.3. Đánh giá hoạt tính của xúc tác

Xúc tác giả lập cân bằng được đánh giá hoạt tính và độ chọn lọc trên thiết bị đánh giá hoạt tính SCT-MAT (Short Contact Time Micro Activity Test) trên cùng 1 loại nguyên liệu chuẩn VGO theo tiêu chuẩn ASTM D5154-10 [18]. Phản ứng cracking được thực hiện trên hệ thống phản ứng cracking với tầng xúc tác cố định trong đó xúc tác (khối lượng từ 1,5 - 7,5g) được tiếp xúc với nguyên liệu (cố định khối lượng 1,75g) trong khoảng thời gian ~ 12 giây ở nhiệt độ 560°C. Sản phẩm của quá trình cracking được phân tích trên các thiết bị sắc ký khí phân tích khí dầu mỏ (Refinery Gas Analysis, RGA), sắc ký khí chưng cất mô phỏng (Simulated Distillation GC SIMDIS), sắc ký khí phân tích chi tiết hydrocarbon (Detail Hydrocarbon Analysis, GC-DHA). Thành phần cốc trên xúc tác được xác định bằng phương pháp đốt cốc và đo hàm lượng CO, CO_2 tạo thành bằng hồng ngoại. Độ chuyển hóa của xúc tác được tính theo công thức (1):

Độ chuyển hóa = % khối lượng khí + % khối lượng xăng + % khối lượng cốc = 100% - % khối lượng LCO - % khối lượng HCO (1)

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Ảnh hưởng của dạng tiền chất kim loại Fe, Ca (vô cơ, hữu cơ) đến tính chất và hoạt tính xúc tác

Zhu Yuxia và các cộng sự [19] đã khảo sát ảnh hưởng của dạng tạp chất của Fe (vô cơ, sắt clorua, hay hữu cơ, sắt naphthenate). Kết quả cho thấy chỉ có tiền chất hữu cơ ảnh hưởng xấu đến tính chất và hoạt tính của xúc tác. Ảnh hưởng của việc cấy sắt vô cơ lên xúc tác gần như không đáng kể. Cụ thể, khi sắt hữu cơ được sử dụng, cả độ tinh thể, diện tích bề mặt và thể tích lỗ xốp của xúc tác đều giảm mạnh. Vì vậy, hoạt tính cũng suy giảm theo hướng

giảm độ chuyển hóa, giảm hiệu suất xăng. Tuy nhiên, trong nghiên cứu này nhóm tác giả chỉ sử dụng phương pháp Mitchell để đưa tạp chất Fe lên xúc tác FCC mới. Như đã mô tả trong các tài liệu [13 - 16], phương pháp Mitchell có nhược điểm trong việc giả lập ảnh hưởng của Fe do việc tích tụ kim loại không phải trên bề mặt xúc tác như quan sát được trên E-cat thực tế.

Tính chất của mẫu xúc tác giảm hoạt tính không có kim loại (mẫu trắng) được so sánh với các mẫu giảm hoạt tính có sự hiện diện của kim loại Fe và Ca ở các dạng tiền chất khác nhau như tiền chất vô cơ (muối sắt clorua, calcium nitrate) và hữu cơ (muối naphthenate) bằng phương pháp CMD.

Các kết quả khảo sát trên các tính chất hóa lý và hoạt tính cracking cho thấy việc cấy kim loại từ những tiền chất khác nhau (vô cơ hoặc hữu cơ) không có khác biệt rõ rệt đến tính chất và hoạt tính xúc tác thu được. Có thể thấy việc sử dụng tiền chất từ muối vô cơ (nitrate hoặc clorua) hay gốc hữu cơ (naphthenate) đều trải qua quá trình oxy hóa ở nhiệt độ cao (790°C) của giai đoạn tái sinh và chuyển thành các dạng oxide tương ứng trên xúc tác. Vì vậy, ảnh hưởng của dạng tiền chất sử dụng không đáng kể. Kết quả này khác hoàn toàn với kết quả khảo sát của Zhu Yuxia và các cộng sự [19] và cho thấy tầm quan trọng của phương pháp cấy kim loại lên xúc tác. Việc chỉ thẩm ướt các tiền chất và xử lý thủy nhiệt không đủ để giả lập tác động của các kim loại lên xúc tác.

3.2. Ảnh hưởng riêng biệt của từng kim loại Fe hay Ca

Trong nghiên cứu này, Fe được đưa vào xúc tác FCC với hàm lượng mong muốn trên xúc tác giả lập lần lượt là 0,83% khối lượng, 1% khối lượng và 1,2% khối lượng; tương ứng với hàm lượng Fe bổ sung vào là 0,41% khối lượng; 0,58% khối lượng và 0,78% khối lượng. Với Ca, hàm lượng mong muốn trên xúc tác giả lập lần lượt là 0,17% khối lượng, 0,25% khối lượng và 0,4% khối lượng; tương ứng với hàm lượng Ca bổ sung vào là 0,08% khối lượng; 0,14% khối lượng và 0,31% khối lượng. Hàm lượng kim loại mong muốn trên xúc tác khác với hàm lượng kim loại bổ sung là do xúc tác đã chứa hàm lượng Fe và Ca đáng kể, phụ thuộc vào nguyên liệu thô sử dụng trong quá trình sản xuất xúc tác ban đầu.

Diện tích bề mặt tổng, diện tích bề mặt zeolite cũng như diện tích bề mặt chất nền gần như không thay đổi khi hàm lượng Fe bổ sung tăng từ 0 - 0,78% khối lượng (Bảng 2). Độ acid của xúc tác giả lập với hàm lượng Fe cũng không khác nhau nhiều. Tuy nhiên, tỷ trọng biểu kiến của các mẫu xúc tác giả lập giảm nhẹ khi tăng hàm lượng Fe lắng đọng trên xúc tác.

Ảnh hưởng của hàm lượng Ca đến tính chất hóa lý của xúc tác trong Bảng 3 cho thấy việc cấy Ca gần như không ảnh hưởng đến các tính chất hóa lý đặc trưng như tính chất xốp hay tính acid.

Kết quả đánh giá hoạt tính của các mẫu xúc tác với hàm lượng Fe khác nhau được thể hiện trên Bảng 4. Xét

Bảng 2. Tính chất hóa lý của các mẫu xúc tác giả lập với hàm lượng Fe khác nhau

Tính chất xúc tác	Mẫu F-cat	Hàm lượng Fe bổ sung (% khối lượng)			
		0 (mẫu trắng)	0,41	0,58	0,78
Diện tích bề mặt tổng (m ² /g)	238	153	149	146	152
Diện tích bề mặt zeolite (m ² /g)	114	73	73	69	74
Diện tích bề mặt pha nền (m ² /g)	124	80	76	77	78
Fe (% khối lượng)	0,395	0,422	0,790	0,947	1,090
CaO (% khối lượng)	0,107	0,121	0,118	0,121	0,122
Tỷ trọng biểu kiến (g/cc)	0,793	0,766	0,750	0,752	0,746
Lượng tâm acid tổng (μmol/g)		372	370	368	349

Bảng 3. Tính chất hóa lý của các mẫu xúc tác giả lập với hàm lượng Ca khác nhau

Tính chất xúc tác	Hàm lượng Ca bổ sung (% khối lượng)			
	0	0,08	0,14	0,31
Diện tích bề mặt tổng (m ² /g)	153	157	149	154
Diện tích bề mặt zeolite (m ² /g)	73	78	74	68
Diện tích bề mặt pha nền (m ² /g)	80	79	75	86
Fe (% khối lượng)	0,422	0,420	0,432	0,418
CaO (% khối lượng)	0,121	0,198	0,298	0,471
Tỷ trọng biểu kiến (g/cc)	0,766	0,766	0,760	0,751
Lượng tâm acid tổng (μmol/g)	372	372	369	365

Bảng 4. Hoạt tính của các mẫu xúc tác với hàm lượng Fe khác nhau

Kết quả hoạt tính	Hàm lượng Fe bổ sung (% khối lượng)					
	0	0,41	0,58	0,78	0,78	0,78*
Tỷ lệ xúc tác/dầu	2,0	2,0	2,0	2,0	2,5	2,0
Độ chuyển hóa	76,51	75,09	74,13	70,65	75,88	74,62
Hệ số khí	1,42	1,66	3,41	2,66	3,06	1,72
Khí khô (% khối lượng)	1,26	1,22	1,27	1,05	1,46	1,02
LPG (% khối lượng)	16,40	16,07	14,95	12,63	17,57	15,62
Tổng khí (% khối lượng)	17,66	17,29	16,22	13,68	19,03	16,64
Xăng (% khối lượng)	55,37	53,58	53,59	52,70	51,82	53,77
LCO (% khối lượng)	14,92	14,88	15,35	17,22	14,90	15,93
HCO (% khối lượng)	8,48	9,94	10,42	12,01	9,12	9,34
Cốc (% khối lượng)	3,19	3,94	4,05	3,97	4,74	3,93
Độ chọn lọc cốc (%)	4,2	5,2	5,5	5,6	6,2	5,3

Ghi chú: (*) Mẫu xúc tác giả lập sau khi loại Fe trên bề mặt bằng phương pháp mài mòn bề mặt (DI)

Bảng 5. Hoạt tính của các mẫu xúc tác với hàm lượng Ca khác nhau tại tỷ lệ xúc tác/dầu = 2

Tính chất xúc tác	Hàm lượng Ca bổ sung (% khối lượng)				
	0	0,08	0,14	0,31	0,31(*)
Độ chuyển hóa (% khối lượng)	76,51	75,3	75,04	75,43	74,61
Hệ số khí	1,42	1,90	1,82	1,65	1,68
Khí khô (% khối lượng)	1,26	1,14	1,07	1,17	1,52
LPG (% khối lượng)	16,40	15,4	14,37	15,56	15,12
Tổng khí (% khối lượng)	17,66	16,5	15,43	16,73	16,63
Xăng (% khối lượng)	55,37	54,5	54,69	54,48	54,22
LCO (% khối lượng)	14,92	15,4	15,35	15,08	14,75
HCO (% khối lượng)	8,48	9,14	9,51	9,39	10,54
Cốc (% khối lượng)	3,19	4,03	3,64	3,95	3,48
Độ chọn lọc cốc (%)	4,2	5,4	4,9	5,2	4,7

Ghi chú: (*) Mẫu xúc tác giả lập sau khi loại Ca trên bề mặt bằng phương pháp mài mòn bề mặt

tại cùng tỷ lệ xúc tác/dầu, khi hàm lượng Fe bổ sung tăng từ 0 - 0,78% khối lượng thì độ chuyển hóa giảm từ 76,5% xuống 70,6% khối lượng. Đối với mẫu có hàm lượng Fe bổ sung là 0,78% khối lượng thì độ chuyển hóa chỉ được phục hồi khi tăng tỷ lệ xúc tác/dầu đến 2,5. Hàm lượng Fe bổ sung có ảnh hưởng đến cơ cấu sản phẩm của phản ứng cracking. Sản phẩm khí và cốc tăng khi hàm lượng sắt bổ sung tăng trong khi sản phẩm lỏng (xăng) giảm. Điều này cho thấy sắt có hoạt tính tách hydro tương tự như Ni và kết quả này cũng tương tự như kết quả quan sát thấy trên xúc tác cân bằng trong nhà máy [8 - 10]. Vai trò của Fe cũng thể hiện rõ ở độ chọn lọc cốc khi độ chọn lọc cốc tăng theo hàm lượng Fe bổ sung. Giá trị này tăng từ 4,2% khối lượng trong trường hợp cơ sở lên đến lần lượt là 5,2; 5,5 và 5,6% khối lượng tương ứng với các hàm lượng Fe bổ sung là 0,41%; 0,58% và 0,78%.

Để làm rõ việc Fe chỉ tích tụ trên bề mặt xúc tác hay có thể xâm nhập sâu vào cấu trúc bên trong xúc tác, nhóm tác giả mài mòn bề mặt ngoài của hạt xúc tác trên thiết bị chuyên dụng Davison Index (DI) của Grace Davison. Mẫu xúc tác giả lập bổ sung 0,78% khối lượng Fe được đo độ mài mòn sau 1 và 2 giờ. Sau 1 giờ bị bào mòn, tỷ lệ hạt mịn dưới 20µm khoảng 7,6% khối lượng

và sau 2 giờ, tỷ lệ này lên đến gần 35% khối lượng. Kết quả đo cho thấy hàm lượng Fe trong phần hạt mịn dưới 20µm sau 1 giờ mài mòn gấp khoảng 2,5 lần hàm lượng Fe trong phần hạt mịn dưới 20µm sau 2 giờ mài mòn. Hàm lượng Fe trong phần hạt mịn dưới 20µm sau 2 giờ mài mòn tương đương hàm lượng Fe trong phần xúc tác còn lại sau 2 lần mài mòn. Giá trị này tương đương với khoảng 78% hàm lượng Fe đã được loại bỏ khỏi xúc tác sau quá trình thực hiện mài mòn bề mặt. Kết quả này cho thấy Fe tích tụ chủ yếu trên bề mặt ngoài của hạt xúc tác mà không đi sâu vào trong hạt xúc tác, tương đồng với kết quả của Seiji Arakawa và cộng sự [13]. Sau khi loại bỏ lớp Fe tích tụ trên bề mặt, hoạt tính của xúc tác được phục hồi (mẫu 0,78* Bảng 4). Độ chuyển hóa của mẫu này ~ 75% khối lượng tại tỷ lệ xúc tác/dầu = 2. Ngoài ra, cơ cấu sản phẩm của mẫu xúc tác sau khi loại Fe trên bề mặt cũng có sự thay đổi theo chiều hướng tiến gần với cơ cấu của mẫu không cấy kim loại. Sản phẩm khí và cốc giảm, sản phẩm lỏng tăng. Kết quả này cho thấy Fe có trong quá trình tách hydro.

Khác với Fe, việc bổ sung Ca trong khoảng nồng độ khảo sát ảnh hưởng không đáng kể đến hoạt tính cracking (Bảng 5). Độ chuyển hóa chỉ giảm từ 76,5% khối

lượng xuống khoảng 75% khối lượng khi Ca được bổ sung vào. Độ chọn lọc cốc cũng có xu hướng tăng nhưng không tuyến tính với sự tăng của hàm lượng Ca bổ sung. Kết quả khảo sát mài mòn cũng cho thấy Ca có xu hướng tập trung chủ yếu trên bề mặt xúc tác.

3.3. Ảnh hưởng tương tác Fe và Ca

Tính chất hóa lý của các mẫu xúc tác được bổ sung đồng thời Fe và Ca với hàm lượng khác nhau (Bảng 6) cho thấy việc cấy đồng thời Fe và Ca ảnh hưởng rõ rệt đến một số tính chất hóa lý của xúc tác. Các ảnh hưởng này rõ rệt hơn ảnh hưởng riêng lẻ của các kim loại. Có thể thấy, diện tích bề mặt giảm mạnh từ 153m²/g (mẫu trắng) xuống 133m²/g (mẫu chứa 0,58% khối lượng Fe và 0,14% khối lượng Ca), trong đó, diện tích zeolite giảm mạnh hơn. Như vậy, tương tác Fe - Ca đã dẫn đến việc phá hủy một phần cấu trúc zeolite và làm giảm diện tích bề mặt zeolite. Đối với lượng tâm acid tổng thì hiện tượng này cũng được thể hiện tương tự. Tỷ trọng biểu kiến cũng giảm rõ rệt khi cấy đồng thời Fe - Ca khi so với mẫu trắng.

Kết quả MAT trong Bảng 7 cho thấy tác động của Fe và Ca khi cùng hiện diện trên xúc tác quan trọng hơn các tác động riêng lẻ của từng kim loại. Trường hợp chỉ có Ca

(0,14% khối lượng) thì ảnh hưởng không đáng kể đến độ chuyển hóa và cơ cấu sản phẩm. Khi Ca được thêm vào mẫu có 0,58% khối lượng Fe mặc dù chỉ với hàm lượng nhỏ (mẫu 0,58% khối lượng Fe và 0,14% khối lượng Ca) cũng có thể dẫn đến giảm độ chuyển hóa (giảm khoảng 2 đơn vị) và giảm hiệu suất xăng (giảm khoảng 3 đơn vị). Nếu lấy độ giảm độ chuyển hóa MAT so với mẫu trắng làm chuẩn để so sánh thì sự có mặt đồng thời Fe - Ca làm tăng độ giảm hoạt tính hơn khoảng 1,2 lần so với độ giảm tổng của trường hợp Fe, Ca riêng lẻ ở cùng nồng độ. Mặt khác, khi thêm đồng thời Ca và Fe thì hệ số khí cũng có xu hướng giảm so với trường hợp chỉ có Fe. Fe có xu hướng làm tăng hệ số khí, như vậy, khi có mặt Ca thì tương tác giữa Ca và Fe có thể làm giảm tác động của Fe trong việc tạo H₂. Kết quả này cũng cho thấy việc tồn tại của tương tác Fe - Ca trên xúc tác. Ngoài ra, sự cấy đồng thời Fe - Ca cũng dẫn đến việc tăng độ chọn lọc cốc và tăng hiệu suất LCO, HCO. Từ kết quả 2 mẫu 0,58% khối lượng Fe - 0,14% khối lượng Ca và 0,58% khối lượng Fe - 0,31% khối lượng Ca có thể kết luận khi cố định hàm lượng Fe và tăng Ca thì kết quả giảm hoạt tính không đáng kể. Cả độ chuyển hóa, cơ cấu sản phẩm, độ chọn lọc cốc của 2 mẫu này đều tương đồng. Như vậy, tương tác tương hỗ của Fe - Ca phụ thuộc vào một tỷ lệ Fe - Ca nhất định, việc tiếp tục tăng Ca trong khi vẫn

Bảng 6. Tính chất hóa lý của các mẫu xúc tác giả lập khi bổ sung đồng thời Fe và Ca

Tính chất xúc tác	Hàm lượng Fe và Ca bổ sung (% khối lượng)							
	Fe	0	0,41	0,41	0,58	0,58	0,58	
	Ca	0	0,08	0,14	0,14	0,31		0,14
Diện tích bề mặt tổng (m ² /g)	153		150	146	133	130	146	149
Diện tích bề mặt zeolite (m ² /g)	73		74	75	57	56	69	74
Diện tích bề mặt pha nền (m ² /g)	80		76	71	76,1	74	77	75
Fe (% khối lượng)	0,482		0,793	0,810	1,052	1,078	1,090	0,432
CaO (% khối lượng)	0,121		0,191	0,288	0,295	0,473	0,121	0,298
Tỷ trọng biểu kiến (g/cc)	0,766		0,755	0,748	0,746	0,744	0,752	0,760
Lượng tâm acid tổng (μmol/g)	372		362	356	339	320	368	369

Bảng 7. Hoạt tính của các mẫu xúc tác với hàm lượng Fe và Ca khác nhau tại tỷ lệ xúc tác/dầu = 2

Tính chất xúc tác	E-cat	Hàm lượng Fe và Ca bổ sung (% khối lượng)							
		Fe	0	0,41	0,41	0,58	0,58	0,58	
		Ca	0	0,08	0,14	0,14	0,31		0,14
Độ chuyển hóa (% khối lượng)	73,35		76,51	74,74	72,82	71,93	71,90	74,13	75,0
Hệ số khí	2,87		1,42	1,57	2,55	3,05	2,42	3,41	1,82
Khí khô (% khối lượng)	1,15		1,26	1,16	1,25	1,32	1,36	1,27	1,07
LPG (% khối lượng)	15,45		16,4	15,28	14,33	15,24	14,85	14,95	14,3
Tổng khí (% khối lượng)	16,60		17,66	16,44	15,59	16,55	16,20	16,22	15,4
Xăng (% khối lượng)	52,97		55,37	54,07	53,02	50,88	51,30	53,59	54,6
LCO (% khối lượng)	16,40		14,92	15,27	15,87	16,90	16,12	15,35	15,3
HCO (% khối lượng)	10,15		8,48	9,87	11,20	11,06	11,87	10,42	9,51
Cốc (% khối lượng)	3,51		3,19	3,94	3,94	4,22	4,12	4,05	3,64
Độ chọn lọc cốc (%)	4,8		4,2	5,3	5,4	5,9	5,7	5,5	4,9

Bảng 8. Tính chất hóa lý của các mẫu xúc tác giả lập được cấy đồng thời Fe, Ca và Na

Tính chất xúc tác	F-cat	Hàm lượng Fe, Ca, Na bổ sung (% khối lượng)						
		Fe	0	0,41	0,41	0,58	0,41	0,58
		Ca	0	0,14	0,14	0,31	0,14	0,31
		Na	0	0,12	0,42	0,42		
Diện tích bề mặt tổng (m²/g)	238	153	144	139	107	146	130	
Diện tích bề mặt zeolite (m²/g)	114	73	65	58	31	74,7	56	
Diện tích bề mặt pha nền (m²/g)	124	80	79	80	76	71,1	74	
Fe (% khối lượng)	0,395	0,422	0,805	0,813	1,010	0,810	1,078	
CaO (% khối lượng)	0,107	0,121	0,278	0,287	0,436	0,288	0,473	
Na (% khối lượng)	0,077	0,085	0,184	0,407	0,397	0,078	0,077	
Tỷ trọng biểu kiến (g/cc)	0,793	0,766	0,743	0,734	0,731	0,748	0,744	
Lượng tâm acid tổng (μmol/g)		372	319	281	245	356	320	

Bảng 9. Hoạt tính của các mẫu xúc tác giả lập được cấy đồng thời Fe, Ca, Na tại tỷ lệ xúc tác/dầu = 2

Hoạt tính xúc tác	E-cat	Hàm lượng Fe, Ca, Na bổ sung (% khối lượng)						
		Fe	0	0,41	0,41	0,58	0,41	0,58
		Ca	0	0,14	0,14	0,31	0,14	0,31
		Na	0	0,12	0,42	0,42		
Độ chuyển hóa (% khối lượng)	73,35		76,51	70,41	68,36	65,60	72,82	71,90
Hệ số khí	2,87		1,42	2,20	2,22	2,91	2,55	2,42
Khí khô (% khối lượng)	1,15		1,26	1,17	1,15	1,12	1,25	1,36
LPG (% khối lượng)	15,45		16,40	13,82	12,97	11,77	14,33	14,85
Tổng khí (% khối lượng)	16,60		17,66	14,98	14,12	12,90	15,59	16,20
Xăng (% khối lượng)	52,97		55,37	51,33	50,14	48,41	53,02	51,30
LCO (% khối lượng)	16,40		14,92	17,86	17,36	17,66	15,87	16,12
HCO (% khối lượng)	10,15		8,48	11,61	14,35	16,60	11,20	11,87
Cốc (% khối lượng)	3,51		3,19	3,83	3,85	4,05	3,94	4,12
Độ chọn lọc cốc (%)	4,8		4,2	5,4	5,6	6,2	5,4	5,7

giữ nguyên Fe không ảnh hưởng đến tỷ lệ này và không ảnh hưởng đến hoạt tính. Do vậy, ảnh hưởng của Ca là kém quan trọng hơn ảnh hưởng của Fe và tương tác Fe - Ca.

3.4. Ảnh hưởng tương tác Fe, Ca và Na

Bảng 8 cho thấy việc thêm Na làm giảm mạnh diện tích bề mặt zeolite và không ảnh hưởng nhiều đến diện tích bề mặt matrix. Bên cạnh đó, sự có mặt của Na cũng giảm mạnh tính acid, tỷ trọng biểu kiến của xúc tác so với trường hợp chỉ có Fe và Ca. Như vậy sự có mặt của Na đã trực tiếp phá vỡ cấu trúc của zeolite.

Kết quả MAT trong Bảng 9 cho thấy sự xuất hiện của Na làm giảm độ chuyển hóa và hiệu suất xăng. So với các mẫu chỉ được cấy Fe và Ca, việc bổ sung 0,42% khối lượng Na dẫn đến giảm độ chuyển hóa (giảm đến 5 đơn vị) và giảm hiệu suất xăng (giảm khoảng 3 đơn vị). Ngoài ra, hiệu suất LCO và HCO tăng khi có Na. Kết quả phân tích độ chọn lọc cốc cũng cho thấy có thêm Na cũng làm tăng sự hình thành cốc. Khi so sánh các cặp mẫu 0,58% Fe - 0,31% Ca với 0,58% Fe - 0,31% Ca - 0,42% Na hoặc 0,41% Fe - 0,14% Ca với 0,41% Fe - 0,14% Ca - 0,42% Na thì sự xuất

hiện của Na luôn làm giảm độ chuyển hóa, giảm hiệu suất xăng, tăng hiệu suất LCO, HCO và tăng độ chọn lọc cốc. Việc có thêm Na ở cùng hàm lượng Fe - Ca có thể làm tăng độ giảm giá trị MAT (độ chuyển hóa) so với mẫu trắng đến hơn 2 lần. Kết quả này liên quan trực tiếp đến việc cấu trúc zeolite đã bị phá hủy rõ rệt khi có mặt Na và làm giảm mạnh khả năng cracking xúc tác. Việc tăng hàm lượng Na trong mẫu, so sánh 2 mẫu 0,41% Fe - 0,14% Ca - 0,12% Na và 0,41% Fe - 0,14% Ca - 0,42% Na cho thấy rất rõ vai trò của Na trong việc phá hủy cấu trúc zeolite, giảm diện tích bề mặt zeolite và hiệu quả quá trình cracking, giảm độ chuyển hóa, giảm hiệu suất xăng, tăng hiệu suất LCO, HCO, tăng độ chọn lọc cốc.

3.5. Ảnh hưởng tương tác giữa Fe, Ca, Na, V và Ni

Khi cấy thêm V và V - Ni thì các tính chất hóa lý của xúc tác không bị tác động nhiều nhưng ảnh hưởng rõ rệt đến hiệu quả của quá trình cracking (Bảng 10). Cả độ chuyển hóa và hiệu suất xăng đều giảm khi có mặt V và V - Ni. So sánh hoạt tính các mẫu 0,41% Fe - 0,14% Ca - 0,12% Na và mẫu 0,41% Fe - 0,14% Ca - 0,12% Na - 0,3% V - 0,1%

Bảng 10. Hoạt tính của các mẫu xúc tác giả lập được cấy đồng thời Fe, Ca, Na, V, Ni tại tỷ lệ xúc tác/dầu = 2

Hoạt tính xúc tác	E-cat	Hàm lượng Fe, Ca, Na, V, Ni bổ sung (% khối lượng)					
		Fe	0	0,22	0,41	0,41	0,58
		Ca	0	0,10	0,14	0,14	0,31
		Na	0	0,08	0,12	0,12	0,12
		V	0	0,07	0,30	0,30	0,30
		Ni	0	0,45		0,10	0,50
Độ chuyển hóa (% khối lượng)	73,35		76,51	73,21	64,78	62,91	62,01
Hệ số khí	2,87		1,42	3,09	3,59	3,84	4,90
Khí khô (% khối lượng)	1,15		1,26	1,35	1,44	1,30	1,30
LPG (% khối lượng)	15,45		16,40	15,32	12,57	13,76	12,20
Tổng khí (% khối lượng)	16,60		17,66	16,67	14,01	15,29	13,56
Xăng (% khối lượng)	52,97		55,37	52,39	46,75	45,80	43,92
LCO (% khối lượng)	16,40		14,92	16,86	18,89	17,46	18,85
HCO (% khối lượng)	10,15		8,48	9,82	16,19	19,73	19,27
Cốc (% khối lượng)	3,51		3,19	3,87	3,97	4,24	4,30
Độ chọn lọc cốc (%)	4,8		4,2	5,3	6,1	6,7	6,9

Ni cho thấy việc có thêm Ni - V ở cùng hàm lượng Fe - Ca - Na làm tăng độ giảm giá trị MAT so với mẫu trắng đến hơn 2 lần. Bên cạnh đó, hệ số khí và cốc cũng có xu hướng tăng. Sự hiện diện các kim loại cũng làm giảm hiệu quả quá trình cracking xúc tác thể hiện qua việc tăng hàm lượng HCO trong sản phẩm. Có thể thấy khi cấy đồng thời 5 kim loại thì tương tác đồng thời giữa các kim loại với nhau rất phức tạp. Vì vậy, việc đánh giá ảnh hưởng tương tác giữa Fe - Ca - Na - V - Ni chủ yếu dựa trên kết quả hoạt tính cracking.

4. Kết luận

Các kết quả của bài báo mang tính tiên phong trong nghiên cứu ảnh hưởng của Fe và Ca trong nguyên liệu đến hiệu quả hoạt động của xúc tác FCC khi ảnh hưởng của từng kim loại cũng như ảnh hưởng tương hỗ của các kim loại được tiếp cận bằng phương pháp CMD. Ở nghiên cứu tác động riêng lẻ của các kim loại, kết quả cho thấy Fe làm giảm hoạt tính xúc tác, tăng hệ số khí trong khi Ca ảnh hưởng không đáng kể đến tính chất xúc tác. Tuy nhiên, tác động tương hỗ giữa Fe - Ca và sự hiện diện của Na làm phá hủy rõ rệt cấu trúc zeolite của xúc tác và làm giảm hoạt tính cracking. Tác động Fe - Ca dẫn đến giảm độ chuyển hóa so với mẫu trắng cao hơn khoảng 1,2 lần so với độ giảm tổng của trường hợp Fe, Ca riêng lẻ ở cùng nồng độ. Nếu so sánh với từng tạp chất riêng lẻ thì tác động Fe - Ca làm giảm độ chuyển hóa so với mẫu trắng cao hơn đến 1,6 lần so với mẫu chỉ cấy Fe ở cùng nồng độ. Ở cùng hàm lượng Fe - Ca việc có thêm Na có thể làm tăng độ giảm giá trị MAT so với mẫu trắng đến hơn 2 lần. Vì vậy, nhà máy cần kiểm soát chặt chẽ hiệu quả hoạt động của thiết bị desalter, đảm bảo hàm lượng Na có thể đi vào nguyên liệu FCC luôn ở mức thấp nhất.

Kết quả khảo sát trong nghiên cứu này cũng cho thấy Fe và Ca có xu hướng tích tụ trên bề mặt xúc tác. Việc giới hạn hàm lượng Fe hoặc Ca nhằm hạn chế tác động tương hỗ của 2 kim loại trên có thể là giải pháp hiệu quả để hạn chế các tác động xấu đến hoạt động của phân

xưởng FCC. Ngoài ra, bản chất của tạp chất Fe hoặc Ca trong dầu thô là muối vô cơ (muối sắt clorua, calcium nitrate) hay muối hữu cơ (naphthenate) cũng không ảnh hưởng đến việc thay đổi tính chất cũng như hoạt tính xúc tác thu được theo kết quả phòng thí nghiệm. Kết quả này do các dạng tiền chất của Fe và Ca đều được chuyển thành oxide trong quá trình oxy hóa ở nhiệt độ cao (quá trình tái sinh xúc tác). Vì vậy cần kiểm soát hàm lượng Fe, Ca trong dầu thô đối với các dạng tồn tại khác nhau của tiền chất các kim loại này.

Việc có thêm Ni và V trên xúc tác dẫn đến giảm độ chuyển hóa MAT tăng đến hơn 2 lần so với trường hợp xúc tác chỉ được cấy với Fe - Ca - Na (cùng nồng độ các kim loại). Do đó, hàm lượng Ni, V trong dầu thô vẫn luôn là thông số quan trọng hàng đầu mà nhà máy lọc dầu cần kiểm soát chặt chẽ.

Tài liệu tham khảo

1. Nick A.Owen, Oliver R.Inderwildi, David A.King. *The status of conventional world oil reserves - Hype or cause for concern?*. Energy Policy. 2010; 38: p. 4743 - 4749.
2. V.Cadet, F.Raatz, J.Lynch, C.Marcilly. *Nickel contamination of fluidised cracking catalysts: A model study*. Applied Catalysis. 1991; 68 (1): p. 263 - 275.
3. Arthur.W.Chester. *Studies on the metal poisoning and metal resistance of zeolitic cracking catalysts*. Industrial & Engineering Chemistry Research. 1987; 26 (5): p. 863 - 869.
4. Robert Pompe, Sven Järås, Nils-Gösta Vannerberg. *On the interaction of vanadium and nickel compounds with cracking catalyst*. Applied Catalysis. 1984; 13 (1): p. 171 - 179.
5. E.Tangstad, T.Myrstad, A.I.Spjelkavik, M.Stöcker. *Vanadium species and their effect on the catalytic behavior of an FCC catalyst*. Applied Catalysis A: General. 2006; 299: p. 243 - 249.
6. E.Tangstad, A.Andersen, E.M.Myhrvold, T.Myrstad. *Catalytic behaviour of nickel and iron metal contaminants of an FCC catalyst after oxidative and reductive thermal treatments*. Applied Catalysis A: General. 2008; 346 (1 - 2): p. 194 - 199.

7. Lori T.Boock, Thomas F.Petti, John A.Rudesill. *Contaminant-metal deactivation and metal-dehydrogenation effects during cyclic propylene steaming of fluid catalytic cracking catalysts*. Deactivation and testing of hydrocarbon-processing catalysts. American Chemical Society. 1996; 12: p. 171 - 183.
8. G.Yaluris, W.C.Cheng, M.Peters, L.T.McDowell, L.Hunt. *Mechanism of fluid cracking catalysts deactivation by Fe*. Studies in Surface Science and Catalysis, Elsevier. 2004; p. 139 - 163.
9. E.Rautiainen, Foskett. *Control iron contamination in resid FCC: With new techniques, refiners can detect and recover from this poisoning*. Hydrocarbon Processing. 2001.
10. Pat Salemo, Doc Kirchgessner, John Aikman. *Combating the negative effects of iron in the FCCU at Philadelphia Energy Solutions Refining and Marketing, LLC*. AFPM Annual Meeting. 13 - 15 March, 2016.
11. T.T.Nhu. *FCC residue processing*. Bayernoil Refinery Germany. 2013.
12. E.Rautiainen, Foskett. *Control iron contamination in resid FCC*. Hydrocarbon Processing. 2001.
13. Seiji Arakawa, Katsuhide Teshima, Mitsunori Watabe. *Effect of iron compound accumulation on apparent bulk density and catalyst activity of FCC catalyst*. Journal of the Japan Petroleum Institute. 2011; 54 (4): p. 258 - 265.
14. Trần Văn Trí, Nguyễn Hoài Thu, Nguyễn Hữu Lương, Lê Phúc Nguyên. *Nghiên cứu phát triển phương pháp giảm hoạt tính xúc tác theo quy trình cấy kim loại tuần hoàn nhằm giả lập xúc tác cracking cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 11: trang 35 - 42.
15. D.Wallenstein, D.Farmer, J.Knoell, C.M.Fougret, S.Brandt. *Progress in the deactivation of metals contaminated FCC catalysts by a novel catalyst metallation method*. Applied Catalysis A: General. 2013; 462 - 463: p. 91 - 99.
16. D.R.Rainer, E.Rautiainen, P.Imhof. *Novel lab-scale deactivation method for FCC catalyst: inducing realistic accessibility responses to iron poisoning*. Applied Catalysis A: General. 2003; 249: p. 69 - 80.
17. Yannick Mathieu, Avelino Corma, Michaël Echard, Marc Bories. *Single and combined Fluidized Catalytic Cracking (FCC) catalyst deactivation by iron and calcium metal - organic contaminants*. Applied Catalysis A: General. 2014; 469: p. 451 - 465.
18. ASTM D5154-10. *Standard test method for determining activity and selectivity of fluid catalytic cracking (FCC) catalysts by microactivity test*. 2003.
19. Zhu Yuxia, Du Quansheng, Lin Wei, Tang Liwen, Long Jun. *Studies of iron effects on FCC catalysts*. Studies in surface science and catalysis. 2007; 166: p. 201 - 212.

INFLUENCE OF METAL CONTENT IN CRUDE OIL ON THE PROPERTIES AND PERFORMANCES OF FCC CATALYST AND MEASURES TO MAINTAIN THE FCC UNIT'S STABILITY

Le Phuc Nguyen, Nguyen Hoai Thu
Tran Van Tri, Ngo Thuy Phuong, Nguyen Huu Luong
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: nguyenlp.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

The influence of metals (Fe, Ca, Na, Ni and V) in crude oil on FCC catalyst performances was investigated. The fresh catalysts were deactivated by cyclic metal deposition method (CMD) with different concentrations of metals in the feed. Samples were characterised by N_2 adsorption, XRD, SEM, and TPD- NH_3 , and were evaluated by a short contact time micro activity test unit (SCT-MAT). The study of catalysts contaminated with different iron and calcium sources (iron chloride versus iron naphthenate and calcium nitrate versus calcium naphthenate) shows that the nature of iron and calcium precursor has no significant influence on the catalyst performance. Fe leads to a higher yield in dry gas and lower cracking performance whereas the influence of Ca on the catalyst properties and performance is not considerable. However, the interaction of Fe - Ca could destroy the zeolite structure more severely than Fe or Ca alone and led to the important loss of MAT performance. The presence of Na would strongly destroy the zeolite structure and dramatically decrease the catalyst performance. The obtained results also illustrated that Fe and Ca accumulated on the outer surface of catalyst. This results in a more realistic simulation of equilibrium catalyst accessibility responses to iron and calcium contamination. Finally, some recommendations for the refinery in order to maintain the stability of the FCC Unit have also been proposed by the authors.

Key words: Fe, metal contamination, feed oil, FCC, cyclic metal deposition (CMD).

TỐI ƯU HÓA VẬT TƯ DỰ PHÒNG CHO CÔNG TÁC SỬA CHỮA, BẢO DƯỠNG CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

Đặng Thị Thùy Dung¹, Nguyễn Trọng Dương², Phạm Việt Hưng³

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Công ty TNHH Bosch Việt Nam

³Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam

Email: dungdtt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Các nhà máy nhiệt điện phải dự phòng vật tư tồn kho phục vụ cho công tác vận hành, bảo dưỡng sửa chữa nhằm đảm bảo yêu cầu duy trì độ khả dụng và tin cậy cao nhất. Giá trị vật tư tồn kho rất lớn, ảnh hưởng đến chi phí vốn sản xuất kinh doanh, do đó cần phải tối ưu hóa vật tư tồn kho. Bài báo đề xuất một số định hướng nhằm tối ưu hóa vật tư tồn kho giúp các nhà máy điện giảm chi phí vận hành và bảo dưỡng, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Từ khóa: Nhà máy nhiệt điện, vật tư dự phòng, tồn kho, sửa chữa, bảo dưỡng nhà máy điện.

1. Giới thiệu

Việt Nam hội nhập ngày càng sâu rộng, đã tham gia Khu vực Mậu dịch Tự do (AFTA), trở thành thành viên của Tổ chức Thương mại Thế giới (WTO), tham gia Hiệp định Đối tác toàn diện và tiến bộ xuyên Thái Bình Dương (CPTPP), do đó yếu tố cạnh tranh trong nền công nghiệp hiện đại nói chung và trong lĩnh vực phát điện nói riêng ngày càng trở nên khắc nghiệt. Do đó, các công ty phát điện cần tập trung nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và giảm giá thành sản phẩm. Trong đó, tối ưu hóa vật tư tồn kho là một trong những giải pháp để nâng cao hiệu quả sản xuất điện.

Các nhà máy nhiệt điện phải dự phòng vật tư tồn kho phục vụ cho công tác vận hành, bảo dưỡng sửa chữa nhằm đảm bảo yêu cầu duy trì độ khả dụng và tin cậy cao nhất. Giá trị vật tư tồn kho của từng nhà máy phụ thuộc vào công nghệ sản xuất (nhiệt điện than, nhiệt điện khí), số lượng tổ máy, quy mô công suất. Tổng giá trị vật tư tồn kho có thể lên tới hàng chục triệu USD, chưa kể nhiên liệu dự phòng dẫn đến tăng chi phí vốn sản xuất kinh doanh.

Vì vậy, các công ty phát điện vừa phải giảm chi phí tồn kho cho vật tư vừa phải duy trì một lượng vật tư tồn kho đảm bảo sản xuất. Việc xác định được lượng tồn kho vật tư đáp ứng các yêu cầu trên có thể thực hiện qua công tác tối ưu hóa vật tư tồn kho.

Trong đó, vật tư dự phòng phục vụ công tác sửa chữa bảo dưỡng có số lượng và giá trị lớn nhất, khó dự báo và lập kế hoạch sử dụng chính xác. Bài báo đề cập sơ bộ một số định hướng tối ưu hóa vật tư dự phòng cụ thể cho vật tư bảo dưỡng sửa chữa.

2. Đặc thù vật tư tồn kho của các nhà máy nhiệt điện

Vật tư tồn kho phục vụ công tác vận hành và bảo dưỡng sửa chữa nhà máy nhiệt điện có thể được chia thành các loại sau:

- Nhiên liệu: than đá, dầu DO, dầu HFO;
- Vật tư vận hành;
- Vật tư bảo dưỡng, sửa chữa.

2.1. Nhiên liệu

Đối với các nhà máy nhiệt điện than, nhiên liệu tồn kho là than được dự trữ trong các kho than của nhà máy (kho chứa than dự phòng vận hành trong 30 ngày). Tùy theo công suất của từng nhà máy, nhiên liệu than dự phòng trong kho có thể lên đến hàng trăm nghìn tấn.

Đối với các nhà máy điện khí, nhiên liệu khí sẽ được cung cấp trực tiếp cho nhà máy thông qua hệ thống đường ống (trừ trường hợp nhà máy điện khí sử dụng LNG, tuy nhiên ở Việt Nam chưa có các nhà máy này). Do vậy, nhiên liệu tồn kho dự phòng thường được sử dụng là dầu diesel (DO). Các nhà máy nhiệt điện khí được thiết kế có các bồn DO dự phòng đủ đảm bảo cho nhà máy vận hành trong vòng 1 tuần. Lượng DO tồn kho ở các nhà máy điện khí khoảng từ 5.000 - 10.000 tấn.

Với lượng nhiên liệu trong kho như trên, chi phí cho nhiên liệu tồn kho rất lớn. Về góc độ đảm bảo dự phòng nguồn điện cho hệ thống điện quốc gia và đảm bảo an ninh năng lượng, cần duy trì nhiên liệu tồn kho cho các trường hợp gián đoạn nguồn cung cấp than hay khí tự nhiên. Ví dụ vào năm 2015, đợt lũ lịch sử xảy ra trên địa bàn tỉnh Quảng Ninh đã làm gián đoạn việc khai thác và

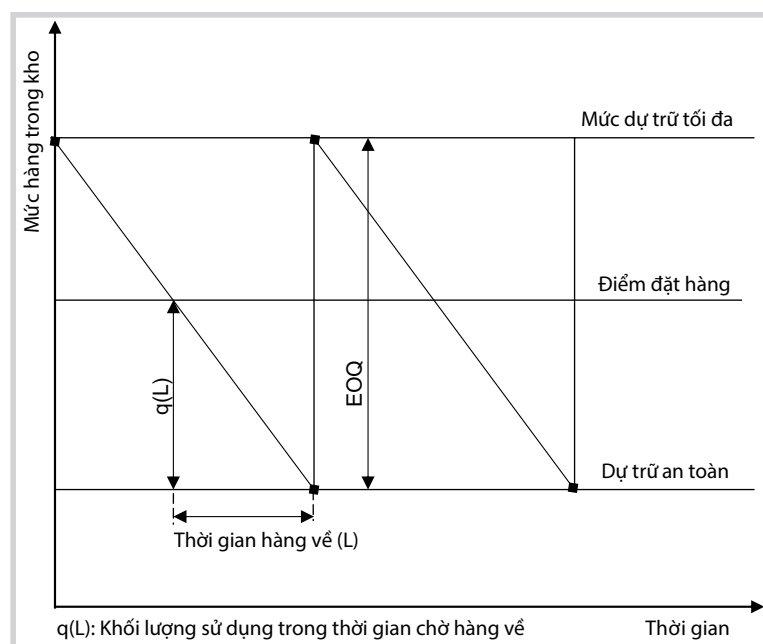
vận chuyển than của Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam, gây khó khăn trong việc đảm bảo than cho một số nhà máy điện than hay nguồn khí tự nhiên cung cấp từ mỏ PM3 gặp sự cố gián đoạn nguồn cung buộc phải vận hành Nhà máy Điện Cà Mau 1, Cà Mau 2 bằng nhiên liệu DO dự phòng.

Hiện nay, chưa có quy định chính thức của Nhà nước yêu cầu lượng nhiên liệu tồn kho tối thiểu cho các nhà máy nhiệt điện. Trong các hợp đồng mua bán điện giữa các công ty phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam cũng không có cơ chế chia sẻ chi phí dự phòng nhiên liệu giữa bên mua và bên bán. Vì vậy, các công ty phát điện phải tính toán duy trì lượng nhiên liệu tồn kho tối thiểu vừa đảm bảo duy trì vận hành khi có biến động nguồn cung, vừa tối thiểu chi phí vốn.

2.2. Vật tư vận hành

Vật tư vận hành thường được gọi là vật tư vận hành và bảo dưỡng (O&M) biến đổi là các vật tư phục vụ trực tiếp cho việc vận hành dây chuyền công nghệ của nhà máy điện, chủ yếu là các loại hóa chất xử lý nước, dầu mỡ bôi trơn, các loại lọc. Có thể lập kế hoạch chính xác khối lượng vật tư vận hành sử dụng dựa vào kế hoạch sản lượng điện. Khi lập kế hoạch tồn kho vật tư vận hành, thường sử dụng mô hình quản lý tồn kho của Minakshi Jain để xác định, trong đó:

- Điểm đặt hàng “re-order point” (R/P) là khối lượng trong kho tại thời điểm gửi yêu cầu mua hàng/thông báo vận chuyển hàng (trong trường hợp đơn hàng được chuyển về nhiều lần);
- Mức dự trữ an toàn “safety stock” (SS) là khối lượng trong kho luôn đảm bảo không dưới mức SS, mục đích dự trữ an toàn để đề phòng trường hợp thiếu hàng do trục trặc trong vấn đề vận chuyển;



Nguồn: Inventory Control Models article by Minakshi Jain

Hình 1. Mô hình quản lý tồn kho

- Khối lượng 1 lần mua hiệu quả “economics order quantity” (EOQ) được tính trên cơ sở bài toán tối ưu tổng chi phí với phần mềm hỗ trợ LINGO dựa trên 2 loại chi phí là chi phí đặt mua hàng (chi phí mua hàng) và chi phí tồn trữ hàng tồn kho (chi phí dự trữ).

2.3. Vật tư sửa chữa bảo dưỡng

Vật tư bảo dưỡng sửa chữa là các vật tư phục vụ cho công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện. Vật tư này được phân loại dựa trên các tiêu chí sau:

2.3.1. Về tính chất sử dụng

- Vật tư tiêu hao và vật tư phụ (gọi tắt là vật tư tiêu hao):

+ Vật tư tiêu hao là vật tư dùng chung để trợ giúp quá trình bảo dưỡng sửa chữa như: ốc, vít, chất làm sạch, chất tẩy rửa, phụ gia hóa chất, quần áo chống ô nhiễm, găng tay, ủng, dầu mỡ bôi trơn, hóa chất phủ, vòng cao su có tiết diện tròn (o-ring), lớp lót của van, gioăng phớt... Các loại vật tư tiêu hao thường được dùng chung trong toàn nhà máy hơn là chỉ giới hạn sử dụng cho một hoặc một vài thiết bị;

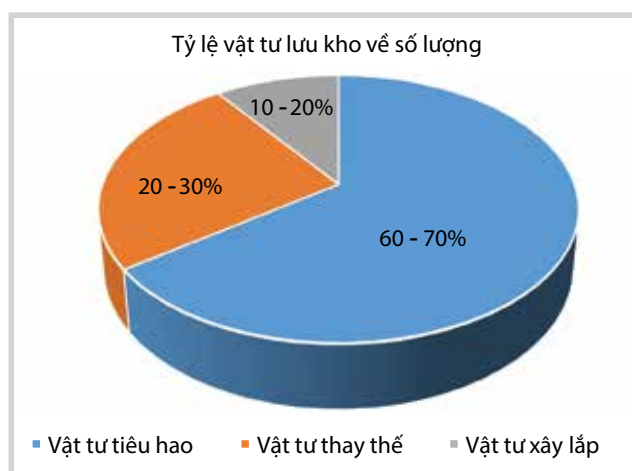
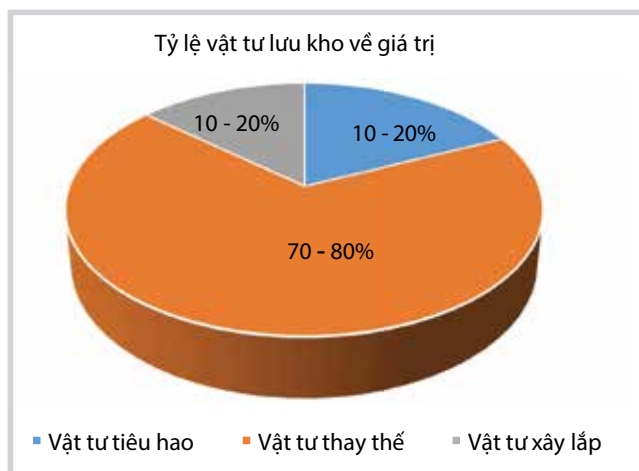
+ Vật tư tiêu hao có đặc điểm giá trị thấp (từ 1USD đến dưới 100USD), thời gian giao hàng nhanh (từ vài ngày đến vài tuần) và tỷ lệ sử dụng nhiều (từ hàng chục đến hàng trăm đơn vị một năm). Nhu cầu với loại vật tư này là các nhu cầu cơ bản và tăng cao trong thời kỳ bảo dưỡng sửa chữa nhà máy;

+ Vật tư tiêu hao chiếm 60 - 70% số lượng trong kho nhưng chỉ chiếm khoảng 10 - 20% giá trị của kho [1].

- Vật tư thay thế:

+ Các vật tư, chi tiết máy được sử dụng trong quá trình bảo dưỡng sửa chữa theo kế hoạch hoặc sửa chữa các hỏng hóc bất thường như: cánh bơm, chi tiết van, thiết bị trong các máy điện, điều khiển và hàng nghìn các chi tiết tương tự khác;

+ Vật tư thay thế có các đặc điểm, chi tiết thiết kế kỹ thuật và sản xuất đặc biệt để lắp cho các thiết bị nhất định trong nhà máy nhiệt điện;



Hình 2. Tỷ lệ vật tư lưu kho về giá trị và số lượng

+ Vật tư thay thế thường chiếm khoảng 20 - 30% số lượng vật tư trong kho nhưng chỉ chiếm từ 70 - 80% giá trị của kho vật tư [2];

- Vật tư xây lắp gồm cáp, dây, ống, phụ kiện ống, máng cáp, thép xây dựng và các hạng mục khác được sử dụng khi nâng cấp hoặc cải tạo nhà máy. Vật tư xây lắp chiếm khoảng 10 - 20% cả về số lượng và giá trị.

Mặc dù vật tư thay thế chỉ chiếm khoảng 20 - 30% về số lượng vật tư trong kho nhưng có giá trị rất lớn chiếm đến 70 - 80% vì giá chi tiết tương đối cao (từ 100USD đến hơn 100.000USD), thời gian giao hàng tương đối dài (từ vài tuần đến vài tháng), tỷ lệ sử dụng thấp (nhiều chi tiết sử dụng một năm một lần và có chi tiết không sử dụng đến 20 năm).

2.3.2. Về mục đích sử dụng

Vật tư sửa chữa bảo dưỡng có thể được chia thành 2 loại: vật tư dự phòng cho các bất thường, sự cố trong quá trình vận hành và vật tư sửa chữa định kỳ phục vụ cho việc bảo dưỡng sửa chữa thiết bị theo kế hoạch đã được lập theo yêu cầu của quy trình bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị.

2.3.3. Về tính chất lưu chuyển

Vật tư bảo dưỡng sửa chữa có thể chia thành 2 loại: vật tư lưu chuyển nhanh và vật tư lưu chuyển chậm. Vật tư lưu chuyển nhanh thường xuyên được sử dụng trong sản xuất, thời gian lưu kho ngắn và ngược lại vật tư lưu chuyển chậm rất ít sử dụng trong sản xuất. Vật tư lưu chuyển nhanh chủ yếu là vật tư tiêu hao, vật tư phụ và các vật tư thay thế phục vụ công tác tháo, lắp thiết bị như các vòng chèn, tét chèn (packing). Vật tư lưu chuyển nhanh chiếm 60 - 70% số lượng trong kho nhưng chỉ chiếm khoảng 10 - 20% giá trị của kho. Vật tư lưu chuyển chậm thường chiếm khoảng

20 - 30% số lượng vật tư trong kho nhưng chiếm từ 70 - 80% giá trị của kho vật tư. Ví dụ: chi tiết hoặc cụm chi tiết của bơm, van motor, turbine, dao cắt, thiết bị điều khiển...

Từ việc phân loại cho thấy tỷ lệ của các loại vật tư khác nhau, do đó phương pháp tối ưu hóa giá trị và số lượng vật tư là khác nhau. Các nhà thầu địa phương cung cấp được nhiều loại vật tư tiêu hao với thời gian giao hàng nhanh; do đó có thể dùng các phương pháp như: ủy quyền cung cấp, lưu tại kho nhà cung cấp và áp dụng biện pháp mua sắm hiệu quả để giảm giá trị vật tư tồn kho.

Ngược lại, vật tư thay thế có thời gian giao hàng dài và có thể thu xếp lưu tại kho nhà cung cấp, để giảm mức độ lưu kho tại nhà máy. Tuy nhiên, tổng mức lưu kho đối với vật tư thay thế khó có thể giảm thấp nhờ biện pháp này.

2.4. Phân loại các loại hình bảo dưỡng sửa chữa nhà máy nhiệt điện

2.4.1. Sửa chữa thường xuyên (routine maintenance)

Sửa chữa thường xuyên là công tác bảo dưỡng duy tu nhỏ để duy trì hoặc đưa các thiết bị/hệ thống thiết bị/tổ máy trở lại vận hành an toàn, ổn định đáp ứng những thông số kỹ thuật theo yêu cầu trong tài liệu hướng dẫn vận hành và sửa chữa thiết bị, hệ thống của nhà chế tạo thiết bị gốc. Thời gian thực hiện công tác sửa chữa có thể trong thời gian ngắn (trong ngày hoặc vài ngày), để thay thế, sửa chữa, vệ sinh những vật tư thiết bị tiêu hao như: thay thế, vệ sinh các loại lọc dầu, lọc khí, lọc gió, châm dầu, châm nhớt, thay gasket...

2.4.2. Sửa chữa định kỳ (periodic maintenance)

Sửa chữa định kỳ thực hiện các công tác sửa chữa, bảo dưỡng theo kế hoạch đã được dự kiến trước phù hợp với khuyến cáo/hướng dẫn của nhà thầu OEM. Công tác sửa

chữa định kỳ được chia thành 3 loại sửa chữa là tiểu tu, trung tu và đại tu.

- Tiểu tu (minor inspection) là phần sửa chữa định kỳ ở mức độ nhỏ cho các thiết bị hoặc hệ thống hoặc tổ máy/nhà máy như: thay thế, sửa chữa, căn chỉnh, vệ sinh, châm dầu mỡ, soi cánh turbine, soi cánh máy nén gió chính..., phù hợp với hướng dẫn trong tài liệu O&M của nhà thầu OEM;

- Trung tu (hot gas path inspection) là phần sửa chữa định kỳ để duy trì hoạt động của các hệ thống thiết bị có chu kỳ sửa chữa ngắn hơn chu kỳ đại tu như: cánh động (blade), cánh tĩnh (vane) của turbine khí, buồng đốt (combustion), turbine hơi, máy phát điện, máy biến áp, lò thu hồi nhiệt, hệ thống thiết bị phụ, hệ thống trạm 200kV..., mức độ sửa chữa là phải tháo lắp, thay thế, phục hồi, kiểm tra, đánh giá, cân bằng tĩnh, cân bằng động... các thiết bị trên, phù hợp với hướng dẫn trong tài liệu O&M của nhà thầu OEM;

- Đại tu (major inspection) là phần sửa chữa định kỳ thực hiện công tác sửa chữa lớn toàn bộ thiết bị nhà máy theo đúng yêu cầu của nhà thầu OEM.

2.4.3. Sửa chữa sự cố (breakdown maintenance)

Sửa chữa sự cố là thực hiện các công tác sửa chữa ngoài kế hoạch, ngoài dự kiến, không thuộc khối lượng sửa chữa thường xuyên và sửa chữa định kỳ trên thiết bị hoặc trên hệ thống thiết bị sau khi có sự cố, bất thường gây hư hỏng cho thiết bị/hệ thống thiết bị hoặc toàn nhà máy ở mức độ không thể tiếp tục vận hành được.

3. Định hướng tối ưu hóa vật tư dự phòng cho các nhà máy nhiệt điện

3.1. Tối ưu hóa vật tư dự phòng qua việc cải thiện công tác bảo dưỡng, sửa chữa

Để tối ưu vật tư tồn kho bảo dưỡng sửa chữa, việc đầu tiên là xem xét tối ưu công tác bảo dưỡng sửa chữa. Công tác bảo dưỡng sửa chữa hiện nay chủ yếu tập trung theo hướng bảo dưỡng sửa chữa theo tình trạng (condition based maintenance) và bảo dưỡng sửa chữa nâng cao độ tin cậy (reliability centered maintenance).

Bảo dưỡng sửa chữa theo tình trạng là công tác bảo dưỡng sửa chữa thiết bị được lập kế hoạch thực hiện và phạm vi công tác sửa chữa dựa trên việc xác định chính xác tình trạng thiết bị như đo độ rung, phân tích nhiệt độ, phân tích mẫu dầu, phân tích kim loại học, nội soi thiết bị. Việc xác định chính xác tình trạng thiết bị sẽ giúp xác định

chính xác phạm vi công việc bảo dưỡng sửa chữa, các loại vật tư cần đến và thời gian vận hành tiếp theo của thiết bị. Xác định chính xác lượng vật tư cần sử dụng cho bảo dưỡng sửa chữa sẽ giúp làm giảm số lượng vật tư cần dự phòng và vật tư dư thừa không sử dụng sau mỗi lần sửa chữa định kỳ.

Tuy nhiên, việc đánh giá chính xác tình trạng của thiết bị rất tốn kém, vì vậy bảo dưỡng sửa chữa các thiết bị theo tình trạng không thể áp dụng được cho tất cả hệ thống thiết bị. Vậy thiết bị/hệ thống nào sẽ được thực hiện bảo dưỡng sửa chữa theo tình trạng, thiết bị/hệ thống nào sẽ được thực hiện bảo dưỡng sửa chữa theo thời gian và thậm chí thiết bị/hệ thống nào sẽ chạy tới khi hỏng không cần bảo dưỡng sửa chữa luôn là vấn đề cần phải giải quyết.

Bảo dưỡng sửa chữa để nâng cao độ tin cậy của thiết bị là quá trình lựa chọn phạm vi, cách thức bảo dưỡng sửa chữa dựa trên việc phân tích độ quan trọng của mỗi thiết bị/hệ thống trong dây chuyền hoạt động của nhà máy (criticality analysis) và các cơ chế hư hỏng của thiết bị/hệ thống (failure mode analysis). Các phân tích hệ thống/thiết bị trên là cơ sở quan trọng để xác định phạm vi công việc bảo dưỡng sửa chữa phù hợp với thiết bị, đóng vai trò cốt yếu của việc lựa chọn đúng và đủ vật tư dự phòng phục vụ bảo dưỡng sửa chữa.

3.2. Tối ưu hóa vật tư dự phòng dựa trên việc phân tích độ quan trọng và cơ chế hư hỏng

Vật tư bảo dưỡng sửa chữa có thể được phân loại thành vật tư dự phòng và vật tư sửa chữa định kỳ. Về lý thuyết, vật tư sửa chữa định kỳ sẽ được sử dụng hết trong các kỳ sửa chữa định kỳ, việc bảo dưỡng sửa chữa theo tình trạng có thể giúp xác định đúng vật tư cần mua sắm phục vụ cho lần sửa chữa định kỳ. Tuy nhiên, dù thực hiện tốt nhất công tác bảo dưỡng, nhà máy điện vẫn phải dự phòng vật tư cho việc sửa chữa các bất thường, sự cố. Giá trị vật tư tồn kho trong nhà máy chủ yếu là vật tư dự phòng này và vật tư lưu chuyển chậm.

Danh mục vật tư dự phòng thường được lập dựa trên kinh nghiệm của các nhân sự vận hành, bảo dưỡng sửa chữa. Việc lập danh mục vật tư dự phòng đôi khi thiếu các tiêu chí rõ ràng, việc giải thích lý do chọn lựa một loại vật tư nào đó là vật tư dự phòng thường không đầy đủ. Vốn đầu tư để mua vật tư dự phòng rất lớn (có thể lên tới hàng chục triệu USD), tuy nhiên, nếu so sánh với việc lập báo cáo đầu tư, báo cáo phân tích kinh tế, kỹ thuật với giá trị vốn đầu tư trên trong lĩnh vực xây dựng cơ bản hay đầu tư thì việc phân tích, đưa ra các lý do dự phòng vật tư rất

đơn giản. Do vậy, để đảm bảo việc lập danh mục vật tư đúng, đủ và có tính giải trình cao, việc lập danh mục vật tư cần thực hiện một cách hệ thống, có tiêu chí và phương pháp luận rõ ràng. Phương pháp lập danh mục vật tư dự phòng dựa trên phân tích độ quan trọng của thiết bị/hệ thống và cơ chế hư hỏng của thiết bị/hệ thống sẽ giúp việc lập danh mục vật tư dự phòng đáp ứng được các yêu cầu trên. Quá trình lập danh mục vật tư dự phòng theo phương pháp trên được thực hiện qua các bước sau:

- Bước 1: Xác định tiêu chí rõ ràng một hệ thống/thiết bị sẽ được xem xét dự phòng vật tư dựa trên hậu quả gây ra khi thiết bị/hệ thống đó không thực hiện được chức năng theo thiết kế. Tiêu chí hậu quả gây ra thông thường đó là nhà máy sẽ bị dừng (trip), bị giảm công suất, không đáp ứng yêu cầu về mức độ phát thải/xả thải ra môi trường theo quy định, làm mất an toàn cháy nổ như rò rỉ khí nhiên liệu, hóa chất, ngăn cản quá trình khởi động hay xuống máy của tổ máy.

- + Các tiêu chí trên càng chi tiết càng tốt và phải được phê duyệt bởi cấp lãnh đạo của công ty phát điện;

- + Xác định chức năng của mỗi hệ thống/thiết bị trong dây chuyền công nghệ của nhà máy;

- + Xác định ảnh hưởng đến nhà máy, dây chuyền hệ thống khi thiết bị không thể thực hiện được chức năng theo thiết kế;

- + Hai bước thực hiện xác định chức năng và ảnh hưởng của thiết bị thường sẽ được lập bởi bộ phận vận hành của nhà máy điện;

- Bước 2: So sánh ảnh hưởng được xác định với những tiêu chí đã được phê duyệt để quyết định xem thiết bị có cần dự phòng vật tư hay không.

- Bước 3: Khi thiết bị được lựa chọn cần thiết có vật tư dự phòng, thực hiện phân tích các cơ chế hư hỏng có thể dẫn tới việc thiết bị không thực hiện đúng chức năng của mình. Cơ chế hư hỏng có thể là bị rò rỉ, kẹt, mất tính chính xác... Mỗi thiết bị có thể có rất nhiều vật tư khác nhau, việc xác định vật tư dự phòng cho mỗi thiết bị sẽ dựa trên các cơ chế hư hỏng có thể xảy ra với thiết bị.

- + Việc xác định vật tư dự phòng cho mỗi thiết bị thông thường sẽ được thực hiện bởi đội ngũ nhân sự bảo dưỡng sửa chữa của nhà máy.

- Bước 4: Tổng hợp và xác định số lượng vật tư dự phòng chung cho toàn nhà máy. Việc xây dựng danh mục thiết bị/vật tư sử dụng chung cho toàn nhà máy sẽ là cơ sở để xem xét, tính toán số lượng thiết bị/vật tư tổng sẽ

được dự phòng. Việc xác định số lượng vật tư dự phòng dựa trên cơ sở tổng số lượng thiết bị, tần suất hư hỏng, thời gian cung cấp vật tư.

- + Việc xác định số lượng trên thông thường có thể thực hiện một cách định tính như dự phòng 25% trên tổng số thiết bị/vật tư nếu thiết bị ít bị hư hỏng, dự phòng 50% nếu thiết bị hư hỏng nhiều. Việc xác định số lượng trên có thể thực hiện bằng các công thức tính toán dựa trên lý thuyết xác suất thống kê.

3.3. Tối ưu hóa vật tư tiêu hao và vật liệu phụ

Vật tư tiêu hao và vật liệu phụ phục vụ công tác bảo dưỡng sửa chữa thường xuyên là loại vật tư lưu chuyển nhanh. Mức độ dự phòng loại vật tư này thường được xác định dựa trên thống kê số lượng sử dụng theo tháng/quý và khả năng cung cấp. Việc xác định số lượng vật tư dự phòng, số lượng vật tư dự phòng tối thiểu và tái đặt hàng có thể thực hiện định tính hoặc bằng công thức tính toán dựa trên lý thuyết xác suất thống kê. Nhà máy có thể ký hợp đồng khung với nhiều nhà cung cấp vật tư và chỉ đặt hàng khi có nhu cầu.

3.4. Tối ưu hóa công tác thống kê số liệu

Việc lựa chọn, tính toán số lượng vật tư tồn kho, dự phòng cần dựa trên số liệu thống kê lượng vật tư đã sử dụng, các hư hỏng bất thường đã xảy ra, loại và số lượng vật tư cần sử dụng để thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa. Vì vậy, việc lập danh mục vật tư dự phòng/tồn kho thường do các nhân sự có kinh nghiệm vận hành, bảo dưỡng sửa chữa thực hiện. Tuy nhiên, việc quản lý vật tư của nhà máy không chỉ dựa vào kinh nghiệm cá nhân mà phải được thực hiện một cách hệ thống bằng các phần mềm chuyên dụng và quy trình ghi nhận, thống kê trong sản xuất.

Phần mềm chuyên dụng quản lý công tác bảo dưỡng sửa chữa CMMS (computerised maintenance management system) cho phép thống kê, lưu trữ toàn bộ các thông tin, lịch sử công tác bảo dưỡng sửa chữa, lượng vật tư sử dụng, số lần các hư hỏng bất thường thiết bị, cơ chế, đặc điểm hư hỏng bất thường.

Ngoài phần mềm CMMS, các công ty phát điện cần lập và duy trì hệ thống các quy trình và thủ tục để đảm bảo các thông tin được cập nhật và lưu trữ vào hệ thống CMMS trong quá trình sản xuất. Việc duy trì trên khó hơn rất nhiều so với việc đầu tư mua sắm và trang bị hệ thống CMMS.

3.5. Đánh giá và cải tiến liên tục

Công tác quản lý vật tư tồn kho cần thường xuyên xem xét đánh giá, cập nhật bổ sung. Đánh giá, cập nhật được thực hiện cụ thể thông qua các việc sau:

- Đánh giá rút kinh nghiệm sau mỗi lần sửa chữa định kỳ: rà soát, đánh giá sự phù hợp của phạm vi công việc sửa chữa, tính đầy đủ của vật tư, đánh giá % sử dụng vật tư là một trong những nội dung quan trọng trong việc rút kinh nghiệm sau mỗi lần sửa chữa định kỳ;

- Điều tra, rút kinh nghiệm sau mỗi sự cố nhà máy;
- Định kỳ phân tích giá trị, tính lưu chuyển vật tư tồn kho.

4. Kết luận

Bài báo phân tích các khó khăn trong việc quản lý vật tư tồn kho cho công tác bảo dưỡng và sửa chữa các nhà máy nhiệt điện, đồng thời đề xuất một số định hướng tối

ưu hóa mức vật tư tồn kho nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cho nhà máy.

Trong đó, việc quản lý mức tồn kho cũng như các danh mục vật tư tồn kho cần được đánh giá, cập nhật liên tục để loại bỏ vật tư tồn kho dư thừa; duy trì hệ thống thông tin lưu trữ số liệu thống kê liên quan đến công tác bảo dưỡng sửa chữa để làm cơ sở tin cậy cho việc lựa chọn, tính toán số lượng vật tư tồn kho, dự phòng.

Tài liệu tham khảo

1. M.A.Driessen, J.J.Arts, G.J.van Houtum, W.D.Rustenburg, B.Huisman. *Maintenance spare parts planning and control: A framework for control and agenda for future research*. 2010.

2. F.Rahn. *Inventory optimization in support of the EPRI work control process*. Electric Power Research Institute. 1998.

OPTIMISING INVENTORIES FOR MAINTAINANCE AND REPAIR OF THERMAL POWER PLANTS

Dang Thi Thuy Dung¹, Nguyen Trong Duong², Pham Viet Hung³

¹Vietnam Petroleum Institute

²Bosch Vietnam Co., Ltd.

³Petrovietnam Power Corporation

Email: dungdtt@vpi.pvn.vn

Summary

Thermal power plants have to maintain a large inventory for operation, maintenance and repair in order to meet the requirements to ensure the best availability and reliability. The value of the supplies inventory in thermal power plants is often very large that leads to impact on the cost of production and business, therefore it is important to optimise inventories. This article proposes some orientations for optimising inventory levels that help thermal power plants reduce operational and maintenance costs, and improve their business efficiency.

Key words: Thermal power plant, spare parts, inventory, thermal power plant maintenance and repair.

NGHIÊN CỨU VÀ PHÁT TRIỂN MÔ PHỎNG DẦU TRÀN NGƯỢC THỜI GIAN TRÊN KHU VỰC BIỂN ĐÔNG

Nguyễn Quốc Trinh¹, Nguyễn Quang Vinh²

¹Trung tâm Dự báo Khí tượng Thủy văn Trung ương, Bộ Tài nguyên và Môi trường

²Đài Khí tượng Cao không, Bộ Tài nguyên và Môi trường

Email: maitrinhvinh@gmail.com

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu và phát triển mô phỏng dầu tràn ngược thời gian với yếu tố môi trường (từ đơn giản đến phức tạp) và sự cố dầu tràn (từ một vị trí một thời điểm đến nhiều vị trí nhiều thời điểm) tại khu vực Biển Đông. Cơ sở khoa học của nghiên cứu sử dụng giả thuyết từ bài toán xuôi thời gian, quá trình vật lý đảo ngược và yêu cầu nghiệm không âm. Các quá trình tràn dầu được mô phỏng gồm quá trình động lực, phong hóa và biến đổi tính chất dầu trên mặt biển.

Từ khóa: Dầu tràn, Biển Đông, nồng độ, vết dầu, ngược thời gian.

1. Giới thiệu

Phương pháp mô hình hóa để phát hiện nguyên nhân gây ô nhiễm phát triển từ khí tượng đến hải dương. Các mô hình thường được xây dựng theo 2 phương pháp tiếp cận Euler và Lagrange.

Trong lĩnh vực hải dương, các nghiên cứu về sự di chuyển của sinh vật phù du trong biển sử dụng bài toán Lagrange để giải quyết mô hình LPTMs (Lagrangian Particle-Tracking Models) [1]. LPTMs là tích hợp của mô hình quỹ đạo di chuyển theo thời gian (FITT) và mô hình xác định khu vực nguồn ngược thời gian (BITT), không xét quá trình khuếch tán. Nghiên cứu cấu trúc nhánh theo bài toán Lagrange (LCS) sẽ xác định được quỹ đạo hoặc đường di chuyển của các vật thể [2].

Đối với sự cố tràn dầu, các công trình sẽ nghiên cứu các khía cạnh khác nhau như: so sánh đồng vị tính chất hóa học của dầu để xác định nguồn gốc [3]; sử dụng phương pháp thử mẫu trong mô phỏng theo thời gian bằng bài toán Euler [4]; sử dụng mô hình thương mại MIKE theo bài toán Lagrange [5] và giải quyết bài toán bằng cách đảo ngược thời gian với bài toán Lagrange [6].

Trên cơ sở kết quả các nghiên cứu trong nước và trên thế giới, nhóm tác giả đã tổng hợp, nghiên cứu và phát triển mô phỏng lan truyền và biến đổi dầu tràn ngược thời gian tại khu vực Biển Đông. Mô phỏng này áp dụng bài toán Euler cùng một số quá trình vật lý, phong hóa và biến đổi tính chất dầu tràn ra môi trường biển.

2. Cơ sở lý thuyết dầu tràn ngược thời gian

Bài toán lan truyền và biến đổi dầu ngược thời gian được giải quyết dựa trên cơ sở lý thuyết sau:

- Theo định luật Newton [7], nếu trong quá trình lan truyền theo thời gian, dầu tràn chịu tác động của lực (F) di chuyển được một quãng đường thì quá trình ngược thời gian cũng cần một lực tương ứng tác động theo chiều ngược lại (-F) để có thể di chuyển được về vị trí ban đầu;

- Theo định luật Fick [8], nếu quá trình khuếch tán theo thời gian là nơi nồng độ cao di chuyển về nơi nồng độ thấp xung quanh thì quá trình ngược thời gian là hướng di chuyển ngược lại từ nơi nồng độ thấp xung quanh tập trung về nơi nồng độ cao.

- Theo định luật bảo toàn vật chất, quá trình lan truyền tiêu tán theo thời gian và tích tụ ngược thời gian là quá trình cân bằng thuận và nghịch, có nghĩa là quá trình xuôi là tiêu tán thì quá trình ngược là tích tụ;

- Điều kiện giải bài toán nghiệm không âm: dầu tràn tồn tại hoặc không tồn tại.

Từ các định luật trên, cơ sở lý thuyết được lựa chọn gồm:

Quá trình biến đổi nồng độ dầu tổng quát theo thời gian dưới tác động của môi trường [9] viết dưới dạng:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = -\left(V_x \frac{\partial C}{\partial x} + V_y \frac{\partial C}{\partial y}\right) + \left(D_x \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + D_y \frac{\partial^2 C}{\partial y^2}\right) \pm \sum_m S_m \quad (1)$$

Trong bài toán ngược thời gian theo các lý thuyết trên sẽ có phương trình:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = -\left((-V_x) \frac{\partial C}{\partial x} + (-V_y) \frac{\partial C}{\partial y}\right) - \left(D_x \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + D_y \frac{\partial^2 C}{\partial y^2}\right) \mp \sum_m S_m \quad (2)$$

Trong đó:

C: Nồng độ của dầu trên bề mặt nước (kg.m⁻²);

V_x và V_y: Vận tốc di chuyển dầu thành phần theo trục x và y (m.s⁻¹) [10];

D_x và D_y : Tham số khuếch tán ngang thành phần theo trục x và y ($m^2.s^{-1}$) [10];

S_m : Nguồn dầu tràn ($kg.m^{-2}.s^{-1}$);

t: Thời gian (s).

Phương trình mô phỏng độ dày lớp dầu [11, 12] song song với nồng độ dầu thì quá trình ngược thời gian được viết dưới dạng:

$$\frac{\partial h}{\partial t} = - \left((-V_x) \frac{\partial h}{\partial x} + (-V_y) \frac{\partial h}{\partial y} \right) - \left(D_x \frac{\partial^2 h}{\partial x^2} + D_y \frac{\partial^2 h}{\partial y^2} \right) + \sum_m \frac{S_m}{\rho} \quad (3)$$

Trong đó:

h: Độ dày lớp dầu trên mặt nước (m);

ρ : Mật độ dầu trên mặt nước ($kg.m^{-3}$).

Mối quan hệ dầu tràn trên mặt biển giữa nồng độ dầu, độ dày lớp dầu và mật độ dầu được xác định qua biểu thức sau:

$$\rho_o = \frac{C}{h} \quad (4)$$

Các công trình nghiên cứu cho thấy mật độ dầu biến đổi phụ thuộc vào tỷ lệ bay hơi, nhiệt độ dầu, tỷ lệ nhũ tương hóa và mật độ dầu ban đầu [13 - 16]. Công thức xác định biến đổi ngược thời gian của mật độ dầu được sử dụng:

$$\rho = \frac{\rho_o - F_w \rho_w}{(1 + F_w)[1 + C_1(T - T_e)](1 - C_2 F_e)} \quad (5)$$

Mối quan hệ giữa độ dày, diện tích và thể tích dầu tràn được xác định là:

$$V_o = h \times A \quad (6)$$

Quá trình dầu tràn trên biển chịu tác động từ các quá trình phong hóa [17, 18] nên thể tích dầu tràn biến đổi ngược thời gian phụ thuộc vào quá trình phong hóa dầu, được xác định dưới dạng:

$$V = V_o \frac{(1 + F_e + F_d + F_{disc} + F_{sed} + F_{coats} + F_{oxy} + F_{bio})}{(1 + F_w)} \quad (7)$$

Trong đó:

V_o và V: Thể tích dầu trước và sau phong hóa (m^3);

ρ_o và ρ : Mật độ dầu trước và sau phong hóa ($kg.m^{-3}$);

ρ_w : Mật độ nước ($kg.m^{-3}$);

C_1 và C_2 : Các hằng số thực nghiệm;

T và T_e : Nhiệt độ dầu và môi trường (K) [19];

$F_w, F_e, F_d, F_{disc}, F_{sed}, F_{coats}, F_{oxy}$ và F_{bio} : Tỷ lệ các quá trình

tương ứng nhũ tương, bay hơi, phân tán, hòa tan, trầm tích, bờ bãi, oxy hóa và phân hủy sinh học [20].

Độ nhớt là một tham số phụ thuộc vào nhiệt độ, quá trình bay hơi và nhũ tương hóa [13 - 16, 18, 20, 21]. Từ bài toán xuôi thời gian, xác định biến đổi độ nhớt động học của dầu tràn ngược thời gian theo công thức sau:

$$\nu = \nu_o \exp \left[C_6 \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_e} \right) - C_5 F_e - \frac{C_3 F_w}{1 + C_4 F_w} \right] \quad (8)$$

Quan hệ giữa độ nhớt động học và động lực học của dầu tràn là:

$$\mu = \rho \nu \quad (9)$$

Trong đó:

μ : Độ nhớt động lực học của dầu ($kg.m^{-1}.s^{-1}$) hoặc (cP);

ν_o và ν : Độ nhớt động học trước và sau phong hóa ($m^2.s^{-1}$) hoặc (cSt);

C_3 và C_4 : Hệ số;

C_5 : Tham số phụ thuộc vào loại dầu;

C_6 : Tham số phụ thuộc nhiệt độ dầu T (K^{-1});

F_e và F_w : Phần bay hơi và nhũ tương của dầu;

T và T_e : Nhiệt độ dầu và môi trường (K).

Sức căng bề mặt là lực hấp dẫn giữa các phân tử trên bề mặt của một chất lỏng [13, 15]. Đối với bài toán ngược thời gian, sức căng bề mặt được tính theo:

- Xác định sức căng bề mặt dầu - nước là:

$$\sigma_w = \frac{\sigma_{w0}}{(1 - F_e)} \quad (10)$$

- Xác định sức căng bề mặt dầu - không khí là:

$$\sigma_A = \frac{\sigma_{A0}}{(1 - F_e)} \quad (11)$$

Trong đó:

σ_{w0} và σ_w : Sức căng bề mặt tiếp giáp dầu - nước trước và sau phong hóa ($N.m^{-1}$);

σ_{A0} và σ_A : Sức căng bề mặt tiếp giáp nước - không khí trước và sau phong hóa ($N.m^{-1}$);

F_e : Phần bay hơi của dầu.

Điều kiện ổn định: Công thức lan truyền chất sử dụng số Peclet và phụ thuộc vào điều kiện ổn định [22] là:

$$\Delta t \leq \min \left(\frac{\Delta x}{\sqrt{2gh_{\max} + (V_x)_{\max}}}; \frac{(\Delta x)^2}{2D_x}; \frac{\Delta y}{\sqrt{2gh_{\max} + (V_y)_{\max}}}; \frac{(\Delta y)^2}{2D_y} \right) \quad (12)$$

Trong đó:

Δt : Bước tính thời gian (s);

Δx và Δy : Bước tính không gian theo trục x và y (m);

g : Gia tốc trọng trường ($m.s^{-2}$);

$h_{\max}$: Độ dày lớp dầu cực đại (m);

$(V_x)_{\max}$ và $(V_y)_{\max}$: Tốc độ dòng di chuyển dầu cực đại theo trục x và y ($m.s^{-1}$);

D_x và D_y : Tham số khuếch tán ngang theo trục x và y ($m^2.s^{-1}$).

3. Mô phỏng dầu tràn ngược thời gian trên khu vực Biển Đông

3.1. Điều kiện tính toán

- Thông tin dữ liệu địa hình đáy biển (nền)

Trường địa hình theo quy mô lưới vuông có phân giải $1/64^\circ$ với giới hạn trong khu vực Biển Đông (kinh độ từ 99° - 121° kinh Đông và vĩ độ từ 1° - 24° vĩ Bắc). Cơ sở dữ liệu được thu thập từ các hải đồ với các tỷ lệ khác nhau và sử dụng phương pháp lồng ghép bản đồ để đưa về chuẩn cao độ quốc gia [23]. Các miền lưới tính cụ thể được xác định theo hàm nội suy.

- Thông tin dữ liệu các yếu tố môi trường

Yếu tố môi trường bao gồm khí tượng bề mặt (gió, nhiệt độ, không khí), sóng và hải văn tầng 5m trên mặt biển (dòng

chảy, nhiệt độ nước và độ muối). Một số phương án sử dụng đầu vào cho tính toán gồm:

- + Phương án đồng nhất sử dụng số liệu trung bình nhiều năm;

- + Phương án thời gian thực sử dụng số liệu khí tượng từ trường tái phân tích (CFSR) của Mỹ [24] và số liệu hải văn từ sản phẩm mô hình 3 chiều (POM).

Cấu trúc dữ liệu khí tượng (gió và nhiệt độ không khí) với các trường số liệu phân giải đều ($dx = dy = 0,25^\circ$) và bước thời gian 6 giờ (Hình 1).

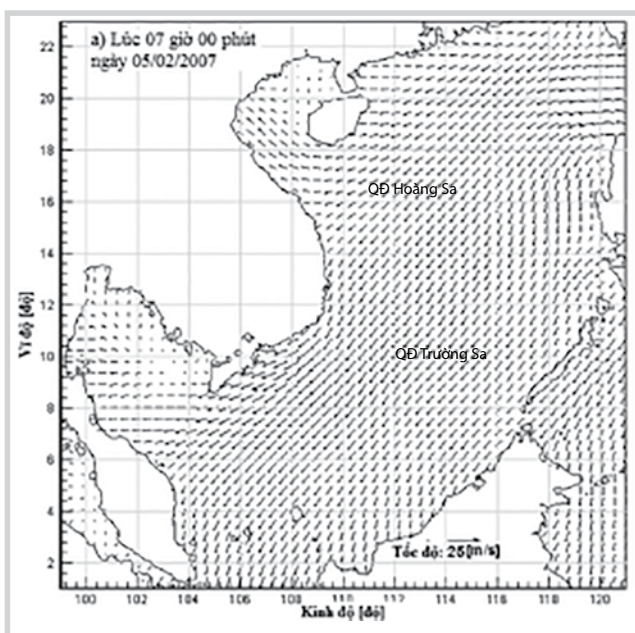
Cấu trúc dữ liệu hải văn trung bình tầng mặt (2,5m) (dòng chảy, nhiệt độ nước, độ muối) với các trường số liệu phân giải đều ($dx = dy = 5$ phút = $1/12^\circ$) và bước thời gian 1 giờ (Hình 2).

- Thông tin dữ liệu dầu tràn được sử dụng dựa trên cơ sở các sự cố tràn dầu đã xảy ra, bao gồm:

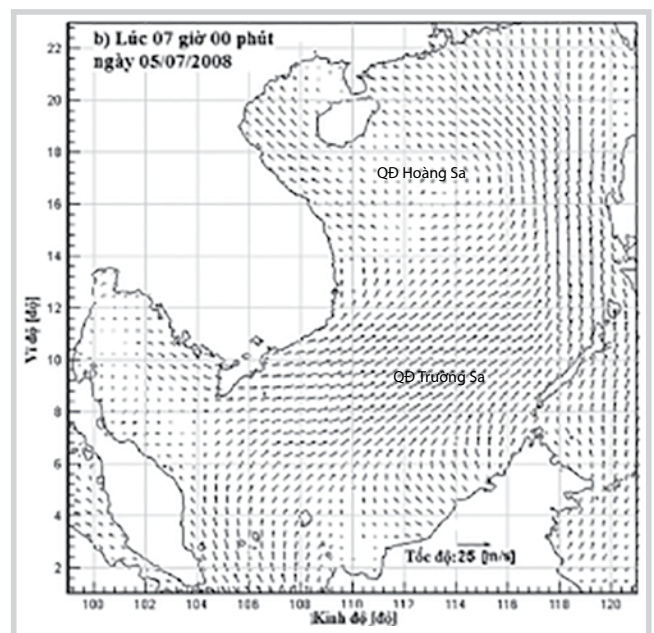
- + Đối với phương án 1 sự cố được lựa chọn $0,001$ tấn tương đương nồng độ dầu $1.0e^{-5}$ ($kg.m^{-2}$) và giới hạn dầu ô nhiễm (theo Quy chuẩn quốc gia về chất lượng nước) [25, 26];

- + Đối với phương án thực theo sự cố tràn dầu năm 2007 và 2008, thông tin được thu thập từ phân tích ảnh viễn thám của Trung tâm Quan trắc Môi trường thuộc Tổng cục Môi trường và Trung tâm Quan trắc thuộc Cục Viễn thám Việt Nam.

- Thông tin dữ liệu thời gian mô phỏng



(a)



(b)

Hình 1. Trường gió của CFSR tháng 2 (a) và tháng 7 (b) [24]

Thời gian tính toán trong khoảng 15 ngày cho các phương án tính toán một sự cố tràn dầu và 1 tháng với phương án theo thời gian thực.

3.2. Kết quả mô phỏng và thảo luận

3.2.1. Trường hợp các yếu tố môi trường đầu vào đồng nhất với vị trí phát hiện sự cố dầu tràn

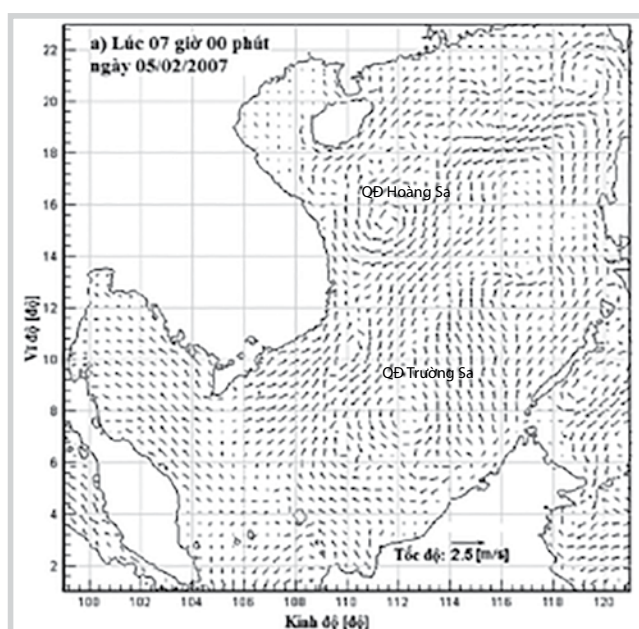
Quá trình mô phỏng phát hiện nguyên nhân gây ra sự cố dầu tràn ngược thời gian được tính toán theo điều kiện yếu tố môi trường đầu vào đồng nhất. Các kết quả của mô phỏng này được thể hiện dưới dạng biến trình ngược thời gian tại vị trí có nồng độ dầu lớn nhất (Hình 1) và thay đổi trường nồng độ dầu ngược thời gian (Hình 2).

Hình 3 thể hiện trường hợp tính toán tại điều kiện yếu tố môi trường đồng nhất, với bước lưới là $0,044^\circ$ cho kết quả của các tính chất dầu với vị trí có nồng độ lớn nhất thay đổi theo thời gian. Hình 1a và 1b cho thấy sự biến đổi dầu tràn phù hợp với quy luật khi nồng độ và độ dày lớp dầu thời điểm trước lớn hơn thời điểm sau, đặc biệt tại một thời điểm nhất định, độ lớn có sự nhảy vọt. Bên cạnh đó, mật độ thời điểm trước sẽ nhỏ hơn thời điểm sau do tác động của phong hóa.

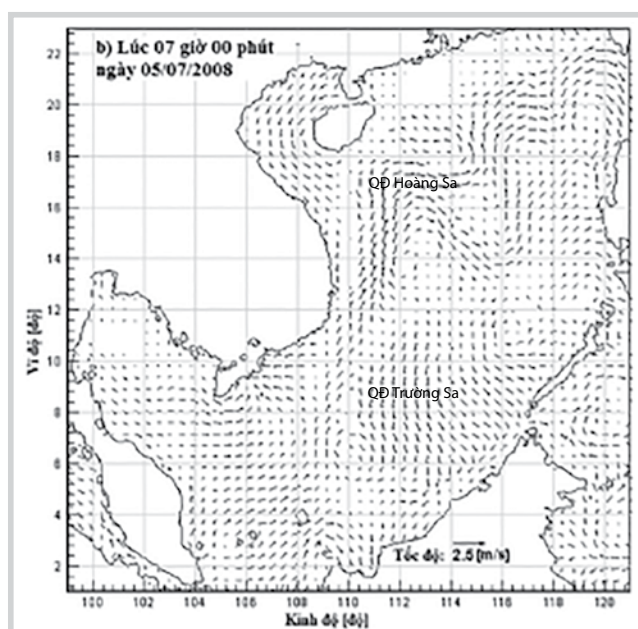
Xét theo khía cạnh biến đổi trường nồng độ dầu trong không gian theo các lát cắt thời gian:

Hình 4 thể hiện trường nồng độ dầu tại các thời điểm khác nhau trên cùng tỷ lệ không gian (Hình 4a, 4b và 4c) có khu vực thay đổi do vết dầu di chuyển, diện tích vết dầu

thay đổi theo thời gian. Hình 4d là phóng to vết dầu của Hình 4c thể hiện khu vực tập trung nồng độ dầu nhảy vọt rõ hơn. Hình minh họa sự di chuyển của vết dầu phù hợp với định luật Newton, vết dầu di chuyển ngược với hướng di chuyển dòng (lực); nồng độ dầu tăng lên theo định luật Fick nghĩa là nơi có nồng độ dầu lớn sẽ tăng nhanh hơn nồng độ dầu nhỏ, xung quanh điểm có nồng độ sẽ có thể xuất hiện nồng độ dầu ở bước thời gian trước đó. Về sự bất hợp lý trực quan có thể lý giải vết dầu tràn ngược thời gian ngày càng rộng vì các nguyên nhân: (1) đầu vào ban đầu là một điểm nút lưới, sau mỗi bước thời gian tính toán các nút lưới sẽ có tương tác với các nút lưới xung quanh nên khả năng nồng độ dầu ở các nút sẽ được sinh ra theo bài toán Euler, nếu duy trì một nút hay một điểm chỉ là bài toán Lagrange. Hiện tượng này thường được gọi là hiệu ứng khuếch tán số; (2) theo định luật Fick, các nút lưới xung quanh nút lưới có nồng độ dầu lớn có khả năng có nồng độ dầu lớn hơn sau một thời gian tính toán; (3) quá trình tính toán bị ảnh hưởng bởi nhiều quá trình khác như quá trình khuếch tán...; (4) đặc biệt đây là bài toán nhằm phát hiện vị trí nguồn dầu tràn trước đây nên vùng tìm kiếm phải rộng để phù hợp với bài toán chuẩn đoán, dự báo. Kết quả nhận được cho phép giới hạn vùng theo mức độ nồng độ dầu, vùng có nồng độ dầu cao khả năng đã từng xuất hiện vết dầu lớn hơn, đặc biệt thời điểm và vị trí nồng độ tăng vọt thể hiện có nguồn dầu lớn. Đây là ưu điểm về khả năng giới hạn không gian, thời gian phát hiện nguồn thải dầu.

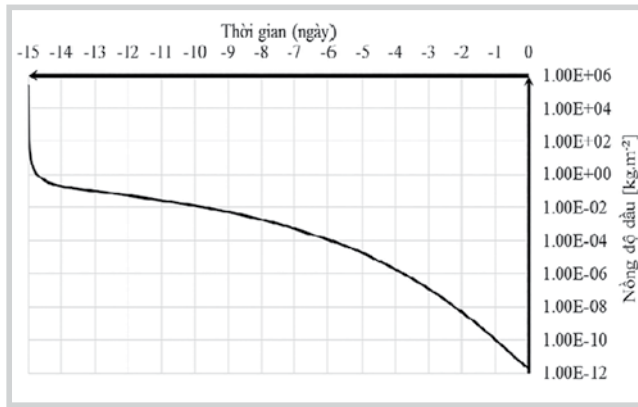


(a)

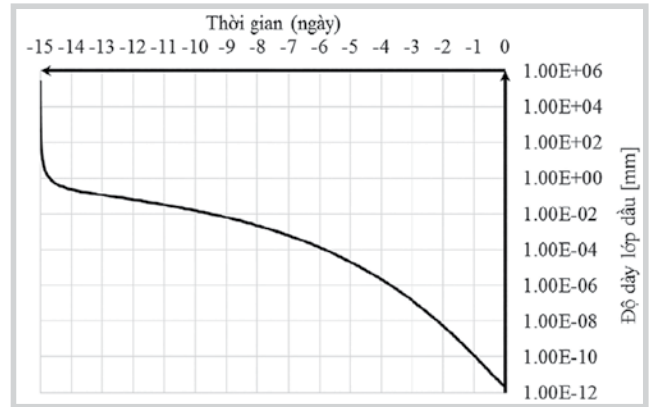


(b)

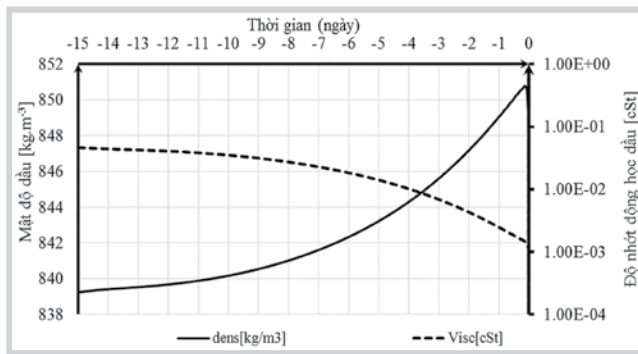
Hình 2. Trường chảy bề mặt của POM tháng 2 (a) và tháng 7 (b)



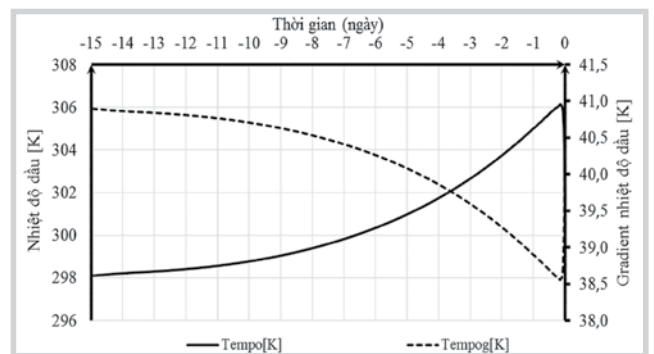
(a) Nồng độ dầu (kg/m^3) lớn nhất



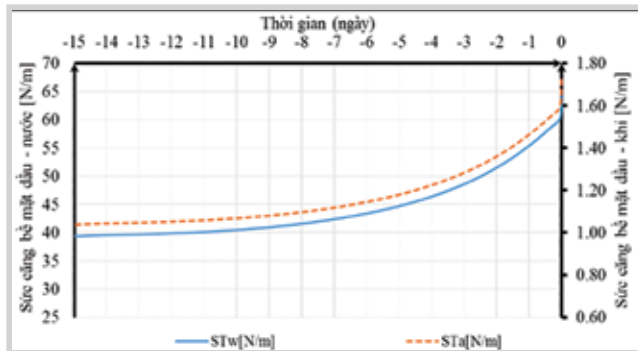
(b) Độ dày lớp dầu (mm) lớn nhất



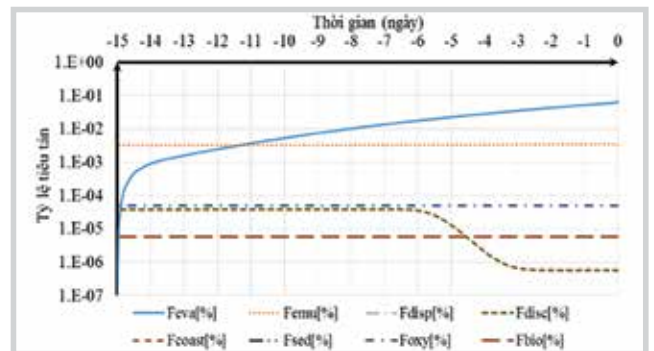
(c) Mật độ (đường nét liền) (kg.m^{-3}) và độ nhớt động học (đường nét đứt) (cSt)



(d) Nhiệt độ (đường nét liền) (K) và gradient nhiệt độ (đường nét đứt) (K)



(e) Sức căng bề mặt dầu - nước và khí (N.m^{-1})



(f) Các quá trình phong hóa (bay hơi, ngưng tụ, hòa tan, oxy hóa, phân hủy sinh học)

Hình 3. Sự thay đổi các tính chất dầu tràn ngược thời gian với điều kiện yếu tố môi trường đầu vào đồng nhất và bước lưới tính toán ($dx = dy = 0,044^\circ$)

3.2.2. Trường hợp điều kiện môi trường đầu vào thực

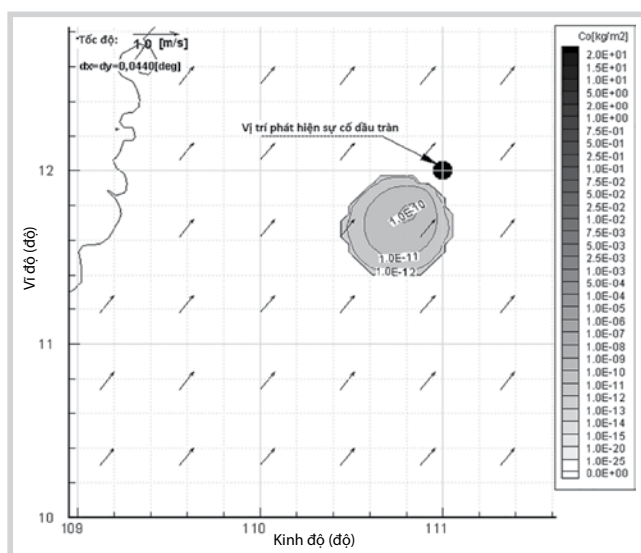
Kiểm chứng theo điều kiện yếu tố môi trường biến đổi theo không gian và thời gian thực từ các thông tin về mô phỏng quá trình lan truyền dầu trong năm 2007 và năm 2008. Các kết quả mô phỏng được thể hiện trong Hình 5 - 7.

Các kết quả được thể hiện dưới dạng trường phân bố nồng độ trong không gian theo lát cắt thời gian tháng 2/2007 (Hình 5) và tháng 7/2008 (Hình 6). Hình 5 và 6 cho thấy sự thay đổi hình dạng của vệt dầu theo thời gian phức tạp hơn so với trường hợp điều kiện yếu tố môi trường đồng nhất (Hình 4). Hình dạng vệt dầu giữa hai

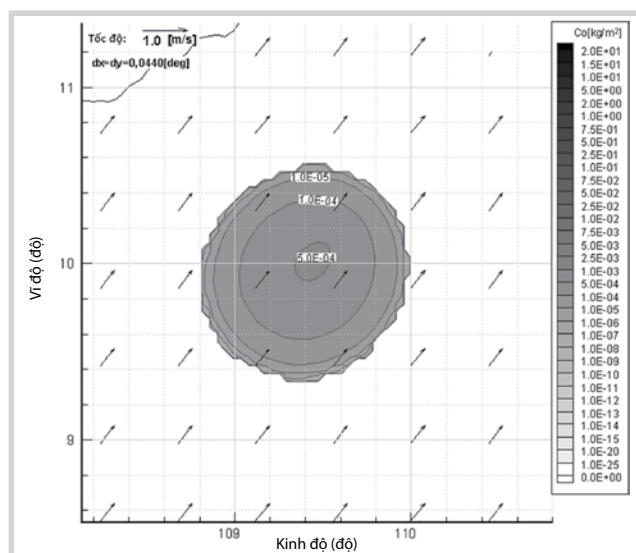
mùa cũng khác nhau trong cùng khoảng thời gian tính (Hình 5a và 6a).

Mặc dù, sự thay đổi phức tạp của các vệt dầu khác nhau nhưng đều xuất hiện tại các khu vực có nồng độ dầu tăng vọt vào các thời điểm khác nhau trong quá khứ (Hình 5b và 6b). Các khu vực này thể hiện giới hạn không gian và thời gian phát hiện nguồn thải dầu tràn sẽ khác nhau phụ thuộc vào điều kiện yếu tố môi trường làm dữ liệu đầu vào tính toán.

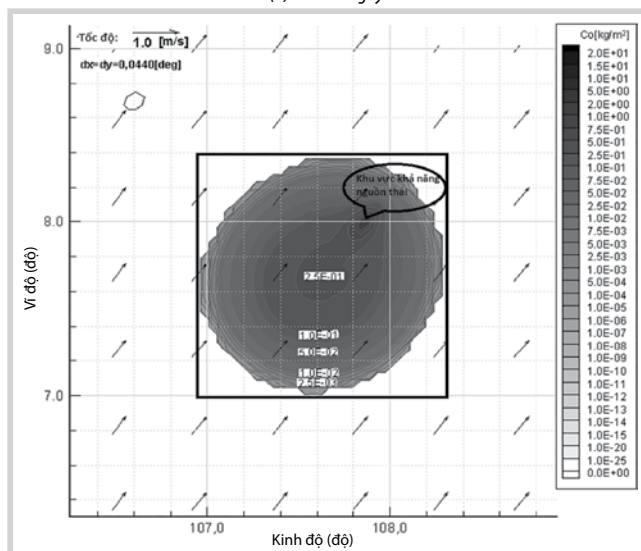
Hình 7 và 8 cho thấy sự phức tạp tăng lên nhiều lần nhưng các khu vực có nồng độ dầu lớn hơn xung quanh cũng xuất hiện và di chuyển với điều kiện đầu vào của các yếu tố môi trường.



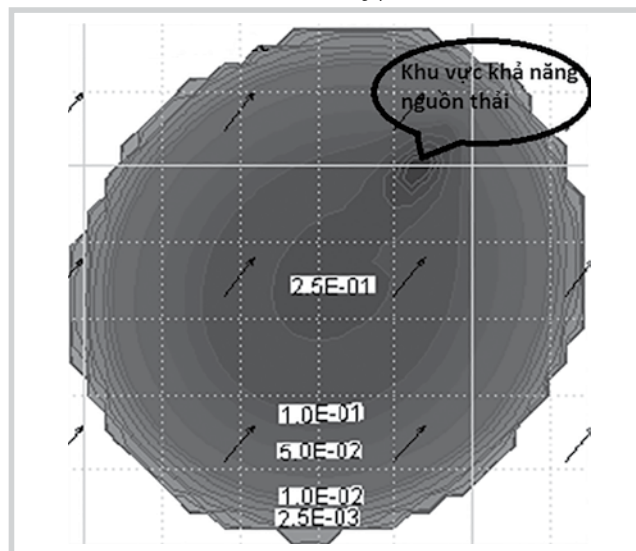
(a) Trước 1 ngày



(b) Trước 7 ngày

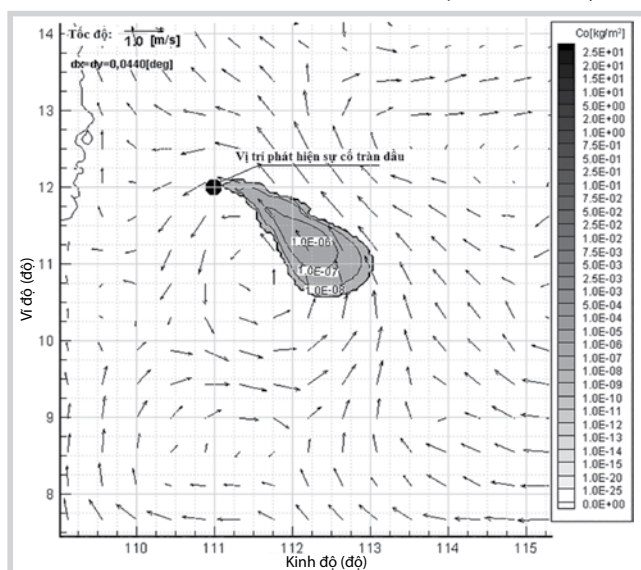


(c) Trước 15 ngày

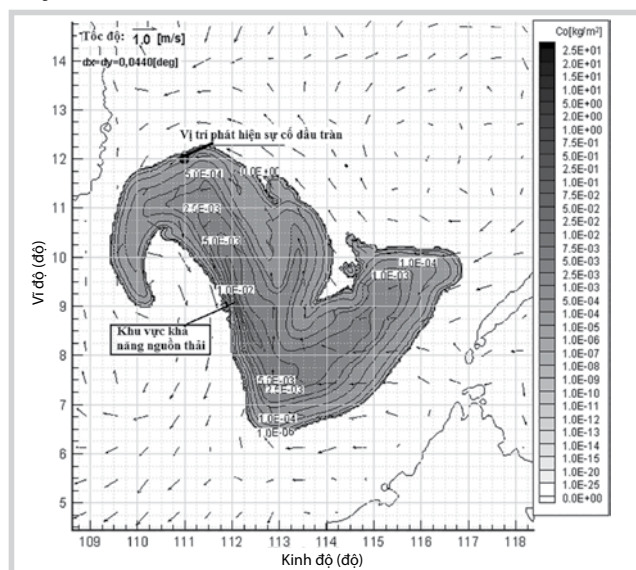


(d) Phóng to của hình 4c

Hình 4. Kết quả tính toán lan truyền nồng độ dầu [kg.m⁻³] theo các thời điểm khác nhau

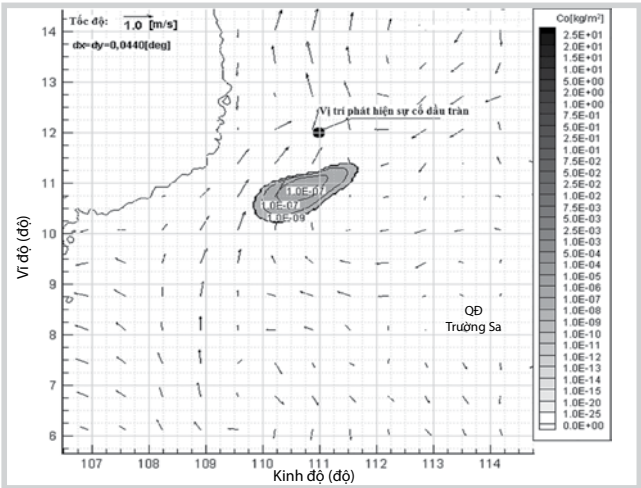


(a) Trước 3 ngày

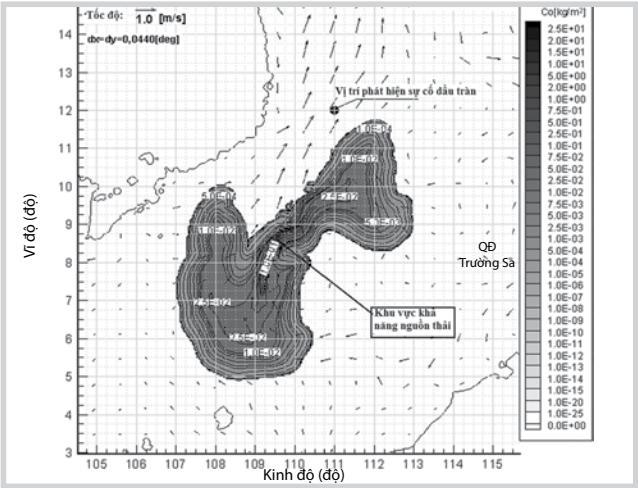


(b) Trước 15 ngày

Hình 5. Trường nồng độ (kg.m⁻³) vết dầu lan truyền với điều kiện môi trường thực tháng 2/2007 (CFSR và POM) và bước lưới (dx = dy = 0,044°) tại một vị trí phát hiện sự cố dầu tràn

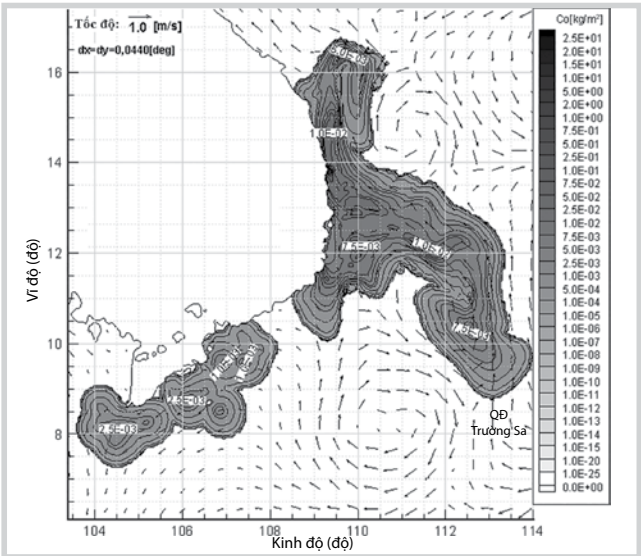


(a) Trước 3 ngày

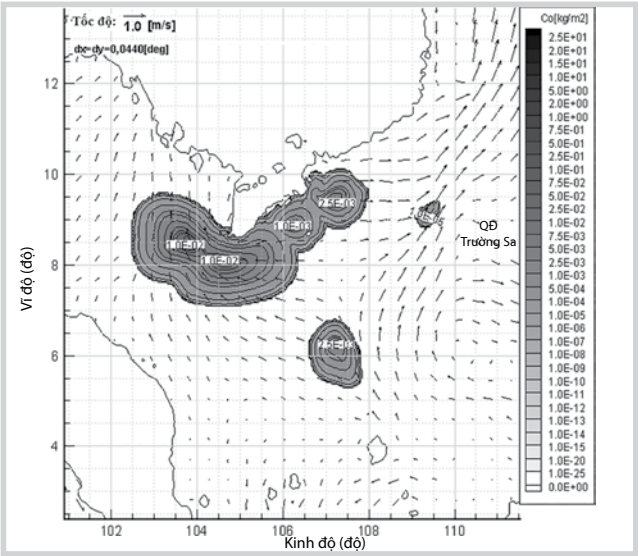


(b) Trước 14 ngày

Hình 6. Trường nồng độ (kg.m^{-2}) vết dầu lan truyền với điều kiện môi trường thực tháng 7/2008 (CFSR và POM) và bước lưới ($\Delta x = \Delta y = 0,044^\circ$) tại một vị trí phát hiện sự cố dầu tràn

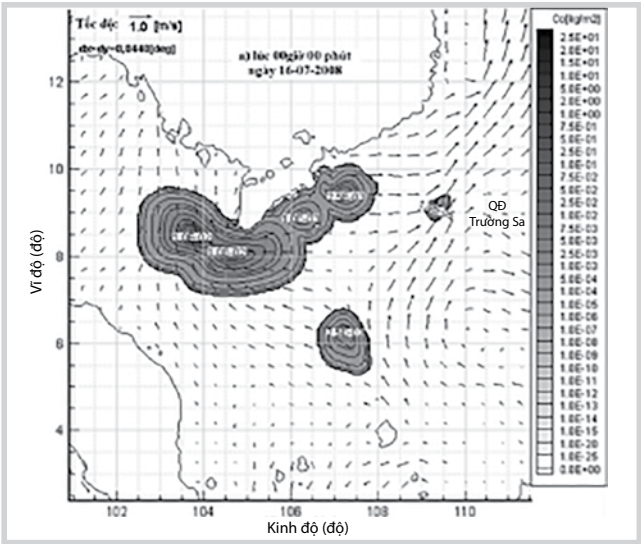


(a) Lúc 0 giờ 0 phút ngày 18/2/2007

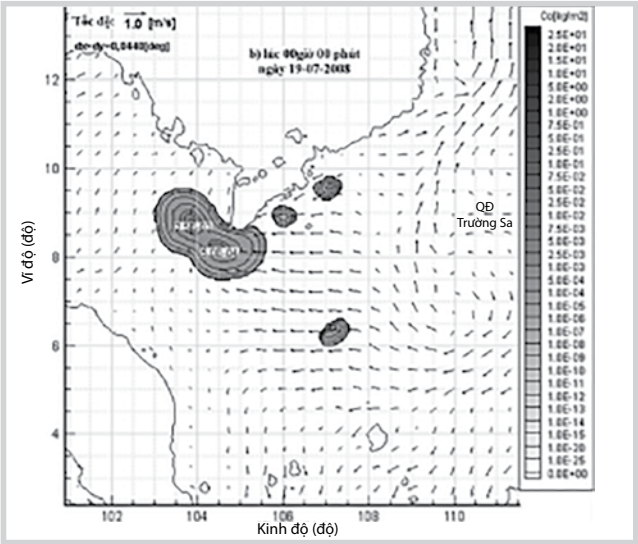


(b) Lúc 0 giờ 0 phút ngày 18/2/2007

Hình 7. Trường nồng độ (kg.m^{-2}) vết dầu lan truyền với điều kiện môi trường thực (CFSR và POM) tháng 2/2007 và bước lưới ($\Delta x = \Delta y = 0,044^\circ$) của phát hiện nhiều vị trí theo nhiều thời điểm dầu tràn



(a)



(b)

Hình 8. Trường nồng độ (kg.m^{-2}) vết dầu lan truyền với điều kiện môi trường thực (CFSR và POM) tháng 7/2008 và bước lưới ($\Delta x = \Delta y = 0,044^\circ$) của phát hiện nhiều vị trí theo nhiều thời điểm dầu tràn

4. Kết luận

Qua nghiên cứu và phát triển mô phỏng lan truyền và biến đổi dầu tràn ngược thời gian tại khu vực Biển Đông, nhóm tác giả đưa ra một số kết luận sau:

Cơ sở lý thuyết để tính toán khả năng phát hiện nguồn thải dầu tràn trên biển đảm bảo về toán học với lý thuyết đưa ra bám sát các định luật vật lý.

Các dữ liệu được sử dụng để tính toán có nguồn gốc rõ ràng và đảm bảo tin cậy như: địa hình, các yếu tố khí tượng bề mặt (gió, nhiệt độ không khí), sóng và hải văn tầng 5m trên mặt biển (dòng chảy, nhiệt độ nước và độ muối). Số liệu từ các sự cố tràn dầu trong năm 2007 và 2008 từ phân tích nguồn số liệu vệ tinh.

Kết quả xem xét, đánh giá và kiểm nghiệm có dữ liệu đầu vào là điều kiện các yếu tố môi trường từ đơn giản (đồng nhất theo không gian và thời gian) đến phức tạp (biến đổi thực) và sự cố dầu tràn trên biển (theo một vị trí sự cố và nhiều vị trí dầu tràn trong những thời điểm khác nhau) áp dụng cho khu vực Biển Đông. Kết quả cho thấy sự biến động đảm bảo lý thuyết và phù hợp quy luật tự nhiên, đồng thời phản ánh được khả năng phát hiện vị trí nguồn thải hoặc vết dầu trong quá khứ theo các lát cắt thời gian. Đặc biệt, kết quả mô phỏng luôn xuất hiện tại khu vực có nồng độ cao hơn so với xung quanh.

Nghiên cứu đã thể hiện được sự phù hợp về bản chất vật lý, đặc biệt cho thấy khả năng xác định khu vực cụ thể trong không gian và theo thời gian với các điều kiện đầu vào cụ thể tương ứng. Để kiểm chứng được độ chính xác cần có các kết quả thực nghiệm để so sánh. Ngoài ra, hạn chế còn tồn tại như sự biến đổi của vết dầu lớn (hiệu ứng khuếch tán số) hoặc cải thiện độ chính xác định lượng sẽ được đề cập ở các nghiên cứu tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

1. Harold P. Batchelder. *Forward-in-Time-/Backward-in-Time-Trajectory (FITT/BITT) modeling of particles and organisms in the Coastal Ocean*. Journal of Atmospheric and Oceanic Technology. 2006; 23(5): p. 727 - 741.
2. Thomas Peacock. *Lectures for Lagrangian Coherent Structures (LCSs) and their application to ocean transport*. Vietnam National University, Hanoi. 6 December 2012.
3. Vũ Công Thắng. *Nghiên cứu đặc trưng biến đổi của dầu thô Việt Nam trong điều kiện môi trường biển miền Đông Nam Bộ và khảo sát một số phương pháp nhận dạng nguồn gốc dầu ô nhiễm*. Luận án Tiến sĩ, Đại học Bách khoa Hà Nội. 2004.
4. Vũ Thanh Ca, Hoàng Đức Cường, Trần Hồng Thái, Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Xuân Đạo, 2007. *Nghiên cứu xác định nguyên nhân tràn dầu khu vực Trung Trung Bộ*. Tuyển tập Báo cáo Hội thảo Khoa học lần thứ 10, Viện Khí tượng Thủy văn. 2007: trang 32 - 39.
5. Trần Hồng Thái và nnk. *Xây dựng mô hình xác định nhanh nguồn gây ô nhiễm dầu và mô phỏng diễn biến ô nhiễm dầu trên Biển Đông bằng mô hình MIKE-SA*. Hội nghị Cơ học Thủy khí toàn quốc. 7/2007.
6. Nguyễn Hữu Nhân. *Phần mềm trợ giúp quản trị ô nhiễm do tràn dầu ra biển OILSAS*. Tạp chí Khí tượng Thủy văn. 3/2008; 567: trang 14 - 28.
7. Isaac Newton. *Mathematical principles of natural philosophy (English translation by Andrew Motte based on the 1726 3rd Latin edition)*. 1729; 1 - 2.
8. Adolf Fick. *Ueber diffusion*. Annalen der Physik. 1855; 170(1): p. 59 - 86.
9. M. De Dominicis, N. Pinardi, G. Zodiatis and R. Lardn. *MEDSLIK-II, a Lagrangian marine surface oil spill model for short-term forecasting – Part 1: Theory*. Geosci. Model Dev., 2013; 6: pp. 1851–1869. www.geosci-model-dev.net/6/1851/2013/. doi:10.5194/gmd-6-1851-2013.
10. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Phùng Đăng Hiếu, Nguyễn Quang Vinh. *Đánh giá quá trình vật lý dầu tràn trong môi trường biển*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 12: trang 51 - 60.
11. A. Warluzel, J.P. Benque. *Un modèle mathématique de transport et d'étalement d'une nappe d'hydrocarbures*. Conference of Mechanics of Oil Slicks. Paris, France. 1981: p. 199 - 211.
12. P. Tkalic, E.S. Chan. *The third-order polynomial method for two-dimensional convection and diffusion*. International Journal for Numerical Methods in Fluids. 2003; 41(9): p. 997 - 1019.
13. William J. Lehr. *Review of modeling procedures for oil spill weathering behavior*. Hazmat Division, NOAA, USA. 2010.
14. M. Mooney. *The viscosity of a concentrated suspension of spherical particles*. Journal of Colloidal Science. 1951; 10: p. 162 - 170.
15. D. Mackay. *Oil spill process and models*. 1980.
16. Ian Buchanan, Neil Hurdford. *Methods for predicting the physical changes in oil spilt at sea*. Oil and Chemical Pollution. 1988; 4(4): p. 311 - 328.

17. Jinhua Wang, Yongming Shen. *Modeling oil spills transportation in seas based on unstructured grid, finite-volume, wave-ocean model*. Ocean Engineering. 2010; 35(4): p. 332 - 344.
18. Ehsan Sarhadi Zadeh, Kourosh Hejazi. *Eulerian oil spills model using finite-volume method with moving boundary and wet-dry fronts*. Modelling and Simulation in Engineering. 2012.
19. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Phùng Đăng Hiếu, Nguyễn Quang Vinh. *Mô phỏng một số quá trình phong hóa dầu trong môi trường biển*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 4: trang 51 - 59.
20. Mark Reed, Øistein Johansen, Per Johan Brandvik, Per Daling, Alun Lewis Robert Fiocco, Don Mackay, Richard Prentki. *Oil spill modeling towards the close of the 20th Century: Overview of the State of the Art*. Spill Science & Technology Bulletin. 1999; 5(1): p. 3 - 16.
21. K.Aghajanloo, M.D.Pirooz, M.M.Namin. *Numerical simulation of oil spill behavior in the Persian Gulf*. International Journal of Environmental Research. 2013; 7(1): p. 81 - 96.
22. R.Courant, K.Friedrichs, H.Lewy. *Über die partiellen Differenzengleichungen der mathematischen Physik*. Mathematische Annalen. 1928; 100(1): p. 32 - 74.
23. Nguyễn Quốc Trinh, Nguyễn Minh Huấn, Dư Văn Toán, Phạm Văn Tiến. *Quy chuẩn hệ cao độ phục vụ lồng ghép bản đồ lục địa và bản đồ biển*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị khoa học ngành Địa hình Quân sự lần thứ 4, Hà Nội. 9/2014: trang 41 - 46.
24. National Centers for Environmental Prediction. The Climate Forecast System. <http://cfs.ncep.noaa.gov/cfs/>
25. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước mặt*. QCVN 08:2008/BTNMT. 31/12/2008.
26. Bộ Tài nguyên và Môi trường. *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng nước biển ven bờ*. QCVN 10:2008/BTNMT. 31/12/2008.
27. Øyvind Breivik, Arthur A.Allen. *An operational search and rescue model for the Norwegian Sea and the North Sea*. Journal of Marine Systems. 2008; 69(1 - 2): p. 99 - 113.
28. Øyvind Breivik, Tor Christian Bekkvik, Atle Ommundsen, Cecilie Wettre. *BAKTRAK: Backtracking drifting objects using an iterative algorithm with a forward trajectory model*. Ocean Dynamamic. 2011; 62(2): p. 239 - 252.

RESEARCH AND DEVELOPMENT OF BACKWARD-IN-TIME OIL SPILL SIMULATION AT EAST VIETNAM SEA

Nguyen Quoc Trinh¹, Nguyen Quang Vinh²

¹The National Centre for Hydro-Meteorological Forecasting, Ministry of Natural Resources and Environment

²Aero-Meteorological Observatory, Ministry of Natural Resources and Environment
Email: maitrinhhinh@gmail.com

Summary

The paper presents the results of the research and development of oil spill simulation backward in time with environmental factors (from simple to complex conditions) and oil spill data (from one to multiple oil spill positions at different times) in the East Vietnam Sea. The scientific basis of the research uses the hypothesis from the time-series problem (forward in time), the physical phenomena backward in time (reverse phase) and non-negative requirements. The simulated oil spill processes include the dynamic, weathering and oil properties change processes on the sea surface.

Key words: Oil spill, East Vietnam Sea, concentration, oil streaks, backward in time.

TIN TRONG NƯỚC

Khuyến khích các doanh nghiệp dầu khí Việt - Nga tăng cường hợp tác



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng tiếp Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergei Ivanovich Kudryashov. Ảnh: VGP

Tiếp ông Sergei Ivanovich Kudryashov - Tổng giám đốc Zarubezhneft, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đánh giá cao hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa Việt Nam và Liên bang Nga trong thời gian qua. Đây chính là lĩnh vực

trụ cột và hiệu quả trong quan hệ song phương, đem lại nguồn thu lớn cho ngân sách của mỗi nước.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng nhấn mạnh: "Việc hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí giữa Tập đoàn Dầu

khí Việt Nam, các doanh nghiệp dầu khí của Việt Nam và Zarubezhneft trong thời gian qua đã góp phần quan trọng củng cố và phát triển mối quan hệ đối tác chiến lược Việt Nam - Liên bang Nga, mang lại lợi ích kinh tế cho cả hai phía".

Khẳng định Chính phủ Việt Nam luôn khuyến khích và tạo mọi điều kiện thuận lợi để các doanh nghiệp dầu khí Việt - Nga tăng cường hợp tác, Phó Thủ tướng đề nghị Zarubezhneft phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam để tìm các giải pháp cắt giảm chi phí, nâng cao hiệu quả hoạt động cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Công ty Liên doanh Rusvietpetro; đổi mới công nghệ, phát huy tối đa hiệu quả các mỏ dầu, khí hiện đang khai thác, đồng thời tích cực tìm kiếm các mỏ dầu khí mới.

Xuân Tuyến

Vietsovpetro gia tăng lưu lượng dầu do xử lý acid vùng cận đáy giếng

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết chiến dịch xử lý acid vùng cận đáy giếng đầu năm 2018 được Ban Tăng sản lượng (Xí nghiệp Khai thác Dầu khí) và tàu Vũng Tàu - 03 (Xí nghiệp Vận tải biển và Công tác lặn) triển khai từ ngày 16/2/2018 đến nay đã hoàn thành xuất sắc. Kết quả xử lý acid 10 giếng khai thác đã giúp Vietsovpetro gia tăng tổng lưu lượng dầu hơn 500 tấn/ngày đêm. Đặc biệt, ở giếng 488-BK3 lưu lượng dầu tăng hơn 400 tấn/ngày đêm so với trước khi xử lý.

Trong năm 2018, Vietsovpetro được giao khai thác an toàn 4 triệu tấn/condensate và 126,5 triệu m³ khí thiên nhiên, cung cấp về bờ 280,6 triệu m³ khí từ Lô 09-1. Đây là thách thức rất lớn đối với Vietsovpetro do các mỏ dầu khai thác đang trong giai đoạn cuối, độ ngập nước tăng nhanh



Vietsovpetro đặt mục tiêu khai thác an toàn 4 triệu tấn/condensate trong năm 2018. Ảnh: Huy Hùng

và diễn biến khó lường, các mỏ mới đưa vào khai thác (như Gấu Trắng, Thỏ Trắng) đều là các mỏ nhỏ.

Theo kế hoạch, Vietsovpetro sẽ khoan tìm kiếm thăm dò 27.420m, kết thúc khoan và thử vỉa 7 giếng ở Lô 09-1, khoan 4.085m khoan và

kết thúc khoan thử vỉa 1 giếng ở Lô 09-3/12; sẽ khoan khai thác trên 28.410m, kết thúc thi công 8 giếng mới, tiến hành sửa chữa lớn 37 lượt giếng khoan và cắt thân hai 29.380m tại 15 giếng.

Nguyễn Thanh

Cuu Long JOC tập trung phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2



Dự án phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2 sẽ hoàn thành vào cuối năm 2021. Ảnh: PVEP

Công ty Liên doanh Điều hành Dầu khí Cửu Long (Cuu Long JOC) cho biết Dự án phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2 sẽ xây dựng bổ sung thêm các giàn khai thác, giàn xử lý trung tâm và bơm ép để sản lượng khí khai thác đạt mức 1,5 tỷ m³/năm, từ năm 2021 kéo dài đến sau năm 2035.

Khí mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2 sẽ không dẫn qua mỏ Bạch Hổ, mà được

đưa thẳng về bờ qua Dự án đường ống Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2. Đây sẽ là nguồn khí chính cung cấp cho Nhà máy xử lý khí Dinh Cố 2 sẽ được xây mới (dự kiến đưa vào hoạt động Quý IV/2020) có công suất chế biến 300 nghìn tấn LPG, 170 nghìn tấn condensate và 200 nghìn tấn ethane mỗi năm.

Sau khai thác thử dài hạn, bơm ép khí giai đoạn 1, Cuu Long JOC sẽ

tiến hành phát triển đỉnh cấu tạo mỏ Sư Tử Trắng trong giai đoạn 2 với ít nhất 8 giếng khoan khai thác. Đồng thời, Cuu Long JOC sẽ khoan ít nhất 2 giếng khoan thăm lượng ở khu vực cánh của cấu tạo mỏ Sư Tử Trắng, giúp đánh giá tiềm năng dầu khí, hiệu quả kinh tế của phương án phát triển mở rộng cũng như các giải pháp kỹ thuật khác phù hợp với cấu tạo địa chất của mỏ.

Với các giải pháp đồng bộ, Dự án phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2 sẽ được đưa vào khai thác trong Quý IV/2021, đồng bộ với thời điểm đường ống Nam Côn Sơn 2 đưa vào khai thác. Dự kiến đến hết năm 2023, với việc phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2, sản lượng thu hồi từ mỏ sẽ đạt 52,4 triệu thùng condensate và 420 tỷ ft³ khí, góp phần đáng kể vào kế hoạch sản lượng khai thác khí dài hạn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Nguyễn Thanh

Petrolimex và NIOC mong muốn trở thành nhà đầu tư chiến lược của BSR

Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết, đến nay đã có 2 nhà đầu tư nộp hồ sơ đăng ký tham gia quá trình lựa chọn nhà đầu tư chiến lược là Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex) và Nation Indian Oil Corporation (Ấn Độ). Ngoài ra, các nhà đầu tư khác như Pertamina (Indonesia), Bangchak Corporation Public Company Limited (Thái Lan)... đang nghiên cứu nộp hồ sơ tham gia quá trình lựa chọn nhà đầu tư chiến lược để cùng BSR phát triển lĩnh vực hóa dầu. Đây là lĩnh vực có hiệu quả cao do tận dụng cơ sở hạ tầng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã được đầu tư và đang hoạt động ổn định.

Về các tiêu chí lựa chọn, BSR ưu tiên nhà đầu tư chiến lược hỗ trợ doanh nghiệp sau cổ phần hóa trong



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

việc chuyển giao công nghệ mới; đào tạo nguồn nhân lực; nâng cao năng lực tài chính; quản trị doanh nghiệp; cung ứng nguyên vật liệu; phát triển thị trường tiêu thụ sản phẩm; cam kết tiếp tục thu xếp vốn theo tỷ lệ góp vốn để thực hiện kế hoạch sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp sau cổ phần hóa, gồm Dự án đầu

tư nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. BSR ưu tiên các nhà đầu tư chiến lược có kinh nghiệm trong vận hành nhà máy lọc dầu và/hoặc có tiềm lực về thị trường/có hệ thống phân phối xăng dầu để hỗ trợ doanh nghiệp sau cổ phần hóa.

Hồng Minh

Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ: Chuẩn bị khởi động Phân xưởng DTY

Ngày 22/2/2018, tại Hải Phòng, Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vượng đã làm việc với Công ty CP Hóa dầu và Xơ sợi Dầu khí (PVTEX) và kiểm tra tiến độ chuẩn bị vận hành trở lại Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ.

Chủ tịch HĐQT PVTEX Đào Văn Ngọc cho biết PVTEX sẽ tiến hành khởi động Phân xưởng DTY vào ngày 20/3/2018. Dự kiến trong vòng 6 tháng (đến ngày 20/9/2018), tổng sản lượng sản xuất ước đạt 1.153 tấn sợi DTY 75/72D, sản lượng kinh doanh đạt khoảng 1.150 tấn, doanh thu khoảng 44,16 tỷ đồng, lợi nhuận trước chi phí cố định 0,15 tỷ đồng.

Về phương án hợp tác với đối tác vận hành sản xuất kinh doanh trong năm 2018, PVTEX đã tổ chức đánh giá hồ sơ, đàm phán các điều khoản chi tiết với Công ty CP An Phát Holdings, đơn vị đứng đầu liên danh giữa Công ty CP An Phát Holdings, Reliance Industries Limited (Ấn Độ) và Fortrec Chemicals & Petroleum Pte. Ltd. (Singapore).



Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ. Ảnh: PVN

Về kế hoạch dài hạn, PVTEX cho biết sẽ đề xuất các phương án cụ thể (tự vận hành, hợp tác gia công, bán hoặc phá sản) và đề xuất các cơ chế chính sách đảm bảo phương án khả thi nhất. Để Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ có thể vận hành trở lại, PVTEX kiến nghị rút ngắn thời gian hoàn thuế VAT, không tính khấu hao

tài sản cố định tối thiểu 3 năm đầu sản xuất; tiếp tục duy trì thuế nhập khẩu đối với sản phẩm xơ là 2%, xem xét nâng lên 5% trong giai đoạn đầu Nhà máy đi vào vận hành; miễn thuế nhập khẩu POY từ 3% xuống 0%; Tập đoàn Điện lực Việt Nam hỗ trợ, cung cấp điện liên tục ổn định cho PVTEX.

Hồng Minh

Đóng điện sân phân phối 220kV Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2

Vào 11 giờ 55 phút ngày 7/2/2018, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia đã xác nhận đủ điều kiện và cho phép chủ đầu tư Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 thực hiện công tác đóng điện sân phân phối 220kV. Sau khi đóng các dao cách ly và xôn điện đầu tiên vào máy cắt MC 222, đúng 14 giờ cùng ngày, Ban QLDA Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 và tổng thầu đã hoàn thành công tác đóng điện sân phân phối 220kV.

Trước đó 1 ngày, Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) đã hoàn thành công tác đóng tem (stamp) ASME cho lò hơi Tổ máy số 2 dưới sự giám sát của tổ chức Lloyd's Register



Sân phân phối 220kV Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 được đóng điện thành công. Ảnh: PVN

Asia - Authorized Inspection Agency. Lilama cho biết đã tiến hành thử áp thành công gói cao áp đường ống hơi chính (main-steam) của lò hơi số

2 với áp lực thử lên đến 270bar, kết nối Tổ hợp lò hơi và turbine Tổ máy số 2 vào ngày 22/1/2018.

Nguyễn Hùng

Vietsovpetro và PVC-MS triển khai Dự án điện gió biển Kê Gà



Dự án Điện gió biển Kê Gà giai đoạn 1 có công suất 500 - 600MW. Ảnh: PVC

Thỏa thuận cùng phát triển Dự án điện gió biển Kê Gà (tỉnh Bình Thuận) đã được ký kết giữa Enterprize Energy (Vương quốc Anh), RE Solutions (Singapore) với Liên danh tổng thầu EPCI gồm Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và

Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS).

Các bên tham gia phát triển dự án ký kết các thỏa thuận hợp tác với 2 doanh nghiệp công nghệ hàng đầu thế giới trong lĩnh vực năng lượng tái

tạo gồm: MHI Vestas Offshore Wind (MVOW) - đơn vị sản xuất turbine điện gió biển số 1 thế giới hiện nay và Det Norske Veritas - Germanischer Lloyd (DNVGL), 1 trong 4 đơn vị đăng kiểm và tư vấn năng lượng lớn nhất thế giới.

Trong giai đoạn 1 (2018 - 2021), Dự án sẽ lắp đặt và đưa vào vận hành các cột tháp turbine gió phát điện (công suất từ 8 - 10MW/cột), tổng công suất từ 500 - 600MW, ở mực nước sâu khoảng 30m cách bờ từ 30 - 40km. Phạm vi công việc do Liên danh tổng thầu EPCI Vietsovpetro và PVC-MS đảm nhiệm dự kiến gồm công tác thiết kế thi công, chế tạo, hạ thủy, vận chuyển, lắp đặt các kết cấu thép và các trạm biến áp ngoài khơi, thi công và kết nối cáp ngầm dưới biển và kết nối lưới truyền tải.

Hồng Minh

Các giải pháp tận dụng nhiệt lạnh trong tàng trữ và phân phối LNG

Tại kỳ họp lần thứ 2 nhiệm kỳ 2017 - 2019, Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí đã tập trung thảo luận, phân tích các giải pháp tận dụng nhiệt lạnh trong tàng trữ và phân phối LNG để tăng hiệu quả kinh tế của chuỗi dự án do Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) trình bày.

Để đáp ứng nhu cầu khí trong nước ngày càng tăng, PV GAS đang chuẩn bị cho công tác nhập khẩu LNG. Tại 2 cảng nhập và tái hóa khí Thị Vải và Sơn Mỹ, LNG sẽ được tàng trữ trong các bồn chứa và tái hóa khí trước khi đưa vào hệ thống đường ống dẫn khí phân phối đến các hộ tiêu thụ. Các giải pháp tận dụng nhiệt lạnh do PV GAS đề xuất giúp giảm chi

phí vận hành (OPEX), góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án.

Cũng tại kỳ họp này, Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí đã tập trung thảo luận về nội dung: "Các vấn đề kỹ thuật chính về sự cố Tổ máy số 1 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 và hiện tượng cộng hưởng tần số thấp (SSR)"; "FSRU: Cơ hội và giải pháp nhập khẩu khí linh hoạt cho thị trường Việt Nam"; "Chống ăn mòn trong các nhà máy đạm" và "Nghiên cứu ứng dụng cảm biến Hall phẳng trong kiểm tra khuyết tật đường ống và các kết cấu thép bằng phương pháp phát hiện rò rỉ đường sức từ (Magnetic Flux Leakage - MFL)".

Hà Phương

KẾ HOẠCH SẢN LƯỢNG LPG CỦA PVG NĂM 2018 ĐẠT 217.352 TẤN



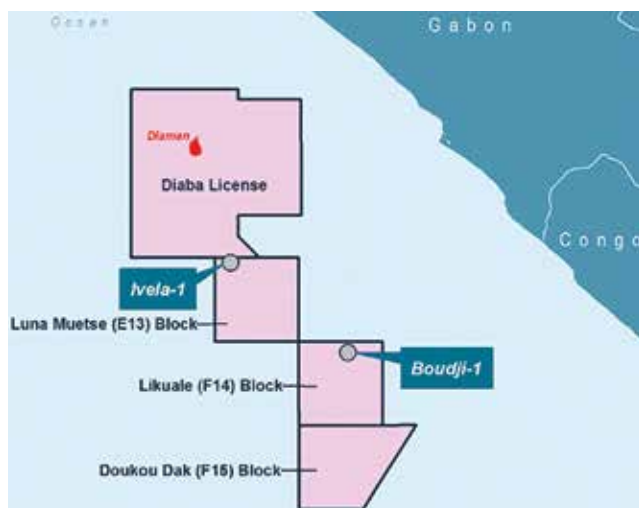
Tổng kho sản phẩm dầu khí Đà Nẵng. Ảnh: PV GAS

Công ty CP Kinh doanh Khí miền Bắc (PVG) - đơn vị thành viên của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đặt mục tiêu sản lượng LPG trong năm 2018 đạt 217.352 tấn (135.312 tấn LPG công nghiệp, 82.040 LPG dân dụng), sản lượng CNG phấn đấu đạt 30 triệu m³. Để hoàn thành kế hoạch trên, PVG đang thực hiện Chiến lược phát triển thị trường bán lẻ LPG dân dụng của PV GAS với mục tiêu tăng trưởng nhanh tại thị trường Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ; đàm phán với các nhà cung cấp giảm chi phí vận chuyển CNG.

Hồ Cẩm

TIN THẾ GIỚI

Petronas phát hiện dầu khí tại Lô F14, Nam Gabon



Vị trí giếng thăm dò Boudji-1, Lô F14 (Likuale), phía Nam Gabon. Nguồn: Offshore

Ngày 5/3/2018, PC Gabon Upstream S.A. (PCGUSA) - công ty con của Petronas công bố phát hiện dầu khí mới tại giếng khoan thăm dò Boudji-1 ở Lô F14 (Likuale), phía Nam Gabon. PCGUSA là nhà điều hành Lô F14 (Likuale) cùng với Woodside, Australia (30%) cổ phần. Petronas cùng với Bộ Dầu khí Gabon sẽ tiến hành đánh

giá để xác định thêm tính thương mại của phát hiện này. Giếng thăm dò Boudji-1 được khoan tại khu vực nước siêu sâu (2.800m nước) và phát hiện tầng cát kết chứa hydrocarbon có chất lượng cao với chiều dày tầng sản phẩm là 90m.

Đến nay, Petronas đã tham gia đầu tư vào các mỏ nước sâu Gumusut-Kakap, Malikai và Kikeh, ngoài khơi Sabah. Sắp tới, Petronas sẽ tham gia 2 dự án mới tại mỏ Limbayong ở Sabah và cụm mỏ Kelidang ở Brunei. Phạm vi hoạt động của Petronas sẽ tiếp tục được mở rộng sang Mexico với 6 lô nước sâu được đấu thầu thành công trong vòng 2.4, và trở thành doanh nghiệp có tổng diện tích thăm dò khai thác lớn thứ hai ngoài khơi Mexico (với 9 lô dầu khí).

Để tiếp tục củng cố hoạt động tại Tây Phi, Petronas đã ký thỏa thuận nhượng quyền khai thác (farm-out agreement) với FAR Ltd., Australia với 40% lợi nhuận trong các giấy phép khai thác dầu khí ngoài khơi của Lô A2 và Lô A5 ngoài khơi Gambia.

Hiền Trang (theo Petronas)

GE và Noble hạ thủy tàu khoan kỹ thuật số đầu tiên trên thế giới



Tàu khoan Noble Globetrotter I. Nguồn: GE

GE và Noble đã hạ thủy tàu khoan kỹ thuật số đầu tiên trên thế giới giúp giảm 20% chi phí hoạt động và nâng cao hiệu quả khoan. Sự kiện này mở ra tiềm năng ứng dụng các giải pháp kỹ thuật số cho hoạt động khoan ngoài khơi.

Tàu khoan Noble Globetrotter I, ứng dụng giải pháp khoan kỹ thuật số (digital rig), được kết nối với các hệ thống điều khiển mục tiêu, gồm

hệ thống kiểm soát khoan, hệ thống quản lý năng lượng và hệ thống định vị động. Dữ liệu được thu thập thông qua các cảm biến riêng biệt và các hệ thống điều khiển, được chuyển về trung tâm điều khiển của GE để phân tích. Việc ứng dụng giải pháp khoan kỹ thuật số đã đạt được kết quả khả quan, phát hiện các tình huống bất thường và đưa ra cảnh báo trước 2 tháng khi xảy ra sự cố.

Ứng dụng này giúp các công ty dầu khí giảm thời gian thiết bị dừng hoạt động, nâng cao doanh thu và tiết kiệm chi phí bảo trì.

GE và Noble cho biết sẽ sớm tiến hành phân tích dữ liệu thời gian thực của thiết bị trên các khía cạnh để cải tiến hiệu suất. Dự kiến, 3 tàu khoan sẽ được số hóa để tối ưu hóa hoạt động trong đầu năm 2018.

An Linh (theo GE)

MOZAMBIQUE THÔNG QUA KẾ HOẠCH PHÁT TRIỂN MỎ GOLFINHO VÀ ATUM

Ngày 5/3/2018, Anadarko cho biết đã được Chính phủ Mozambique chấp thuận Kế hoạch phát triển mỏ Golfinho và Atum. Đây là dự án phát triển LNG trên đất liền đầu tiên của Mozambique.

Dự án gồm 2 dây chuyền sản xuất LNG với tổng công suất thiết kế 12,88 triệu tấn/năm (dự kiến sẽ tăng lên 50 triệu tấn/năm) để phát triển các mỏ Golfinho và Atum. Dự án này ban đầu sẽ cung cấp khoảng 100 triệu ft³ khí tự nhiên mỗi ngày để đáp ứng nhu cầu khí cho thị trường trong nước.

Anadarko Mozambique Área 1 là nhà điều hành tại khu vực Offshore Area 1 với 26,5% cổ phần. Các đối tác là ENH Rovuma Área Um, S.A. (15%), Mitsui E&P Mozambique Area 1 Ltd. (20%), ONGC Videsh Ltd. (10%), Beas Rovuma Energy Mozambique Limited (10%), BPRL Ventures Mozambique B.V. (10%) và PTTEP Mozambique Area 1 Limited (8,5%).

Tạ Anh (theo Anadarko)

ExxonMobil công bố phát hiện dầu thứ 7 ngoài khơi Guyana



Tàu khoan Stena của ExxonMobil. Nguồn: Marine Insight

Ngày 28/2/2018, ExxonMobil công bố phát hiện dầu thứ 7 ngoài khơi Guyana, sau khi khoan giếng thăm dò Pacora-1, cách giếng Payara-1 khoảng 4 dặm về phía Tây. ExxonMobil đã phát hiện vỉa cát kết

chứa dầu chất lượng cao với chiều dày tầng sản phẩm là 20m. Giếng được khoan an toàn với tổng số mét khoan là 5.997m ở độ sâu 2.067m nước vào ngày 29/1/2018. Giám đốc điều hành của Hess, John Hess cho

biết mỏ Payara là mỏ thứ 3 phát triển ngoài khơi Guyana, góp phần làm tăng quy mô của tàu FPSO; đưa tổng sản lượng dự kiến từ 3 giai đoạn phát triển đầu tiên lên đến hơn 500.000 thùng/ngày.

Sau khi hoàn thành khoan giếng Pacora-1, tàu khoan Stena Carron sẽ di chuyển sang mỏ Liza để khoan giếng Liza-5 (mỏ Payara), sau đó sẽ tiến hành khoan thăm dò và thăm lượng bổ sung tại Lô Stabroek.

Lô Stabroek có diện tích 26.800km², trong đó Esso Exploration and Production Guyana Ltd. nắm giữ 45% cổ phần; Hess Guyana Exploration Ltd. 30% và CNOOC Nexen Petroleum Guyana Ltd. 25% cổ phần.

Chi Linh (theo ExxonMobil)

Aker BP phát hiện thêm dầu ngoài khơi Na Uy



Tàu khoan Transocean Arctic. Nguồn: Offshore

Aker BP ASA đã hoàn thành khoan giếng tìm kiếm 24/9-12 S và giếng thăm lượng 24/9-12 A (cách giếng 24/9-12 S 850m về phía Tây Nam).

Các giếng được khoan cách mỏ Bøyla 2km về phía Bắc, cách mỏ Alvheim 26km về phía Tây Nam và cách Stavanger 200km về phía Tây Bắc.

Giếng 24/9-12 S được khoan thẳng đứng với tổng chiều sâu mét khoan là 2.251m (tại khu vực nước sâu 2.285m nước), đến hệ tầng Heimdal, Paleocene và đã phát hiện lớp cát kết chứa dầu với chiều dày tầng sản phẩm là 40m.

Giếng 24/9-12 A được khoan thẳng đứng với tổng chiều sâu mét khoan là 2.162m (tại khu vực nước sâu 3.000m nước), đến hệ tầng Hermod, Paleocene và phát hiện lớp cát kết chứa dầu với đặc tính vỉa tốt, có chiều dày khoảng 30m.

Giếng 24/9-12 S và 24/9-12 A khoan bằng tàu khoan Transocean Arctic, đang được sử dụng để khoan giếng 34/2-5 S theo giấy phép khai thác 790 tại phía Bắc Biển Bắc, do Aker BP ASA điều hành.

Linh Chi (theo npd.no)

INDIANOIL TRIỂN KHAI DỰ ÁN ĐƯỜNG ỐNG 22KM TẠI CHENNAI

Indian Oil Corp. (IOC) dự kiến lắp đặt 5 đường ống ngầm với tổng chiều dài khoảng 22km giữa các terminal Ennore và Korukkupet, phía Bắc Chennai với chi phí đầu tư ước tính 7,3 tỷ Rupee.

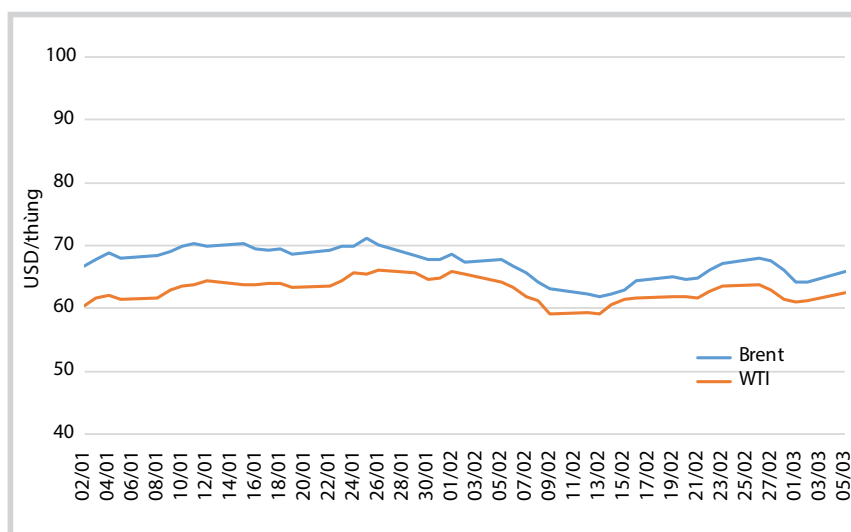
Ông Rakesh Sehgal, Giám đốc điều hành IOC, cho biết dự án này giúp tiết kiệm chi phí vận chuyển và có thể điều chỉnh linh hoạt nguồn cung nhiên liệu theo nhu cầu của thị trường.

Để đảm bảo an toàn vận hành, 3 đường ống mới với độ dày lớn hơn được đặt dưới lòng đất dọc theo tuyến đường sắt để vận chuyển các sản phẩm: xăng dầu và diesel, dầu nhiên liệu và dầu nhờn. Ngoài ra, các đường ống này còn có cáp quang (truyền dữ liệu), tính năng phát hiện rò rỉ, giảm áp, giảm nhiệt và thiết bị ngắt tự động. Các đường ống dẫn này cũng có thể sử dụng cho hoạt động xuất nhập khẩu, đáp ứng nhu cầu về nhiên liệu tại Chennai trong trường hợp Nhà máy Lọc dầu CPCL bảo trì hoặc phục vụ các hoạt động khác.

Trần Linh (theo IOC)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Diễn biến giá dầu thế giới trong Quý I/2018. Nguồn: EIA

Theo Báo cáo mới nhất của Cơ quan Năng lượng Quốc tế - IEA (Oil 2018), trong 3 năm tới, nguồn cung dầu từ Mỹ sẽ đáp ứng 80% nhu cầu của thế giới. Nhờ sự tăng trưởng kinh tế ở châu Á và ngành công nghiệp hóa dầu của Mỹ phục hồi, nhu cầu dầu toàn cầu sẽ tăng 6,9 triệu thùng/ngày đạt 104,7 triệu thùng/ngày vào năm 2023.

Trong phiên giao dịch ngày 5/3/2018, giá dầu WTI giao tháng 4/2018 tăng 1,32 USD (2,2%) lên 62,57 USD/thùng, trong khi giá dầu Brent giao cùng kỳ cũng tăng 1,17 USD/thùng (1,8%) lên 65,54 USD/thùng.

IEA cho biết nhu cầu dầu mỏ và khí đốt toàn cầu trong 5 năm tới sẽ chuyển hướng sang các sản phẩm hóa dầu, giảm tiêu thụ nhiên liệu xăng và diesel. Sự thay đổi này sẽ trở thành thách thức lớn đối với ngành công nghiệp dầu khí khi số lượng các nhà máy lọc dầu giảm mạnh, nhu cầu xăng và diesel tăng trưởng chậm do cải thiện hiệu suất sử dụng nhiên liệu. Sự bùng nổ dầu đá phiến của Mỹ làm tăng nguồn cung của ethane và một loạt dự án mới sẽ được triển khai ở khu vực vịnh Mexico. Trong 5 năm tới, nhu cầu ethane sẽ tăng nhanh nhất với 885 triệu thùng/ngày, naphtha tăng 495 triệu thùng/ngày, LPG tăng 40 triệu

thùng/ngày. Nhiên liệu máy bay sẽ tăng 1,2% đến năm 2023 do tăng nhu cầu đi lại bằng đường hàng không. Tuy nhiên, nhu cầu về xăng và diesel sẽ chỉ tăng 0,7%/năm. IEA cũng cảnh báo rằng sản lượng tăng thêm từ các nhà máy lọc dầu (khoảng 7,7 triệu thùng/ngày) sẽ vượt quá nhu cầu về các sản phẩm tinh chế vào năm 2023 khoảng 3 triệu thùng/ngày.

Giá dầu năm 2018 có khuynh hướng tăng mặc dù còn thách thức phía trước. Đầu tư tăng liên tục trong lĩnh vực nghiên cứu khoa học, phát triển công nghệ cao, các hoạt động hạ nguồn và dịch vụ. Đặc biệt là các hoạt động tìm kiếm, thăm dò các mỏ truyền thống và phi truyền thống, phục hồi đầu tư cho các dự án dầu khí nước sâu, giúp gia tăng ổn định trữ lượng xác minh, đảm bảo sản lượng khai thác tăng bền vững trong kế hoạch trung hạn và dài hạn, trong khi các nguồn năng lượng khác chưa đủ điều kiện để thay thế cho dầu mỏ. Một đặc điểm đổi mới tư duy quản lý trên quy mô toàn cầu là tiết kiệm nguồn dầu thô trong nước, chuyển ngành công nghiệp khí đốt sang thành trụ cột của ngành công nghiệp dầu mỏ truyền thống trong lĩnh vực sản xuất năng lượng (điện, nhiên liệu) và cung cấp nguyên liệu cho công nghiệp hóa



học không chỉ ở những nước giàu tài nguyên khí đốt mà cả các nước giàu dầu thô.

Trung Quốc

Để đối phó với vấn đề ô nhiễm môi trường do các nhà máy nhiệt điện than, Trung Quốc chuyển sang sử dụng khí đốt để sản xuất năng lượng và đang chủ yếu nhập khẩu khí khô từ Liên bang Nga và các nước Trung Á. Tốc độ nhập khẩu LNG cũng tăng nhanh khi Trung Quốc quyết định đóng cửa hơn 100 nhà máy điện than, yêu cầu người dân thay đổi các phương tiện cấp nhiệt bằng than sang LNG... Dự kiến năm 2018, Trung Quốc sẽ vượt

Hàn Quốc trở thành nước nhập khẩu LNG lớn thứ hai trên thế giới và đến năm 2040 sẽ vượt Nhật Bản trở thành nước nhập khẩu LNG đứng đầu thế giới.

Báo cáo triển vọng LNG 2017 của Shell cho thấy mục tiêu của kế hoạch 5 năm lần thứ 13 của Trung Quốc quy định tăng mức tiêu thụ khí đốt lên 45 tỷ m³ (khoảng 33 triệu tấn LNG) vào năm 2020. Khí đốt được dự báo sẽ chiếm 11% trong tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp của Trung Quốc vào năm 2030, trong đó LNG nhập khẩu sẽ hơn 100 tỷ m³ trong tổng nguồn cung khí đốt năm 2030. Dự báo dè dặt nhất cũng

cho thấy Trung Quốc sẽ chiếm 16% trong tổng tiêu thụ khí đốt toàn cầu vào năm 2030.

Trung Quốc nhập khẩu LNG từ Trung Đông, Australia, Indonesia, Malaysia, Na Uy, Mỹ và khí khô từ Myanmar, Thái Lan, Liên bang Nga cũng như các nước Trung Á thuộc Liên Xô cũ bằng đường ống liên quốc gia nhằm đa dạng nguồn cung để hạn chế tác động tiêu cực của các biến động do thiên tai, biến đổi khí hậu, an ninh gây ra. Trung Quốc cũng từng bước tăng đầu tư vào các nhà máy hóa lỏng khí của Liên bang Nga. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Trung Quốc (CNPC) và Quỹ Con đường tơ



Giàn Valhall. Nguồn: Nospetroleum

lựa Trung Quốc (China's Silk Road Fund) nắm giữ lần lượt 20% và 9,9% cổ phần trong doanh nghiệp xuất khẩu LNG Yamal, công suất 16,5 triệu tấn/năm. Hội đồng Hiệp hội Khí đốt Quốc tế (The Council of the International Gas Union) đã bầu Trung Quốc làm Chủ tịch Hội đồng trong giai đoạn 2021 - 2024, chứng tỏ ảnh hưởng của quốc gia này đối với thị trường LNG thế giới.

Australia

Các bang phía Đông Australia đang phải đối mặt với tình trạng thiếu điện, khan hiếm nhiên liệu, giá năng lượng ngày càng cao do chính sách năng lượng liên bang

và chiến lược phát triển công nghiệp theo vùng lãnh thổ bị chi phối bởi các yếu tố chính trị, chủng tộc, lợi ích khác nhau. Để giải quyết khó khăn này, Australia vừa khuyến khích ngành dầu khí xây dựng đường ống để đưa khí đốt từ các bang miền Tây về miền Đông; đồng thời cho phép nhập khẩu LNG cũng như đầu tư phát triển ngành công nghiệp hóa lỏng khí đốt để giảm giá bán nhiên liệu cho các hộ tiêu thụ thông qua giảm chi phí vận chuyển.

Giá khí bán buôn trên thị trường ngắn hạn ở miền Đông Australia trong những năm gần đây tăng lên hơn 9AUD/GJ, thậm chí có tháng tăng đột biến lên 20AUD/GJ, đẩy giá điện lên cao. Do đó, AGL (Australian Gas Liquid) đã lên kế hoạch xây dựng kho chứa nổi và nhà máy tái hóa khí tại Cribpoint ở Đông Nam Australia. Cụm công nghiệp này có thể nhập khẩu 2,5 triệu tấn LNG/năm, bắt đầu vận hành vào năm 2020, từ thị trường giao ngay với nguồn cung trong nước và quốc tế. Giải pháp này giúp AGL có thể đàm phán dựa trên lợi thế cạnh tranh với các nhà cung cấp khí đốt thượng nguồn ở miền Tây Australia và các công ty chủ đường ống dẫn khí để giảm giá khí đầu vào cho các nhà máy phát điện ở các bang miền Đông. Điều này được đánh giá là lựa chọn logic nhất cho hoạt động cung cấp khí ngắn hạn tại miền Đông Australia.

Liên bang Nga

Lukoil hưởng ứng chủ trương cắt giảm sản lượng của Liên bang Nga theo thỏa thuận đã ký với Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) thông qua giảm lượng dầu khai thác ở các mỏ có lợi nhuận thấp (trong điều kiện thị trường hiện nay) và phải chịu thuế cao.

Theo Chiến lược 10 năm, sản lượng khai thác của Lukoil sẽ tăng

trong trung hạn dựa trên công tác phát triển mỏ ở phía Bắc biển Caspi, nơi có hệ số suy giảm sản lượng thấp nhất so với các mỏ truyền thống ở phía Tây Siberia và đẩy mạnh triển khai các đề án ở Uzbekistan. Các mỏ ở phía Tây Siberia vẫn là tài sản chủ yếu, chiếm đến 54% trữ lượng dầu xác minh và 42% sản lượng của Lukoil. Kế hoạch khai thác dầu của Lukoil trong giai đoạn 2018 - 2027 dự báo sẽ đạt sản lượng 790 triệu thùng/năm (khoảng 100 triệu tấn) gồm một số mỏ ở Iran, Iraq, Mexico, với mức đầu tư hàng năm từ 8 - 8,5 tỷ USD. Lukoil chủ trương tăng cường đầu tư để tăng sản lượng nhằm bù lại thiệt hại do giá dầu thấp có thể kéo dài. Đầu tư cơ bản trong 10 năm tới sẽ đạt 80 - 85 tỷ USD. Ông Leonid Fedun, Phó Chủ tịch Lukoil cho biết Lukoil có khả năng khai thác 121 triệu tấn dầu trong năm 2018, 123 triệu tấn trong năm 2019 và 35 - 40 tỷ m³ khí vào năm 2027 cũng như gia tăng trữ lượng dầu quy đổi hàng năm 1,1 - 1,2 tỷ tấn. Ngân sách 2018 - 2020 của Lukoil được tính dựa trên dự báo giá dầu 50USD/thùng với tỷ giá 62 - 64RUB/1USD.

Lukoil đang đầu tư 3 tỷ USD vào Uzbekistan cho các đề án khí đốt trong giai đoạn 2021 - 2022 và đã thương lượng với Tập đoàn Dầu mỏ Quốc gia Iran để tham gia một phần trong đề án phát triển mỏ Ab-Teymour và mỏ Mansouri ở khu vực Trung - Tây Iran. Sản lượng của Lukoil ở mỏ West Qurna-2 tại Iraq đạt 400.000 thùng/ngày và dự kiến sẽ được mở rộng cơ sở hạ tầng, nâng sản lượng lên 500 - 600 nghìn thùng/ngày. Một đề án mới của Lukoil ở Iraq (Lô 10) đang được triển khai với tiềm năng trữ lượng có thể đạt hàng trăm triệu tấn.

Mỹ

Dưới chính quyền của Tổng thống Donald Trump, chủ trương

nâng cao sản lượng dầu khí trong nước được các công ty dầu khí quốc tế và tư nhân thực hiện tốt trong năm 2017 vì giá dầu ngọt nhẹ khai thác từ đá phiến sét có giá cao trên thị trường xuất khẩu, thường đạt mức 55USD/thùng trong lúc giá thành khai thác chỉ khoảng 38 - 40USD/thùng. Ngược lại, giá dầu chua, nặng nhập khẩu từ Venezuela cung cấp cho các nhà máy lọc dầu ở Mỹ luôn dưới 40USD/thùng. Đầu tư vào các hoạt động thương mại nguồn ở Mỹ sau thời gian bị cắt giảm mạnh đã phục hồi, dự kiến tăng 8% trong năm 2018.

Pioneer, một trong những doanh nghiệp đứng đầu về lĩnh vực dầu khí phiến sét, vẫn giữ chương trình tăng sản lượng gấp 4 lần, chủ yếu trong thành tạo Permian, lên 1 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong thập kỷ tới, kéo theo mức gia tăng sản lượng 15%/năm. Theo Chủ tịch Pioneer Tim Dove, Pioneer tập trung khoan ở các khu vực cho sản lượng cao nên sản phẩm thu được có điểm hòa vốn thấp. Do đó, dòng tiền thu về cho Pioneer khá tốt nếu giá dầu ở mức 57USD/thùng trong năm 2018 và nếu giá dầu chỉ ở mức 50USD/thùng thì Pioneer có kế hoạch tăng thêm giàn khoan để thực hiện kế hoạch tăng sản lượng.

EOG, một công ty dầu khí phi truyền thống khác cho biết mục tiêu gia tăng sản lượng hàng năm 15 - 25% vẫn giữ nguyên khi giá dầu ở mức 50USD/thùng và chi phí đầu tư của EOG vẫn bằng năm 2017.

Devon Energy thông báo chi phí đầu tư năm 2017 giảm 12% so với kế hoạch được duyệt nhưng doanh thu và sản lượng vẫn tăng 20%. Trong năm 2018, Devon Energy sẽ tăng sản lượng ở Permian lên 30%.

Sản lượng dầu khí Mỹ trong năm 2018 vẫn tăng dù dự báo giá dầu khó

phục hồi như kỳ vọng. EIA cho rằng sản lượng dầu phi truyền thống của Mỹ cuối năm 2018 sẽ đạt 7,83 triệu thùng/ngày, cao hơn năm ngoái 350.000 thùng/ngày, hy vọng giá dầu trung bình không dưới 60USD/thùng và lợi nhuận của các doanh nghiệp thương mại sẽ tiếp tục tăng. Việc tăng hay giảm sản lượng của các doanh nghiệp dầu khí Mỹ sẽ phụ thuộc vào các quyết định nhằm tối ưu lợi nhuận theo chiến lược trung hạn và dài hạn của từng đối tượng cụ thể.

Kuwait

Công ty Dầu Kuwait (KOC) có kế hoạch nâng sản lượng khí đốt Jurassic từ mức 170 triệu ft³/ngày lên 0,52 tỷ ft³/ngày, bắt đầu từ năm 2018. Sản lượng condensate có thể tăng lên mức 200 nghìn thùng/ngày và có thể đạt 4 triệu thùng/ngày vào năm 2020. KOC đã gọi thầu hợp đồng công nghệ, mua sắm và xây dựng giá trị 3,6 tỷ USD nhằm mục tiêu gia tăng thêm 590 triệu ft³ khí và 200 nghìn thùng dầu nhẹ/ngày từ các mỏ Jurassic. Sản lượng thương mại có thể đạt 1,1 tỷ ft³/ngày vào năm 2023. Tuy nhiên, các mỏ Jurassic ở sâu, đá chứa có độ rỗng và độ thấm thấp, khí chứa nhiều lưu huỳnh đòi hỏi công nghệ cao, vốn đầu tư lớn đẩy giá thành khí cao đến 6 - 8USD/triệu Btu. Đây sẽ là trở ngại lớn đối với việc kêu gọi đầu tư nước ngoài khi giá khí trong nước chỉ ở mức 1,5USD/triệu Btu do khí đồng hành có chi phí thăm dò, khai thác gần như bằng 0.

Hiện nay, Kuwait nhập khẩu gần 2,4 triệu tấn LNG/năm qua thiết bị chứa nổi và trạm tái hóa khí ở Mina' al Ahmadi; đang xây dựng một terminal trên đất liền có công suất 22 triệu tấn/năm tại cảng Al-Zour, miền Nam Kuwait, dự kiến sẽ hoàn thành và đưa vào sử dụng vào năm 2020.

Công ty Dầu khí Quốc gia Kuwait (KNPC) đang xây dựng một nhà máy lọc dầu mới với công suất 615 nghìn thùng/ngày tại Al-Zour và nâng cấp một số nhà máy khác tại Mina Abdulllah để sản xuất nhiên liệu sạch, dự kiến hoàn thành vào năm 2019. Các nhà máy lọc dầu Kuwait sẽ sản xuất và xuất khẩu sản phẩm lọc trung gian và nhiên liệu nhẹ, gồm xăng, diesel đạt tiêu chuẩn Euro 4 vào năm 2020. Kuwait chủ trương tiết kiệm bán dầu thô và tăng cường sản xuất các sản phẩm dẫn xuất chất lượng sạch để xuất khẩu. Đây là tiền đề để phát triển công nghiệp khí phục vụ cho sản xuất điện và hóa khí (gas-chemistry) đồng thời hỗ trợ đặc lực cho an ninh năng lượng lâu dài.

Brazil

StatOil mua 66% quyền lợi của Petrobras tại mỏ Carcara với giá 2,5 tỷ USD năm 2017; đồng thời liên doanh với Galp và ExxonMobil tham gia đấu thầu Lô Carcara North. StatOil cũng đồng ý bán 33% quyền lợi tại Lô BM-S-8 cho ExxonMobil với giá 1,3 tỷ USD. Các doanh nghiệp này đang tiến hành kế hoạch phát triển mỏ với mục tiêu khai thác dòng dầu đầu tiên vào thập niên tới. Sản lượng khai thác từ các mỏ trưởng thành thuộc tầng dầu nằm trên lớp muối đã tăng gấp đôi trong 2 năm qua, đạt 1,7 triệu thùng/ngày. Với giá dầu cơ sở 50USD/thùng, các mỏ trên được đánh giá có hiệu quả kinh tế tốt. Shell cho biết các mỏ thuộc tầng chứa dưới muối có lợi nhuận tốt khi giá dầu ở mức 40USD/thùng.

PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (tổng hợp)

NGHIÊN CỨU MỐI LIÊN HỆ GIỮA CÁC THÀNH TẠO NÚI LỬA TRẺ VỚI BỂ CỬU LONG

Việt Nam có nhiều núi lửa đã hoạt động ở Tây Nguyên, ngoài biển trong kỷ Đệ Tứ (gần nhất ghi nhận được là ở Hòn Tro ngoài biển Bình Thuận năm 1923). Sơ đồ phân bố núi lửa trẻ ở Việt Nam và lân cận cho thấy có thể tồn tại núi lửa từ Nghệ An qua vịnh Bắc Bộ lên phía Bắc đảo Hải Nam (Trung Quốc) khi các giếng khoan phía Tây đảo Hải Nam gặp nhiều CO₂, mảnh đá bọt núi lửa trôi dạt ở đảo Bạch Long Vĩ (Việt Nam).

Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam đã phân tích chi tiết mẫu móng granitoid về thành phần khoáng vật, loại đá, tính chất vật lý qua hệ thống khe nứt ở móng granitoid bể Cửu Long. Hàng trăm mẫu khoan ở bể này gặp các đá phun trào basalt, andesite... rất trẻ (vì là mạch cắt ngang cả các trầm tích Miocene).

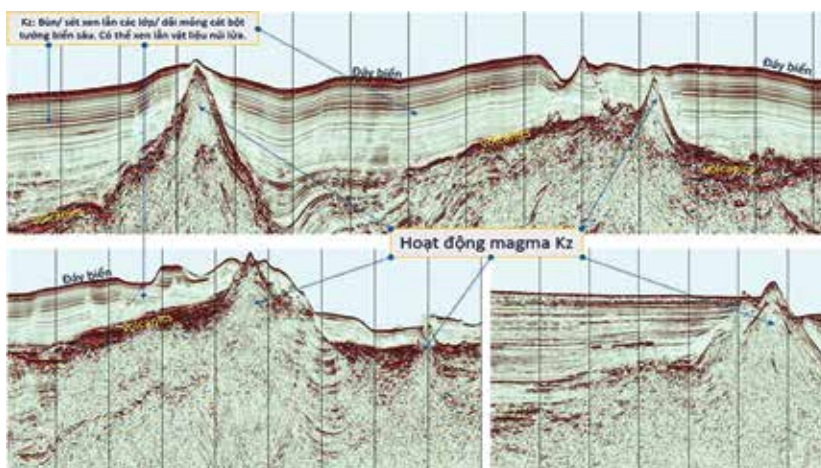
Đồng thời, VPI-Labs đã khảo sát khu vực Tây Nguyên, Nghệ An để tìm mối liên hệ giữa các thể granitoid, các thành tạo núi lửa ở khu vực này với bể Cửu Long. Qua tổng hợp - minh giải tài liệu phân tích ở bể Cửu Long có thể đưa ra nhận xét chung như sau:

- Hình dạng: núi lửa có dạng nón, phễu ngược... còn dung nham lava basalt ở dưới dạng lớp phủ hay rất đặc biệt như ở gành Đá Đĩa (Phú Yên) ngoài ra vài nơi basalt, đá mafic ở dưới dạng mạch dyke;

- Cấu tạo của các thành tạo núi lửa ở Việt Nam khác nhau, có thể gồm 2 dạng ở 2 khu vực riêng biệt:

- + Tại khu vực Tây Nguyên, Nghĩa Đàn - Nghệ An..., núi lửa có dạng hình nón cụt rất rõ, có lớp phủ basalt, có dạng cột columnar basalt.

- + Ở Vĩnh Linh - Quảng Trị có lớp tro bụi núi lửa dày và rộng nhất Việt Nam, có lớp phủ basalt nhưng không thấy dạng



Hình 1. Một mặt cắt địa chấn ngoài biển có núi lửa Cenozoic. Nguồn: PVEP



Hình 2. Vách đá trầm tích núi lửa Hang Cầu, đảo Lý Sơn. Ảnh: Hiền Cử

núi lửa nào, trừ đảo Cồn Cỏ ngoài khơi.

- + Ở vùng ven biển từ đảo Cồn Cỏ (Quảng Trị), đảo Lý Sơn (Quảng Ngãi), đảo Phú Quý: Các lớp basalt và các lớp tro bụi núi lửa (tuff) xen kẽ nhau.

- + Ở bể Cửu Long có thể có nhiều các dạng mạch dyke.

Nhiều mặt cắt địa chấn ngoài biển được minh giải cho thấy có tồn tại các thể núi lửa trẻ.

Các phun trào núi lửa ở đảo Cồn Cỏ, Lý Sơn, Phú Quý xảy ra cách đây hơn nghìn năm - rất mới so với thời gian địa chất. Dung nham lava basalt đông cứng thành đá ngay khi ra khỏi lò magma. Tro bụi núi lửa ash là những hạt nhỏ có khi thành mây (như khói bụi, lẫn bom, cuội...) rơi xuống thành lớp phủ. Tuy nhiên, ở các đảo trên, tro bụi lại đông cứng thành đá tuffs rắn chắc, chịu đựng được các tác động mạnh của thiên nhiên qua cả



Hình 3. Basalt cột columar basalts ở gành Đá Đĩa, Phú Yên. Nguồn: Hodadi.com



Hình 4. Đảo Hòn Hải. Ảnh: Hải An



Hình 5. Núi lửa cổ Hàm Rồng (Tây Nguyên). Nguồn: Báo Gia Lai

ngìn năm... Có ý kiến cho rằng có thể vật liệu dạng tro bụi rất nóng đủ để liên kết với nhau. Khi phân tích lát mỏng các đá tuff trẻ cho thấy có nhiều thủy tinh (glass)?

Về vấn đề này, VPI-Labs đã đối chiếu với hiện tượng xuất hiện rất nhiều zeolite ở các tầng trầm tích ở bể Cửu Long, nhất là ở khu vực Đông Bắc của bể. Khu vực này vật chất hữu cơ cũng bị biến đổi nhiệt cao trong trầm tích Oligocene, chỉ số SCI đạt tới 9 - 10. Trong phân tích Xray sét thấy không còn smectite và cũng thấy nhiều khoảng địa tầng chứa mạch basalt. Zeolite ảnh hưởng rất nhiều đến khả năng chứa, thấm của đá trầm tích, khả năng zeolite ở vùng này sinh sau, ngoại lai không xảy ra trong quá trình trầm tích.

Về thành tạo Zeolite ở bể Cửu Long, các tài liệu phân tích ở bể Cửu Long, các nghiên cứu của VPI-Labs chỉ ra rằng có thể qua mô hình thành tạo zeolite: các sản phẩm núi lửa, nhiệt dịch... gặp môi trường pH = 7 (nước biển) zeolite sẽ được tạo thành. Cùng với các quan sát khác cho thấy các thành tạo núi lửa ở đảo Lý Sơn có thể đã phun trào dưới biển. Mẫu đá tuff, basalt ở Lý Sơn đang được phân tích... sẽ xác định rõ hơn nguyên nhân gắn kết của các tro bụi núi lửa rất trẻ ở các đảo núi lửa ven biển và cũng gián tiếp giải thích tại sao Tây Nguyên, Nghĩa Đàn không thấy các lớp đá tuff.

Về đảo Hòn Hải, cách đảo Phú Quý 64km về phía Đông Nam có cấu tạo phân lớp. Nhiều ý kiến cho rằng đó là các trầm tích Pliocene. Tác giả cho rằng điều này khó xảy ra, vì toàn thềm lục địa Việt Nam các trầm tích Miocene muộn - Đệ Tứ thường chưa gắn kết thành đá, nên cấu tạo phân lớp qua hình ảnh rất có thể là cấu tạo xen kẽ của các đá tuff, basalt như ở các đảo trên.

Phan Huy Quynh