

Dầu Khí



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

■ SỐ 12 - 2017

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

TIỂU ĐIỂM

RÀ SOÁT CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC CHẾ BIẾN DẦU KHÍ TRONG BỐI CẢNH MỚI



Tiểu ban Hòa - Chế biến Dầu khí cho rằng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang trong giai đoạn tái cấu trúc, khi tham gia vào các dự án lọc hóa dầu và tiến hành cổ phần hóa các doanh nghiệp, sẽ định hướng đến tỷ lệ vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, do đó cần phải rà soát, xem xét/ điều chỉnh chiến lược phát triển nói chung và lĩnh vực chế biến dầu khí nói riêng.

Ngày 15 - 16/12/2017, Tiểu ban Hòa - Chế biến Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ II trong nhiệm kỳ 2017 - 2019. Kỳ họp đã tập trung phân tích các cơ hội và thách thức của các nhà máy lọc hóa dầu ở Việt Nam, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; công tác chuẩn bị vận hành Liên hợp lọc hóa dầu Nghi Sơn; giải pháp nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để chất lượng sản phẩm xăng dầu đạt tiêu chuẩn mức 4 Việt Nam/Euro 5. Tiểu ban đã nghe giới thiệu về công nghệ WSA - chuyển vốn đầu tư từ chi phí đầu tư cơ bản (CAPEX) sang chi phí vận hành (OPEX).

Các dự án lọc hóa dầu đầu tiên tại Việt Nam gồm: Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (2021), Dự án Liên hợp lọc hóa dầu Nghi Sơn (2018), Dự án Nhà máy Lọc dầu Vũng Rô (2021 - 2025), Dự án Nhà máy Lọc dầu Nam Văn Phóng (2021 - 2025), Tổ hợp lọc hóa dầu từ khí Cà Mau Xam (2023 - 2025) và một số dự án khác như dự án tách ethane từ T5 hợp hóa dầu miền Nam, dự án NH, và dẫn xuất, dự án sản xuất polypropylene (Vũng Tàu), dự án condensate Cải Mập.

Cơ hội của lĩnh vực lọc hóa dầu là có nguồn cung dầu thô dồi dào, giá của các loại dầu thô chất lượng cao với dầu chấu chênh lệch thấp nên ưu tiên chế biến các loại dầu nặng, nhẹ để tiết kiệm năng lượng và cho lợi nhuận cao các mỏ khí mới phát triển ưu tiên nguyên liệu cho hóa dầu... Tuy nhiên, lĩnh vực này cũng đang phải đối diện với thách thức rất lớn khi giá dầu thô và sản phẩm liên tục biến động ảnh hưởng đến kế hoạch sản xuất kinh doanh, lượng hàng tồn kho và hiệu quả kinh tế xu hướng sử dụng động cơ tiết kiệm nhiên liệu, xe điện phát triển mạnh, việc đảm bảo dự án cơ sở xuất khẩu dầu thô và đa dạng hóa sản phẩm cần đầu tư công nghệ phát triển, nguồn vốn lớn...

Tên cơ sở đó, Ban Chế biến Dầu khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất các giải pháp về cơ chế, chính sách, quản trị và khoa học công nghệ, thị trường nguyên liệu, thị trường sản phẩm, thu nhập và tài trợ vốn... Về lĩnh vực nghiên cứu phát triển, cần đầu tư mạnh theo hướng đảm bảo năng lực từ vốn của chuyên ngành hóa dầu và nghiên cứu chuyển sang một số công nghệ sản

4 **tiểu điểm** số 12/2017

TIỂU ĐIỂM

PHÁT TRIỂN SẢN LƯỢNG ĐIỆN 2017 ƯỚC ĐẠT 20,529 TỶ KWH



PV POWER

Trong năm 2017, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đã quản lý, vận hành sản xuất các nhà máy điện ổn định, tuyệt đối an toàn và đạt hiệu quả cao. Tổng sản lượng điện ước đạt 20,529 tỷ kWh, trong đó Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 ước đạt 7,995 tỷ kWh, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 ước đạt 2,733 tỷ kWh, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 ước đạt 4,319 tỷ kWh, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 ước đạt 4,4 tỷ kWh... Tổng doanh thu của PV Power ước đạt 30,867 tỷ đồng (vượt 6% kế hoạch năm), lợi nhuận trước thuế ước đạt 2,503 tỷ đồng (vượt 83% kế hoạch năm), nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 1,374 tỷ đồng (vượt 24% kế hoạch năm). Tổng công ty đã tiết giảm chi phí 290 tỷ đồng từ chi phí nhiên liệu, nguyên liệu, vật tư thiết bị, năng lượng...

Tổng công ty đã triển khai công tác bảo dưỡng, sửa chữa định kỳ tại Nhà máy Thủy điện Hòa Bình, Nhà máy Điện Cà Mau 1, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, đang triển khai dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 đảm bảo an toàn, hiệu quả, vượt trước tiến độ đề ra.

Đồng thời, Tổng công ty đã hoàn thành các bước quan trọng trong công tác cổ phần hóa Công ty mẹ và được Chính phủ duyệt phương án cổ

6 **tiểu điểm** số 12/2017

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

18. Sử dụng phương pháp đặc trưng địa hóa để xác định hướng dịch chuyển của nước trong khai thác dầu khí

23. Đặc điểm môi trường, tướng trầm tích của trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ

29. Phân tích tính chất sản phẩm khí, condensate mỏ Thái Bình nhằm bổ sung cho hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

35. Tối ưu hiệu quả thu hồi sản phẩm LPG tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cốc



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

43. Đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống bị hư hỏng theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1



CÔNG NGHIỆP ĐIỆN

51. Quản lý chất lượng và đặc tính kỹ thuật của than nhập khẩu, năng cao hiệu quả vận hành thương mại của các nhà máy nhiệt điện than

THAM DO - KHAI THÁC DẦU KHÍ

SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP ĐẶC TRƯNG ĐỊA HÓA ĐỂ XÁC ĐỊNH HƯỚNG DỊCH CHUYỂN CỦA NƯỚC TRONG KHAI THÁC DẦU KHÍ

Kiểu Anh Trung*, Nguyễn Minh Quý*, Lê Thị Thu Hoàng*
Trường Đại học*, TP. Hồ Chí Minh*, Hoàng Long*

Văn Tuấn Anh Việt Nam
Tổng công ty Thăm dò và khai thác dầu khí (PVDR)
Email: trung.a@pvdr.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu phương pháp sử dụng các đặc trưng địa hóa để đánh giá và xác định hướng dịch chuyển của nước khai thác. Trong đó, thành phần hóa học của nước ở cùng cấp thống trị về nguồn gốc để nước cũng như các tương tác với đá - nước và độ nhớt ra trong quá trình thành tạo và dịch chuyển của nước. Tỷ lệ đồng vị $^{34}\text{S}/^{32}\text{S}$ cũng được sử dụng để phân biệt các lớp trầm tích và nguồn gốc thành tạo của nước, và để đánh giá hướng dịch chuyển của nước. Nghiên cứu đã được áp dụng vào thực địa để xác định nguồn gốc của nước và tổng năng lượng của nó thuộc bể Cửu Long, cho phép dự báo cũng như kiểm soát quá trình ngập nước của mỏ và tái bơm, góp phần nâng cao hiệu quả khai thác dầu khí.

Từ khóa: Nước, nguồn gốc, đồng vị, tổng năng, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Nước và thường là các phân tử nước bị bẫy lại trong các hệ thống rỗng của lớp trầm tích hoặc do sự thẩm thấu theo các mạch nước ngầm qua các đứt gãy (Hình 1). Nguồn gốc tạo thành của nước và trong các cấu trúc địa chất tại độ sâu lớn và nhiệt độ cao có thể được xác định thông qua phân tích thành phần hóa học của nước và các nguyên tố đồng vị [1].

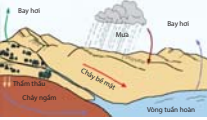
Sau một thời gian khai thác, một số giếng có hiện tượng ngập nước, thậm chí ở cả các mỏ chưa bơm ép nước. Đối với các mỏ đã bơm ép nước, xác định thời điểm nước xâm nhập hoặc tỷ lệ nước bơm ép với nước vỉa tại chỗ rất quan trọng. Do vậy, việc xác định hướng dịch chuyển của nước trong vỉa là cần thiết để tối ưu khai thác cũng như quá trình bơm ép trong giai đoạn khai thác thứ cấp sau này.

Xác định hướng dịch chuyển của nước và thường dựa trên phân tích và đánh giá các đặc trưng địa hóa của nước. Trong đó, các nghiên cứu về thành phần hóa học các ion có trong nước và tỷ lệ đồng vị $^{34}\text{S}/^{32}\text{S}$ thường được sử dụng và cho kết quả tốt, giúp xác định nguồn gốc của nước và, các tương tác giữa nước và đá vỉa, quá trình dịch chuyển của nước và sự phân bố giữa các nguồn nước khác nhau [2].

Bài báo giới thiệu phương pháp phân tích thành phần hóa học của nước kết hợp với phân tích tỷ lệ đồng vị $^{34}\text{S}/^{32}\text{S}$ trong việc xác định hướng dịch chuyển của nước vỉa. Nhóm tác giả cũng áp dụng phương pháp để xác định nguồn gốc nước và tổng năng của một

mỏ thuộc bể Cửu Long có hiện tượng ngập nước cao trong quá trình khai thác. Kết quả của nghiên cứu góp phần nâng cao hiệu quả quản lý mỏ, duy trì áp suất vỉa và tối ưu khai thác.

Nước kiến tạo	Nước anhydrit	Nước có nguồn gốc do hoạt động núi lửa, nằm trong đá trong khu tương đồng với nước biển.
Nước nguyên sinh	Nước nhiệt độ	Nước bắt nguồn từ lớp vỏ manti của hạt đất và chưa bao giờ tham gia vào vòng tuần hoàn của nước.
Nước magma	Nước từ magma	Nước có nguồn gốc từ đá magma và nằm ẩn tàng với các tinh thể magma nguyên mẫu.
Nước khí tương	Nước khí tương	Bất kỳ loại nước nào xuất hiện trong vòng tuần hoàn nước trên bề mặt trong bất kỳ thời kỳ lịch sử (mưa, tuyết, băng rã, nước sông, nước hồ, nước ngầm).
Nước đại dương	Nước đại dương	Nước có nguồn gốc từ nước biển đã được (bắn nóng, biến đổi hoặc nước tự).



Hình 1. Vòng tuần hoàn của nước [2]

Ngày nhận bài: 03/01/2017; Ngày phân tích bài: 03/01/2017; Ngày nhận được duyệt: 07/01/2017

18 | **Kiểu Anh Trung*** | Số 12/2017

FOCUS

Development strategy for the petroleum processing sector to be reviewed in the new context 4

PVEP’s overseas production exceeds its planned targets 6

PV GAS overfulfils its production plan by 3 - 35% 8

PV Power’s electricity production reaches 20.529 billion kWh 10

Dung Quat Refinery stabilises crude oil supplies and products 12

PV OIL pioneers the trading of E5 Ron 92 bio-fuel 15

VPI focuses on development of scientific and technological products 16

SCIENTIFIC RESEARCH

Using geochemical method to determine the migration of formation water 18

Paleoenvironment and, facies characteristics of Miocene sequences in Bach Long Vi area 23

Analysing the properties of Thai Binh gas and condensate products to update the oil and gas database of Vietnam 29

Optimising the efficiency of recovering LPG products at Dinh Co Gas Processing Plant 35

Fitness for service assessment of damaged equipment and pipeline in accordance with API 579-1/ASME FFS-1 standard 43

Management of quality and technical properties of imported coal, improving commercial operation efficiency of coal-fired thermal power plants 51

Constructing a database and software for management of investments in overseas petroleum exploration and production projects 57

NEWS

New regulation on removal of oil and gas installations, equipment and facilities 67

PVEP POC meets its production targets of 425,000 tons of oil before schedule 69

Vietsovpetro and PVC co-operate in implementing wind power project offshore Vietnam 70

PV Drilling VI platform undertakes drilling campaign in Malaysia 71

BP to build lubricant blending plant in China 72

ExxonMobil makes oil discovery offshore Equatorial Guinea 73

KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

57. Xây dựng cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý hoạt động đầu tư tại các dự án thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

61. Mô hình địa cơ học sử dụng đặc tính kép rỗng - đàn hồi ngăn chặn liên kết nứt vỉa và nhiều giếng

RÀ SOÁT CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC CHẾ BIẾN DẦU KHÍ TRONG BỐI CẢNH MỚI



Kỳ họp lần thứ II nhiệm kỳ 2017 - 2019 của Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí. Ảnh: Lê Khoa

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang trong giai đoạn tái cấu trúc, khi tham gia vào các dự án lọc hóa dầu và tiến hành cổ phần hóa các doanh nghiệp, sẽ ảnh hưởng đến tỷ lệ vốn góp của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, do đó cần phải rà soát, xem xét/điều chỉnh chiến lược phát triển nói chung và lĩnh vực chế biến dầu khí nói riêng.

Ngày 15 - 16/12/2017, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ II trong nhiệm kỳ 2017 - 2019. Kỳ họp đã tập trung phân tích các cơ hội và thách thức của các nhà máy lọc hóa dầu ở Việt Nam, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; công tác chuẩn bị vận hành Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn; giải pháp nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để chất lượng sản phẩm xăng dầu đạt tiêu chuẩn mức 4 Việt Nam/Euro 5. Tiểu ban đã nghe giới thiệu về công nghệ WSA - chuyển vốn đầu tư từ chi phí đầu tư cơ bản (CAPEX) sang chi phí vận hành (OPEX).

Các dự án lọc hóa dầu mới tại Việt Nam gồm: Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (2021), Dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn (2018), Dự án Nhà máy Lọc dầu Vũng Rô (2021 - 2025), Dự án Nhà máy Lọc dầu Nam Vân Phong (2021 - 2025), Tổ hợp hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh (2023 - 2025) và một số dự án khác như: dự án tách ethane từ Tổ hợp Hóa dầu miền Nam, dự án NH₃ và dẫn xuất, dự án sản xuất polypropylene (Vũng Tàu), dự án condensate Cái Mép.

Cơ hội của lĩnh vực lọc hóa dầu là có nguồn cung dầu thô dồi dào, giá của các loại dầu thô chất lượng cao với dầu chưa chênh lệch thấp nên ưu tiên chế biến các loại dầu ngọt, nhẹ để tiết kiệm năng lượng và cho lợi nhuận cao; các mỏ khí mới phát triển ưu tiên nguyên liệu cho hóa dầu... Tuy nhiên, lĩnh vực này cũng đang phải đối diện với thách thức rất lớn khi giá dầu thô và sản phẩm liên tục biến động ảnh hưởng đến kế hoạch sản xuất kinh doanh, lượng hàng tồn kho và hiệu quả kinh tế; xu hướng sử dụng động cơ tiết kiệm nhiên liệu, xe điện phát triển mạnh; việc đảm bảo dự án có công suất chế biến lớn và đa dạng hóa sản phẩm cần đầu tư công nghệ phức tạp, nguồn vốn lớn...

Trên cơ sở đó, Ban Chế biến Dầu khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất các giải pháp về cơ chế, chính sách, quản trị và khoa học công nghệ, thị trường nguyên liệu, thị trường sản phẩm, thu xếp và tài trợ vốn... Về lĩnh vực nghiên cứu phát triển, cần đầu tư mạnh theo hướng đảm bảo năng lực tư vấn lựa chọn công nghệ hóa dầu và nghiên cứu chuyên sâu một số công nghệ sản



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

xuất sản phẩm hóa dầu; áp dụng hệ thống quản trị (ERP) định hướng lựa chọn công nghệ, thiết bị để tiết kiệm chi phí đầu tư, vận hành; nâng cấp và phát huy hiệu quả của hệ thống quản trị rủi ro ngay từ giai đoạn chuẩn bị đầu tư; chủ động trong công tác bảo dưỡng, sửa chữa; nghiên cứu các giải pháp tối ưu hóa năng lượng, phụ trợ để tăng khả năng cạnh tranh của nhà máy khi đi vào vận hành ổn định...

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí cho rằng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang trong giai đoạn tái cấu trúc, khi tham gia vào các dự án lọc hóa dầu lớn và tiến hành cổ phần hóa các doanh nghiệp, tỷ lệ vốn góp sẽ ảnh hưởng đến vai trò điều phối của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, do đó cần phải rà soát, xem xét/điều chỉnh chiến lược phát triển nói chung và lĩnh vực chế biến dầu khí nói riêng trong bối cảnh mới; đánh giá lại cơ hội và thách thức trong điều kiện mới để đề xuất điều chỉnh chiến lược khả thi cho khâu

sau nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung để vượt qua khó khăn, phát triển bền vững.

Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết trong thời gian qua đã thực hiện các giải pháp tối ưu hóa năng lượng (7 giải pháp tối ưu hóa vận hành và 13 giải pháp cải hoán), tối ưu hóa công nghệ, công suất và sáng kiến cải tiến, tối ưu hóa hóa phẩm xúc tác, dầu thô và sản phẩm, tiết giảm chi phí... BSR cũng đang triển khai các giải pháp dài hạn, tái cơ cấu chuyển đổi mô hình công ty - nhà máy gồm 3 khối sản xuất - kinh doanh - quản lý; cổ phần hóa; nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Nhiệm vụ "Nghiên cứu phương án nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để chất lượng sản phẩm xăng dầu đạt tiêu chuẩn mức 4 Việt Nam/Euro 5" được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu trên cơ sở tình hình thu xếp vốn, đảm bảo mục tiêu hiệu quả kinh tế. VPI kiến

nghị 2 trường hợp cơ sở: giai đoạn 1 (2021) nâng chất lượng sản phẩm đạt tiêu chuẩn Euro 5 với phương án nâng cấp tối thiểu kết hợp với nâng cao hiệu quả vận hành; giai đoạn 2 (2031) nâng cấp mở rộng (nguyên liệu dầu thô linh động) và tích hợp hóa dầu (từ dầu và từ khí Cá Voi Xanh). Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đề nghị VPI phối hợp với ExxonMobil để tích hợp các công nghệ tốt nhất; cập nhật phương án nâng cấp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất do BSR chủ động xây dựng.

Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí yêu cầu các đơn vị tiếp tục nghiên cứu, triển khai các giải pháp kỹ thuật công nghệ, cơ cấu sản phẩm, thị trường để nâng cao hiệu quả hoạt động trong bối cảnh mới. Trong đó, VPI và các ban chuyên môn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục làm việc với các đối tác nước ngoài (trong đó có ExxonMobil, Haldor Topsoe...) để đánh giá, cập nhật/hoàn thiện đề xuất về công nghệ phù hợp với tình hình hiện nay.

Lê Khoa

PVEP HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU TẠI NƯỚC NGOÀI



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chứng kiến các đơn vị trực thuộc PVEP ký giao ước thi đua. Ảnh: PVEP

Với việc triển khai đồng bộ các giải pháp, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) tiếp tục nâng cao hiệu quả quản lý tại 43 dự án dầu khí ở trong và ngoài nước, đảm bảo tiến độ, chất lượng triển khai dự án và tối ưu/tiết giảm chi phí đầu tư, chi phí quản lý và giảm giá thành sản phẩm với tổng giá trị tiết giảm năm 2017 lên đến 340 triệu USD. Năm 2017 ghi nhận lần đầu tiên PVEP hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng khai thác dầu tại nước ngoài.

Năm 2017, PVEP phải đối mặt với các thách thức do giá dầu duy trì ở mức thấp, các mỏ dầu suy giảm sản lượng tự nhiên, cắt giảm đầu tư do thiếu nguồn vốn cho công tác khoan tìm kiếm thăm dò... Với việc triển khai các giải pháp đồng bộ và linh hoạt, PVEP đã nỗ lực vượt khó, về đích trước kế hoạch sản lượng khai thác 44 ngày và vượt các chỉ tiêu được giao.

Trong công tác tìm kiếm thăm dò, PVEP đã hoàn thành thu nổ 1.026km địa chấn 2D và 416 km² địa chấn 3D, triển khai 6 giếng khoan thăm dò thăm lượng với kết quả gia tăng trữ lượng là 1 triệu tấn quy dầu, đạt 100% kế hoạch năm. Tổng sản lượng khai thác của PVEP đạt 4,96 triệu tấn quy dầu, đạt 113% kế hoạch năm. Trong đó, sản lượng khai thác dầu/condensate đạt 3,87 triệu tấn, đạt 109% kế hoạch năm; sản lượng

khí đạt 1,09 tỷ m³, đạt 130% kế hoạch năm. Năm 2017 là năm đầu tiên PVEP hoàn thành vượt mức kế hoạch (đạt 115%) sản lượng khai thác dầu tại nước ngoài.

Tổng doanh thu của PVEP ước đạt 34,05 nghìn tỷ đồng, đạt 111% kế hoạch năm (tăng 10% so với cùng kỳ năm 2016); nộp ngân sách Nhà nước 8,63 nghìn tỷ đồng, đạt 123% kế hoạch năm; lợi nhuận trước thuế ước đạt 8,18 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế ước đạt 3,52 nghìn tỷ đồng. Dòng tiền của PVEP đảm bảo an toàn thanh khoản với số dư tại thời điểm 18/12/2017 đạt 10,90 nghìn tỷ đồng. Ước tính tổng tài sản của PVEP tại thời điểm 31/12/2017 là 135 nghìn tỷ đồng và vốn chủ sở hữu là 70,70 nghìn tỷ đồng.

Trong năm 2017, PVEP đã hoàn thành và đưa vào khai thác Dự án thu gom khí mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a); Dự án lắp đặt hệ thống tách - xử lý - xả nước nổi với giàn WHP-H1



Mỏ Bir Seba Algeria. Ảnh: Hoàng Long

Năm 2017, PVEP quản lý 43 dự án dầu khí trong và ngoài nước, tiếp tục nâng cao hiệu quả quản lý dự án, đảm bảo tiến độ, chất lượng triển khai dự án và tối ưu/tiết giảm chi phí đầu tư, chi phí quản lý và giảm giá thành sản phẩm với tổng giá trị tiết giảm lên đến 340 triệu USD. PVEP cũng thực hiện các giải pháp đột phá về kinh tế tài chính, kỹ thuật và quản lý điều hành, giúp tiết giảm chi phí/đầu tư dự án (203 triệu USD), làm lợi từ các sáng kiến/giải pháp (102 triệu USD), giảm giá hợp đồng dịch vụ (~24 triệu USD), giảm lãi suất ngân hàng cho các khoản vay (~74 tỷ đồng); tiết kiệm chi phí quản lý điều hành (~54 tỷ đồng).

mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1), sớm hơn kế hoạch 11 ngày. PVEP đã vận hành ổn định hệ thống các mỏ nhằm đảm bảo hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác, tối ưu hóa vị trí giếng khoan phát triển, đảm bảo công tác thi công và đưa các giếng vào khai thác đúng hạn trong năm 2017, đồng thời tiếp tục nghiên cứu, đề xuất các giải pháp, phương án phát triển đột phá. Bên cạnh đó, PVEP đã hoàn thành việc tiếp nhận vận hành dự án Lô 01/97 - 02/97, Lô 01/17 - 02/17 đảm bảo tuyệt đối an toàn và duy trì khai thác liên tục. PVEP cũng đã rà soát, tối ưu phương án phát triển của các dự án khác, đề xuất giãn tiến độ một số dự án phù hợp với tình hình thực tế; đề xuất các giải pháp vận hành các mỏ tận thu khai thác.

Với việc triển khai 43 dự án dầu khí ở trong và ngoài nước, PVEP tiếp tục nâng cao hiệu quả quản lý dự án, đảm bảo tiến độ, chất lượng triển khai dự án và tối ưu/tiết giảm chi phí đầu tư, chi phí quản lý và giảm giá thành sản

phẩm với tổng giá trị tiết giảm lên đến 340 triệu USD.

Trong năm 2018, PVEP tập trung vào khai thác an toàn, hiệu quả các mỏ đang và sẽ khai thác, nghiên cứu và triển khai các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu, đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí trong và ngoài nước là 3,66 triệu tấn dầu quy đổi (của toàn dự án là 9,77 triệu tấn dầu quy đổi).

Để phát triển bền vững trong dài hạn, PVEP đã và đang tiếp tục hoàn thiện Đề án tái cơ cấu tổng thể PVEP giai đoạn 2017 - 2020, đánh giá chất lượng tài sản dầu khí, danh mục đầu tư, đề xuất các phương án tài chính khả thi, các giải pháp triển khai trong đầu tư/tài chính, trong tổ chức/nguồn nhân lực. PVEP cũng sẽ tiến hành nghiên cứu và đề xuất về cơ chế quản lý, điều hành các dự án dầu khí phù hợp với pháp luật và quy chế, quy định hiện hành, đảm bảo hiệu quả cao nhất cho lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Mạnh Hòa



PV GAS

VƯỢT MỨC KẾ HOẠCH SẢN LƯỢNG TỪ 3 - 35%

Năm 2017, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) tiếp tục hiệu quả sản xuất kinh doanh cao, hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng từ 3 - 35%, chỉ tiêu tài chính vượt 22 - 76% so với kế hoạch, đóng góp khoảng 13% trong tổng doanh thu và 44% lợi nhuận của toàn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Ngay từ đầu năm 2017, PV GAS đã chủ động thực hiện đồng bộ các giải pháp, ổn định/điều độ khí hợp lý, thực hiện chế độ vận hành tối ưu, tăng cường công tác tiết giảm chi phí... Cả 4 hệ thống khí (Cửu Long, Nam Côn Sơn, PM3 - Cà Mau, Thái Bình) vận hành an toàn, cấp khí tối đa cho khách hàng, hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng từ 3 - 35%, có chỉ tiêu về đích trước kế hoạch từ 2 - 3 tháng. Tổng công ty đã sản xuất và cung cấp cho các hộ tiêu thụ 9,7 tỷ m³ khí, trên 1,5 triệu tấn LPG, trên 76 nghìn tấn condensate, cung cấp khí đầu vào để sản xuất gần 30% sản lượng điện, 70%

sản lượng phân đạm và đáp ứng 70% thị phần LPG trong nước.

Trên cơ sở đó, PV GAS hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu tài chính từ 22 - 76% so với kế hoạch, tổng doanh thu ước đạt 62.562 tỷ đồng và lợi nhuận trước thuế ước đạt 9.750 tỷ đồng, tăng 3 - 7% so với thực hiện năm 2016, đóng góp đáng kể cho ngân sách Nhà nước (gần 4.000 tỷ đồng). PV GAS đóng góp khoảng 13% trong tổng doanh thu và 44% lợi nhuận của toàn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Trong Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 và Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020, PV GAS tiếp tục phát triển ngành



Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Ảnh: PV GAS

Năm 2017, PV GAS được Vietnam Report xếp vị trí thứ 5 trong số các doanh nghiệp có lợi nhuận tốt nhất Việt Nam; được Forbes đánh giá thuộc Top 50 công ty niêm yết tốt nhất trên thị trường chứng khoán Việt Nam, và đứng thứ 2 trên thị trường chứng khoán Việt Nam về doanh thu và lợi nhuận; được Nikkei bình chọn là 1 trong 2 đại diện của Việt Nam trong danh sách 100 doanh nghiệp kinh doanh hiệu quả và có giá trị nhất châu Á.

công nghiệp khí thành ngành kinh tế kỹ thuật quan trọng, với hệ thống cơ sở hạ tầng công nghiệp khí an toàn, hiện đại trên phạm vi toàn quốc, cấp đủ khí cho các hộ tiêu thụ để góp phần đảm bảo an ninh năng lượng,



Kho LPG lạnh Thới Vài. Ảnh: PV GAS

lượng thực, bảo vệ môi trường, tài nguyên, giữ vững an ninh quốc phòng quốc gia.

Cụ thể, PV GAS đặt mục tiêu đến năm 2025 sẽ đứng thứ 4 ASEAN về sản lượng khí kinh doanh hàng năm và có tên trong các doanh nghiệp khí mạnh của châu Á; tổng tài sản đạt khoảng 128.000 tỷ đồng (gấp 2,5 lần năm 2015); tốc độ tăng trưởng doanh thu bình quân đạt 8%/năm, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn điều lệ trung bình trên 20%/năm; duy trì 100% thị phần khí khô, 70% thị phần LPG toàn quốc; cơ cấu sản phẩm theo doanh thu như sau: khí và LNG chiếm 61%, sản phẩm khí 27%, dịch vụ khí 12%.

Đồng thời, PV GAS tiếp tục giữ vai trò chủ đạo trong hoạt động thu gom khí, tham gia hoạt động thượng nguồn trong và ngoài nước để chủ động nguồn khí cung cấp. Tổng công ty phân đấu tổng sản lượng khí thu gom trong nước giai đoạn 2016 - 2035 đạt gần 300 tỷ m³ khí (giai đoạn 2016 - 2020 đạt gần 60 tỷ m³); từ năm 2017 gia tăng sản lượng thêm khoảng 0,2 - 1,5 tỷ m³/năm tùy thuộc kết quả tìm kiếm, thăm dò các nguồn khí.

Trên cơ sở đó, PV GAS đề ra kế hoạch tham gia hoạt động đầu tư thượng nguồn ở trong và ngoài nước; phấn đấu năm 2025 bắt đầu có sản lượng khí/LNG từ nước ngoài, sẽ đạt sản lượng 5 - 10 tỷ m³/năm từ năm 2030. PV GAS cho biết sẽ tiếp tục xây dựng, vận hành và kinh doanh hiệu quả, tối ưu các hệ thống khí, từng bước hình thành hệ thống khí quốc gia; tăng cường chế biến sâu khí và sản phẩm khí. Bên cạnh đó, PV GAS đang tập trung thực hiện kế hoạch nhập khẩu LNG từ năm 2021, đảm bảo nhu cầu tiêu thụ trong nước.

Song song với việc chú trọng phát triển các sản phẩm chính (khí, LNG, LPG, condensate, ethane), PV GAS đang phát triển các sản phẩm CNG, gas city, autogas, ES (dịch vụ tiết kiệm năng lượng); tham gia đầu tư sản xuất, cung cấp ammonia, methanol, DME, propylene...; nghiên cứu, đầu tư sử dụng khí than (CBM), khí hydrate, khí phiến sét, CO₂ (từ các nguồn khí có hàm lượng CO₂ cao)...

Ngọc Phương



PV POWER

SẢN LƯỢNG ĐIỆN 2017 ƯỚC ĐẠT 20,529 TỶ KWH

Trong năm 2017, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đã quản lý, vận hành sản xuất các nhà máy điện ổn định, tuyệt đối an toàn và đạt hiệu quả cao với tổng sản lượng điện ước đạt 20,529 tỷ kWh, góp phần quan trọng đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Tại Hội nghị tổng kết năm 2017 và triển khai kế hoạch năm 2018, Tổng giám đốc PV Power Nguyễn Xuân Hòa cho biết trong năm 2017, PV Power đã quản lý, vận hành sản xuất các nhà máy điện ổn định, tuyệt đối an toàn và đạt hiệu quả cao. Tổng sản lượng điện ước đạt 20,529 tỷ kWh, trong đó Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 ước đạt 7,595 tỷ kWh, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 ước đạt 2,733 tỷ kWh, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 ước đạt 4,319 tỷ kWh, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 ước đạt 4,4 tỷ kWh... Tổng doanh thu của PV Power ước đạt 30.987 tỷ đồng (vượt 6% kế hoạch năm), lợi nhuận trước thuế ước đạt 2.503 tỷ đồng (vượt 83% kế hoạch

năm), nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 1.374 tỷ đồng (vượt 24% kế hoạch năm). Tổng công ty đã tiết giảm chi phí 290 tỷ đồng từ chi phí nhiên liệu, nguyên liệu, vật tư thiết bị, năng lượng...

Tổng công ty đã triển khai công tác bảo dưỡng, sửa chữa định kỳ tại Nhà máy Thủy điện Hủa Na, Nhà máy Điện Cà Mau 1, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, đang triển khai đại tu Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 đảm bảo an toàn, hiệu quả, vượt trước tiến độ đề ra.

Đồng thời, Tổng công ty đã hoàn thành các bước quan trọng trong công tác cổ phần hóa Công ty mẹ và được Chính phủ phê duyệt phương án cổ



Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: PVN

phần hóa ngày 8/12/2017; chuẩn bị để thực hiện IPO và lựa chọn cổ đông chiến lược.

Năm 2018, PV Power đặt ra mục tiêu chuyển đổi quản lý, điều hành hoạt động theo mô hình công ty cổ phần; tiếp tục phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN/A0), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin), tăng cường quản lý kỹ thuật, vận hành, sửa chữa, bảo dưỡng duy trì thiết bị khả dụng cao, vận hành ổn định. Tổng công ty phấn đấu tổng sản lượng điện năm 2018 đạt 21.570 triệu kWh trên cơ sở tối ưu hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh; tổng doanh thu đạt 30.951,5

tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt trên 1.912,9 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 1.236,5 tỷ đồng.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn yêu cầu PV Power trong năm 2018 tiếp tục vận hành hiệu quả, an toàn các nhà máy điện, hoàn thành công tác cổ phần hóa. Đồng thời, Tổng giám đốc lưu ý, khi thực hiện IPO cũng là cơ hội để PV Power xem xét tái cơ cấu các danh mục đầu tư, tối ưu hóa bộ máy quản lý, đặc biệt là hệ thống quản trị; nâng cao năng lực cạnh tranh trong thị trường sản xuất điện.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu PV Power chuẩn bị tiếp nhận và vận hành an toàn Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, trong đó chú

Tại Quyết định số 1977/QĐ-TTg ngày 8/12/2017, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt phương án cổ phần hóa Công ty mẹ - Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam theo hình thức bán bớt một phần vốn nhà nước tại doanh nghiệp.

Vốn điều lệ của PV Power là 23.418.716.000.000 đồng. Trong đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nắm giữ 1.194.354.516 cổ phần, chiếm 51% vốn điều lệ. Cổ phần bán ưu đãi cho người lao động trong doanh nghiệp là 2.757.400 cổ phần, chiếm 0,118% vốn điều lệ. Cổ phần bán đấu giá công khai là 468.374.320 cổ phần, chiếm 20% vốn điều lệ. Cổ phần bán cho nhà đầu tư chiến lược là 676.385.364 cổ phần, chiếm 28,882% vốn điều lệ. Mệnh giá 10.000 đồng/cổ phần.

Giá bán cổ phần ra công chúng khởi điểm là 14.400 đồng/cổ phần. Giá bán cổ phần cho nhà đầu tư chiến lược thực hiện theo quy định tại thời điểm thực hiện bán cổ phần cho nhà đầu tư chiến lược. Ưu tiên nhà đầu tư là các tổ chức có kinh nghiệm hoạt động trong lĩnh vực năng lượng hoặc kỹ thuật công nghệ liên quan đến sản xuất kinh doanh điện năng (sản xuất điện, cung cấp than, cung cấp nhiên liệu LNG, bảo trì bảo dưỡng, EPC, OEM...) hoặc nhà đầu tư có năng lực thu xếp tài chính, có khả năng hỗ trợ PV Power thu xếp vốn đầu tư các dự án điện trong tương lai.

trọng xây dựng bộ máy và cơ cấu vận hành, quản lý hệ thống Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 phù hợp với loại hình công ty cổ phần. Đồng thời, PV Power tiếp tục nghiên cứu, đề xuất cụ thể về việc triển khai các dự án điện khí, góp phần phát triển về nguồn lực tài chính cũng như công nghệ và tổ chức.

Thúy Hằng - Hồng Ngọc

NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT: ỔN ĐỊNH NGUỒN CUNG DẦU THÔ VÀ SẢN PHẨM



Lễ ký Thỏa thuận cung cấp dầu thô dài hạn giữa BSR, PV OIL và SOCAR Trading S.A. Ảnh: Hồng Ngọc

Ngày 8/12/2017, Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã ký Thỏa thuận cung cấp dầu thô dài hạn cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với Glencore Singapore và SOCAR Trading S.A., giúp BSR ổn định nguồn cung dầu thô và sản phẩm trong bối cảnh thị trường dầu mỏ thế giới biến động phức tạp.

Đảm bảo nguồn cung dầu thô dài hạn

Thỏa thuận cung cấp dầu thô dài hạn cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất giữa BSR, PV OIL và Glencore Singapore chia làm 2 giai đoạn: giai đoạn 1 từ năm 2017 đến khi hoàn thành Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (dự kiến năm 2021); giai đoạn 2 từ năm 2021 đến năm 2025. Theo đó, Glencore Singapore sẽ cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 2 triệu thùng dầu thô/tháng (bao gồm 57 loại dầu thô), sau đó tăng lên 3 triệu thùng/tháng khi hoàn thành Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy.

Theo Thỏa thuận cung cấp dầu thô dài hạn ký với BSR và PV OIL, SOCAR Trading S.A. sẽ cung cấp dầu thô Azeri và 56 loại dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bắt đầu từ năm 2018 đến khi hoàn thành Dự án nâng cấp mở rộng (năm 2021). Khối lượng cung cấp là 3 triệu thùng/tháng (dầu Azeri), đối với các loại

dầu còn lại khoảng 2 triệu thùng/tháng.

Chủ tịch HĐQT BSR khẳng định: “Việc ký kết bản ghi nhớ hợp tác cung cấp dầu thô dài hạn với các nhà cung cấp dầu thô hàng đầu thế giới như Glencore Singapore và SOCAR Trading S.A. và trước đó là Rosneft (Liên bang Nga), Total (Pháp), giúp Nhà máy Lọc dầu Dung Quất ổn định nguồn dầu thô đầu vào. Điều này càng có ý nghĩa quan trọng, bước chuẩn bị cần thiết, sẵn sàng cho việc nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với chi phí cạnh tranh nhất, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh bền vững thời gian tới”.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Sinh Khang cho biết ngay từ khi Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đi vào vận hành, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã quan tâm đặc biệt đến hiệu quả hoạt động và chiến lược dài hạn để đảm bảo nguồn



Lễ ký Thỏa thuận cung cấp dầu thô dài hạn giữa BSR, PV OIL và Glencore Singapore. Ảnh: Hồng Ngọc

Glencore Singapore là công ty con của Glencore PLC có hoạt động kinh doanh dầu thô và sản phẩm dầu tại Mỹ, Anh và Singapore. Trong năm 2016, sản lượng kinh doanh của Glencore PLC đạt khoảng 4,8 triệu thùng/ngày và nằm trong Top 3 doanh nghiệp kinh doanh dầu thô lớn nhất thế giới. Glencore Singapore là đối tác của PV OIL trong hơn 10 năm qua, đã cung cấp một lô dầu Amna (Lybia) cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vào năm 2012. Glencore Singapore là nhà cung cấp dầu thô nhập khẩu theo chuyển giao đoạn 2016 - 2018.

SOCAR Trading S.A. là công ty con của Công ty Dầu khí Quốc gia Azerbaijan. Sản lượng kinh doanh dầu thô của SOCAR năm 2016 đạt 298 triệu thùng, trong đó có 158 triệu thùng dầu Azeri. Dự kiến đến hết năm 2017, khối lượng dầu thô Azeri do đối tác cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đạt khoảng 10,6 triệu thùng. Với sản lượng cao, chất lượng ổn định, tỷ lệ phối trộn cao và độ linh động trong điều kiện bốc dầu, thương mại, dầu thô Azeri được đánh giá là loại dầu chiến lược cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trước và sau khi nâng cấp mở rộng.

cung lâu dài cho Nhà máy trong bối cảnh thị trường dầu mỏ thế giới biến động phức tạp. Để có thể đa dạng nguồn cung, nâng cao hiệu quả lọc dầu, cạnh tranh với các nhà máy lọc dầu trong khu vực, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã không ngừng cải tiến, từng bước nâng cấp hệ thống công nghệ, hạ tầng kỹ thuật của nhà máy:

lắp đặt Phân xưởng thu hồi lưu huỳnh (SRU), nâng cấp SPM để tiếp nhận tàu Suezmax... để có thể chế biến đa dạng chủng loại dầu thô. Việc ký kết thỏa thuận nguyên tắc với Glencore Singapore và SOCAR Trading S.A. là tiền đề quan trọng cho sự phát triển và lớn mạnh không ngừng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau khi hoàn

thành dự án nâng cấp mở rộng vào năm 2021”.

Sau gần 10 năm vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, với sự hợp tác của các nhà cung cấp dầu thô trong và ngoài nước, BSR đã từng bước chủ động nguồn cung dầu thô. Từ chỗ ban đầu chỉ chế biến được dầu thô ngọt nhẹ, BSR đã đẩy mạnh nghiên cứu, thử nghiệm, cải tiến để Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có khả năng chế biến trên 67 loại dầu thô khác (gồm 10 loại dầu trong nước và 57 loại dầu nước ngoài). Trong đó, các loại dầu có tỷ lệ phối trộn thay thế dầu Bạch Hổ đạt tỷ lệ lên đến trên 50% như: Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng, Azeri Light... Điều này mở ra cơ hội lớn cho nhà máy trong việc đa dạng nguồn dầu thô chế biến với mức giá cạnh tranh và hiệu quả hơn.

Vận hành ổn định ở 105% công suất thiết kế

Nhờ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành liên tục, ổn định ở



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

105% công suất thiết kế, BSR đã hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng và các chỉ tiêu tài chính năm 2017. Cụ thể, sản lượng sản xuất ước đạt 6,1 triệu tấn; sản lượng tiêu thụ đạt gần 6,1 triệu tấn. Doanh thu ước đạt 80.517 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 10.392 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế khoảng 8.035 tỷ đồng.

BSR đã lên kế hoạch thực hiện 19 giải pháp tối ưu hóa năng lượng, triển khai thành công 9 giải pháp. Trong đó, có 6 giải pháp tiết giảm chi phí khoảng 1,45 triệu USD/năm.

Dự kiến vào ngày 17/1/2018 tại Sở giao dịch chứng khoán Tp. Hồ Chí Minh (HOSE), BSR sẽ bán đấu giá công khai lần đầu ra công chúng (IPO) 7,79% vốn điều lệ với giá khởi điểm 14.600 đồng/cổ phiếu. Theo tính toán, IPO sẽ thu về cho Nhà nước khoảng 4 nghìn tỷ đồng. Giai đoạn tiếp theo, BSR sẽ bán cho nhà đầu tư chiến lược 49%, thu về cho Nhà nước gần 1 tỷ USD.

Sau khi gửi thư mời quan tâm, BSR đã làm việc trực tiếp với 17 quỹ đầu tư và 5 đối tác, là các tập đoàn

lớn muốn tham gia làm đối tác chiến lược, trong đó có 2 công ty nước ngoài kinh doanh lĩnh vực hóa dầu định mua tối đa cổ phần cho phép (ở mức 49%), gồm World Petro (Mỹ) và MacronPetro Petroleum (châu Phi).

Ngoài ra, các doanh nghiệp dầu khí lớn trên thế giới và khu vực đã tìm hiểu cơ hội hợp tác với BSR như: Rosneft (Liên bang Nga), Repsol (Tây Ban Nha), SK (Hàn Quốc), PTT (Thái Lan), Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Kuwait, Petroleum Brunei, Pertamina (Indonesia), SRC (Singapore)... Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam (Petrolimex) cũng mong muốn trở thành đối tác chiến lược thông qua việc mua cổ phần của BSR, và ưu tiên tiêu thụ tối đa sản phẩm xăng dầu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Nhà đầu tư chiến lược là các đối tác lớn có năng lực tài chính đủ mạnh, cùng ngành nghề để phát triển lọc hóa dầu tại Việt Nam, cam kết đồng hành gắn bó lâu dài để hỗ trợ BSR thực hiện dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các dự án nghiên cứu phát triển đa

Tại Quyết định 1978/QĐ-TTg ngày 8/12/2017, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt phương án cổ phần hóa BSR với vốn điều lệ 31.004.996.160.000 đồng (chưa bao gồm nhu cầu vốn đầu tư cho Dự án đầu tư nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau thời điểm xác định giá trị doanh nghiệp). Trong đó, cổ phần Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nắm giữ tại BSR là 1.333.214.835 cổ phần, chiếm 43% vốn điều lệ; cổ phần bán ưu đãi cho người lao động trong doanh nghiệp là 6.483.000 cổ phần, chiếm 0,21% vốn điều lệ; 241.556.969 cổ phần bán đấu giá công khai, chiếm 7,79% vốn điều lệ; 1.519.244.812 cổ phần bán cho nhà đầu tư chiến lược, chiếm 49% vốn điều lệ. Nhà đầu tư nước ngoài có thể sở hữu tối đa 49% vốn điều lệ theo quy định.

dạng hóa sản phẩm định hướng hóa dầu của BSR trong thời gian đến, mở rộng thị trường, nâng cao hiệu quả, năng lực cạnh tranh và sự phát triển bền vững của BSR trong dài hạn.

Quang Minh

PV OIL TIỀN PHONG KINH DOANH XĂNG E5

Là đơn vị tiên phong trong thực hiện Lộ trình áp dụng tỷ lệ phối trộn nhiên liệu sinh học với nhiên liệu truyền thống của Chính phủ, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL) đã triển khai kinh doanh đại trà xăng sinh học E5 RON 92 từ ngày 15/12/2017; chủ động nâng cấp và mở rộng hệ thống kho tồn chứa, lắp đặt và đưa vào hoạt động 11 trạm pha chế xăng E5 RON 92...



PV OIL triển khai kinh doanh đại trà xăng sinh học E5 RON 92 từ ngày 15/12/2017. Ảnh: PVN

Theo Tổng giám đốc PV OIL Cao Hoài Dương, trong năm 2017, PV OIL có mức tăng trưởng ấn tượng. Tổng doanh thu hợp nhất ước đạt 55,5 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 63%), nộp ngân sách Nhà nước 8 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 40%) và lợi nhuận trước thuế hợp nhất đạt 520 tỷ đồng (vượt kế hoạch 36%). Trong đó, riêng công ty mẹ đạt doanh thu 28 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 12%), nộp ngân sách Nhà nước 1,8 nghìn tỷ đồng (vượt 114%). Hệ thống mạng lưới phân phối của PV OIL với 540 cửa hàng xăng dầu và 3.000 cửa hàng xăng dầu của các tổng đại lý, đại lý, thương nhân nhượng quyền trên cả nước, chiếm 22% thị phần trong nước. Tại thị trường Lào, PV OIL đứng thứ 2 với 20% thị phần và đang tiếp tục mở rộng.

Đặc biệt, PV OIL đã triển khai kinh doanh đại trà xăng sinh học E5 RON 92 từ ngày 15/12/2017, sớm hơn tiến độ do Chính phủ chỉ đạo là ngày 1/1/2018. PV OIL đã chủ động trong việc thực hiện lộ trình kinh doanh đại trà xăng sinh học E5 RON 92; trong đó, đảm bảo công tác đầu tư, cải tạo, nâng cấp cơ sở hạ tầng; nguồn cung; kế hoạch sản

xuất, vận chuyển xăng E5 RON 92 từ nơi pha chế đến kho trung chuyển, hệ thống phân phối, cửa hàng bán lẻ trên toàn quốc cũng như cung ứng ra thị trường.

Tổng giám đốc PV OIL cho biết, về công tác sản xuất xăng sinh học E5 RON 92, PV OIL đã nâng cấp và mở rộng hệ thống kho tồn chứa đảm bảo đủ cho việc kinh doanh đại trà, lắp đặt và đưa vào hoạt động 11 trạm pha chế tại các khu vực trên toàn quốc, đáp ứng các chỉ tiêu chất lượng theo quy chuẩn Việt Nam. Bên cạnh đó, PV OIL đã chủ động lập kế hoạch đảm bảo nguồn nguyên liệu E100 dùng pha chế xăng sinh học E5 RON 92; trong đó tối đa sử dụng nguồn E100 trong nước.

Tại Quyết định số 1979/QĐ-TTg ngày 8/12/2017, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt phương án cổ phần hóa PV OIL với vốn điều lệ 10.342.295.000.000 đồng. Trong đó, cổ phần Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nắm giữ là 363.014.555 cổ phần, chiếm 35,1% vốn điều lệ. Cổ phần bán ưu đãi cho người lao động trong doanh nghiệp là 1.864.300 cổ phần, chiếm 0,18% vốn điều lệ.

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã triển khai nghiên cứu xăng E5/E10 từ năm 2003, với các nghiên cứu thử nghiệm trên băng tải trong phòng thí nghiệm và chạy thử nghiệm trên hiện trường; cung cấp cơ sở khoa học để Nhà nước xây dựng hành lang pháp lý cho việc sản xuất và sử dụng xăng sinh học. Kết quả nghiên cứu cho thấy các thông số vận hành và mức tiêu hao nhiên liệu của động cơ sử dụng xăng sinh học tương đương xăng gốc khoáng, đặc biệt sử dụng xăng sinh học giúp giảm mạnh hàm lượng khí thải gây ô nhiễm môi trường, đặc biệt là CO (đến 44%), hydrocarbon (đến 25%) và NOx (đến 10%).

Cổ phần bán đầu giá công khai là 206.845.900 cổ phần, chiếm 20% vốn điều lệ. Cổ phần bán cho nhà đầu tư chiến lược là 462.504.745 cổ phần, chiếm 44,72% vốn điều lệ. Nhà đầu tư nước ngoài được tham gia mua cổ phần tại PV OIL với tỷ lệ sở hữu của tất cả các nhà đầu tư nước ngoài tối đa là 49% vốn điều lệ.

Nguyễn Thanh

VPI TẬP TRUNG PHÁT TRIỂN SẢN PHẨM KHOA HỌC CÔNG NGHỆ



Các chuyên gia của Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS) tham quan kho lưu trữ mẫu của Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Như Trang

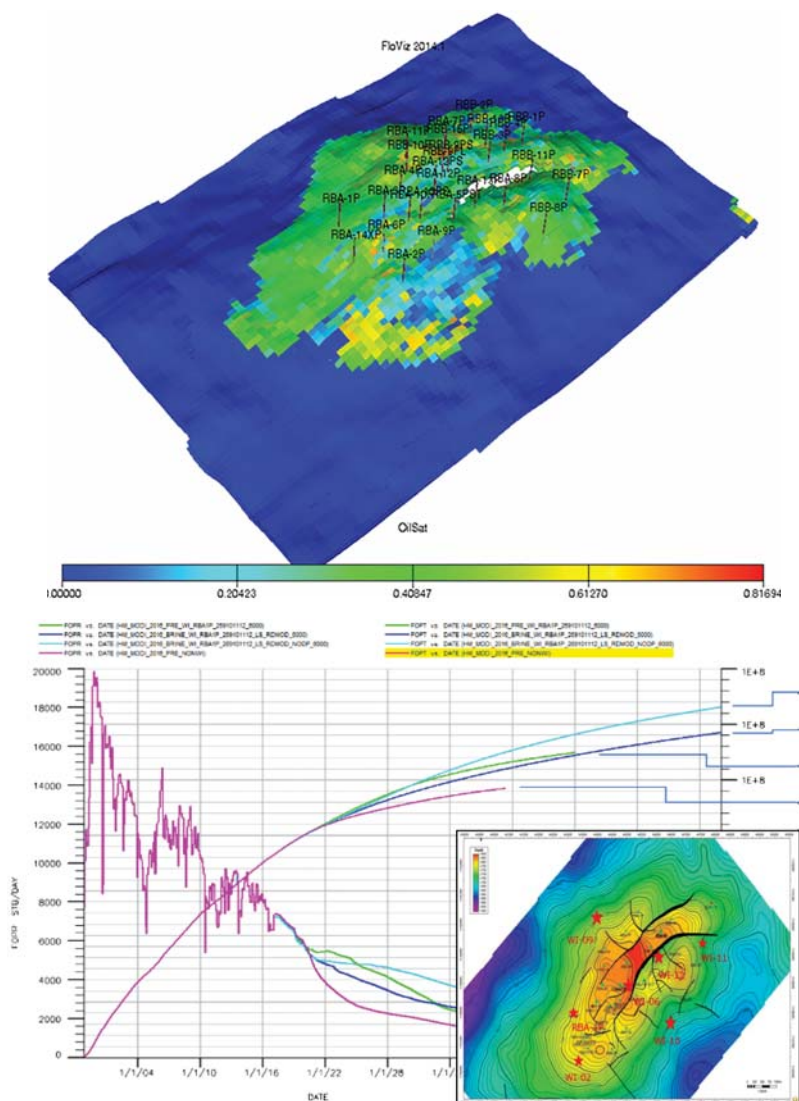
Trong năm 2017, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tập trung thực hiện 8 nhiệm vụ chủ yếu và 5 nhóm chỉ tiêu kế hoạch, xây dựng kế hoạch nghiên cứu khoa học gắn liền với hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, nâng cao chất lượng các đề tài/nhiệm vụ, lấy nghiên cứu ứng dụng làm trọng tâm; chủ động triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn, phát triển sản phẩm thương mại.

Trong năm 2017, mặc dù các công ty/nhà thầu dầu khí tiếp tục cắt giảm kinh phí nghiên cứu khoa học, dừng/giãn tiến độ dự án do giá dầu giảm, nhưng VPI đã nỗ lực vượt khó, ký mới 208 đề tài/nhiệm vụ/hợp đồng nghiên cứu khoa học công nghệ; thực hiện phân tích mẫu theo hợp đồng khung; đọc phản biện, nhận xét 12 báo cáo RAR, ODP, FDP... cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương.

Theo Viện trưởng TS. Nguyễn Anh Đức, VPI đã tập trung thực hiện 8 nhiệm vụ chủ yếu và 5 nhóm chỉ tiêu kế hoạch, xây dựng kế hoạch nghiên cứu khoa học gắn liền với hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, nâng cao chất lượng các đề tài/nhiệm vụ, lấy nghiên cứu ứng dụng làm trọng tâm. Đặc biệt, VPI đẩy mạnh việc triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn,

phát triển sản phẩm thương mại: chế tạo xúc tác cracking công nghiệp; phát triển, ứng dụng công nghệ/sản phẩm phục vụ quản lý và tối ưu khai thác; công nghệ sản xuất anode hy sinh: hợp kim nhôm, hợp kim kẽm. VPI tăng cường cung cấp dịch vụ cho các công ty/nhà thầu dầu khí: G&G, nguồn gốc CO₂, quản lý/tối ưu khai thác, đảm bảo dòng chảy, mất mát công nghệ, thị trường khí, EIA, QRA, chống ăn mòn...

Trong năm 2017, VPI được Bộ Khoa học và Công nghệ cấp 1 Bằng độc quyền sáng chế cho "Quy trình sản xuất methanol từ hỗn hợp hydro/carbonic bằng lò phản ứng dạng màng"; 4 Bằng độc quyền giải pháp hữu ích: "Quy trình phối trộn dầu nhiệt phân sinh khối với cặn chưng cất khí quyển để làm nguyên liệu cho quá trình cracking xúc tác tầng sôi"; "Phương pháp thu hồi nickel từ chất xúc tác thải chỉ



VPI tập trung triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn và phát triển sản phẩm thương mại. Ảnh: VPI

chứa nickel trong pha hoạt tính và phương pháp sản xuất chất xúc tác dùng để xử lý carbon monoxide và hydrocarbon trong khói thải; “Chất xúc tác dùng để khử oxy bằng hydro ra khỏi dầu nhiệt phân sinh khối và quy trình khử oxy bằng

hydro ra khỏi dầu nhiệt phân sinh khối sử dụng xúc tác này”; “Chất xúc tác dùng để chuyển hóa hỗn hợp hydro/carbonic thành methanol và phương pháp sản xuất methanol nhờ sử dụng chất xúc tác này”. Ngoài ra, VPI cũng được Bộ Công

Thương bổ sung chế phẩm hóa học tăng cường thu hồi dầu VPI-SURF vào danh mục nguyên liệu trong nước sản xuất được; 7 đơn đăng ký sáng chế; 1 sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; 7 sáng kiến cấp VPI...

Trong năm 2018, VPI tập trung triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong bối cảnh giá dầu thấp; cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí trên cơ sở các tài liệu mới thu nổ làm tiền đề định hướng tìm kiếm, thăm dò; tiềm năng dầu khí phi truyền thống; tối ưu hóa phát triển các mỏ phức tạp, cận biên, cụm mỏ nhỏ; áp dụng IOR/EOR tại Việt Nam; xử lý và chế biến sâu khí có hàm lượng CO₂ cao; quản lý rủi ro trong môi trường dầu khí toàn cầu có nhiều biến động. VPI cũng sẽ đẩy mạnh phát triển sản phẩm thương mại (phần mềm/giải pháp công nghệ thông tin, anode hy sinh, hóa chất, sản phẩm đại chúng), đăng ký bản quyền trong nước và thế giới; mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ ra ngoài ngành, thế giới; tăng cường đào tạo chuyên sâu, phát triển chuyên gia...

Phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị, TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao kết quả VPI đạt được trong năm 2017, đặc biệt là các nghiên cứu được ứng dụng vào thực tiễn, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đơn vị; tinh giảm nhân sự, nâng cao năng suất lao động. Về nhiệm vụ trong năm 2018, TS. Nguyễn Quỳnh Lâm yêu cầu VPI tiếp tục khẳng định vị trí của mình, là bộ não tham mưu tư vấn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị về các vấn đề chiến lược; tiếp tục thực hiện các giải pháp đột phá về phát triển nguồn nhân lực, tập trung đào tạo chuyên sâu, phát triển chuyên gia.

Ngọc Linh

SỬ DỤNG PHƯƠNG PHÁP ĐẶC TRƯNG ĐỊA HÓA ĐỂ XÁC ĐỊNH HƯỚNG DỊCH CHUYỂN CỦA NƯỚC TRONG KHAI THÁC DẦU KHÍ

Kiểu Anh Trung¹, Nguyễn Minh Quý¹, Lê Thị Thu Hương¹
Trương Văn Dũng¹, Vũ Việt Hưng², Hoàng Long¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

Email: trungka.epc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu phương pháp sử dụng các đặc trưng địa hóa để đánh giá và xác định hướng dịch chuyển của nước khai thác. Trong đó, thành phần hóa học của nước sẽ cung cấp thông tin về nguồn gốc độ mặn cũng như các tương tác đất đá - nước vữa đã xảy ra trong quá trình thành tạo và dịch chuyển của nước. Tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ cũng được sử dụng để phân biệt các lớp trầm tích và nguồn gốc thành tạo của nước vữa, từ đó đánh giá hướng dịch chuyển của nước vữa. Nghiên cứu đã được áp dụng vào thực tế để xác định nguồn gốc của nước vữa tầng móng của mỏ thuộc bể Cửu Long, cho phép dự báo cũng như kiểm soát quá trình ngập nước của mỏ tốt hơn, góp phần nâng cao hiệu quả khai thác dầu khí.

Từ khóa: Nước vữa, nguồn gốc, đồng vị, tầng móng, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Nước vữa thường là các phân tử nước bị bẫy lại trong các hệ thống rỗng của lớp trầm tích hoặc do sự thẩm thấu theo các mạch nước ngầm qua các đứt gãy (Hình 1). Nguồn gốc tạo thành của nước vữa trong các cấu trúc địa chất tại độ sâu lớn và nhiệt độ cao có thể được xác định thông qua phân tích thành phần hóa học của nước và các nguyên tố đồng vị [1].

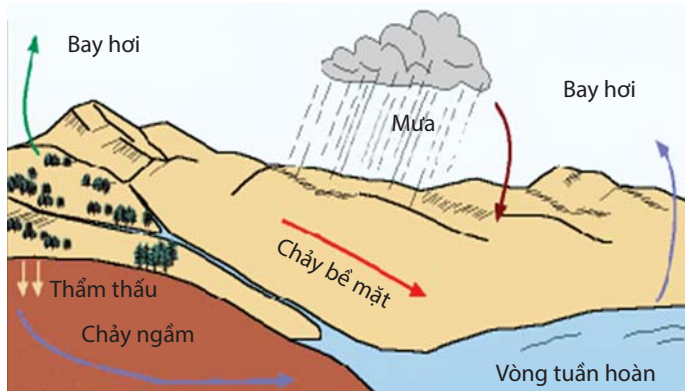
Sau một thời gian khai thác, một số giếng có hiện tượng ngập nước, thậm chí ở cả các mỏ chưa bơm ép nước. Đối với các mỏ đã bơm ép nước, xác định thời điểm nước xâm nhập hoặc tỷ lệ nước bơm ép với nước vữa tại chỗ rất quan trọng. Do vậy, việc xác định hướng dịch chuyển của nước trong vữa là cần thiết để tối ưu khai thác cũng như quá trình bơm ép trong giai đoạn khai thác thứ cấp sau này.

Xác định hướng dịch chuyển của nước vữa thường dựa trên phân tích và đánh giá các đặc trưng địa hóa của nước vữa. Trong đó, các nghiên cứu về thành phần hóa học các ion có trong nước và tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ thường được sử dụng và cho kết quả tốt, giúp xác định nguồn gốc của nước vữa, các tương tác giữa nước và đất đá vữa, quá trình dịch chuyển của nước vữa và sự phối trộn giữa các nguồn nước khác nhau [2].

Bài báo giới thiệu phương pháp phân tích thành phần hóa học của nước kết hợp với phân tích tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ trong việc xác định hướng dịch chuyển của nước vữa. Nhóm tác giả cũng áp dụng phương pháp để xác định nguồn gốc nước vữa tầng móng của một

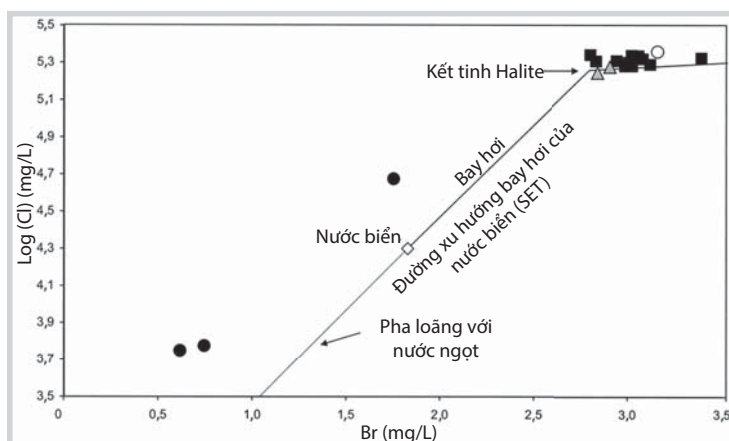
mỏ thuộc bể Cửu Long có hiện tượng ngập nước cao trong quá trình khai thác. Kết quả của nghiên cứu góp phần nâng cao hiệu quả quản lý mỏ, duy trì áp suất vữa và tối ưu khai thác.

Nước kiến tạo	Nước andesite	Nước có nguồn gốc do hoạt động núi lửa, hàm lượng clo trong khá tương đồng với nước biển
	Nước nguyên sinh	Nước bắt nguồn từ lớp vỏ manti của trái đất và chưa bao giờ tham gia vào vòng tuần hoàn của nước
	Nước magma	Nước có nguồn gốc từ đá magma và nằm cân bằng với các tinh thể magma ngậm nước
Nước trong vòng tuần hoàn	Nước khí tượng	Bắt nguồn từ sự lắng đọng của bất kỳ loại nước nào xuất hiện trong vòng tuần hoàn nước trên lục địa trong bất kỳ thời kỳ lịch sử (mưa, tuyết, băng đá, nước sông, nước hồ, nước ngầm)
	Nước đại dương	Nước có nguồn gốc từ nước biển đại dương (biển nông, biển sâu hoặc nước lợ)



Hình 1. Vòng tuần hoàn của nước [2]

Ngày nhận bài: 8/8/2017. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 8 - 10/8/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/11/2017.



Hình 2. Đường SET biểu thị mối quan hệ của Cl và Br trong quá trình bay hơi hoặc pha trộn với nước khí tượng [4]

2. Sử dụng thành phần hóa học xác định môi trường thành tạo của nước vỉa

Về thành phần các ion có trong nước, tỷ lệ các ion halogen (nhóm VIIA), đặc biệt là tỷ lệ Cl/Br thường được sử dụng như một chỉ dấu xác định nguồn gốc độ mặn của nước vỉa, đặc biệt là các loại vỉa có môi trường thành tạo từ nước biển đại dương và có giá trị tổng khoáng hòa tan (TDS) cao [3]. Điều này được giải thích là do các ion Cl^- và Br được bảo toàn trong dung dịch, các tương tác nước - đất đá vỉa thường không ảnh hưởng đến hàm lượng của chúng. Nghĩa là trong quá trình dịch chuyển của các phân tử nước và ion chất tan, hàm lượng của các ion Cl^- và Br coi như chỉ thay đổi so với ban đầu bởi quá trình hòa trộn dung dịch hoặc bay hơi nước dưới tác dụng của nhiệt độ cao trong vỉa.

Ngược lại với các ion Cl^- và Br (được bảo toàn trong dung dịch), các ion kim loại hóa trị I như Na^+ , K^+ và hóa trị II như Ca^{2+} , Mg^{2+} thường dễ thay đổi hàm lượng ban đầu trong dung dịch dưới tác động của tương tác nước - đất đá vỉa, qua đó phản ánh các phản ứng/tương tác của các ion này dọc theo đường di chuyển [4]. Đối với trường hợp này, sự thay đổi hàm lượng của các ion kim loại sẽ giúp hiểu rõ các tương tác giữa nước và đất đá vỉa.

Áp dụng nguyên tắc trên, các nghiên cứu trên thế giới đã phân loại và xác định nguồn gốc độ mặn của các loại nước vỉa, các tương tác đất đá vỉa trong quá trình nước vỉa dịch chuyển trong mỏ, đặc biệt đối với các nước vỉa có giá trị TDS cao.

2.1. Mối quan hệ giữa Cl và Br

Carpenter [5] đã đưa ra đường xu hướng của hàm lượng các ion trong mối quan hệ với Br đối với quá trình bay hơi và phối trộn của nước biển dựa trên các thí nghiệm của Zhrebtsova và Volkova [6]. Các đường xu hướng này được kiểm tra và chứng minh bởi các thí nghiệm đo đặc nước vỉa thực tế của McCaffrey và cộng sự [7]. So sánh thành phần hóa học của nước vỉa thành tạo trong các thời kỳ khác nhau với đường xu hướng bay hơi của nước biển là đúng

vì thành phần nước biển gần như không thay đổi trong thời gian dài từ kỷ Cambrian [4]. Đường xu hướng này được gọi là đường xu hướng bay hơi của nước biển (SET) [3].

Trong quá trình bay hơi của nước biển, hàm lượng Cl^- sẽ tăng từ 19.300ppm lên khoảng 145.800ppm và bắt đầu hình thành các tinh thể Halite (NaCl). Trong khi đó, hàm lượng ion Br sẽ tăng từ khoảng 67 - 480ppm với tốc độ tương tự ion Cl^- , do đó tỷ lệ Cl/Br (mol/mol) duy trì tại giá trị khoảng 655. Sau thời điểm xuất hiện Halite, tỷ lệ Cl/Br bắt đầu thay đổi do hàm lượng Cl không đổi trong khi hàm lượng ion Br tiếp tục tăng. Vì thế, trong đa số các nghiên cứu, tỷ lệ mol Cl/Br sẽ được sử dụng để phân biệt độ mặn và nguồn gốc mặn của các loại nước có bắt nguồn từ nước biển khác nhau dựa vào sự so sánh của thành phần hóa học nước vỉa với đường SET.

2.2. Mối quan hệ giữa Br và các cation khác

Nước vỉa tương tác với đất đá với mức độ và dạng thức tùy thuộc vào nhiệt độ, áp suất và thành phần hóa học của nước, thành phần khoáng vật của đất đá vỉa. Các phản ứng hóa học/tương tác vật lý có thể bắt đầu ngay khi trầm tích lắng đọng. Các phản ứng có thể tiếp tục và phát triển trong môi trường áp suất cao, nhiệt độ cao khi bị chôn vùi xuống các tầng sâu hơn cũng như trong quá trình thành đá.

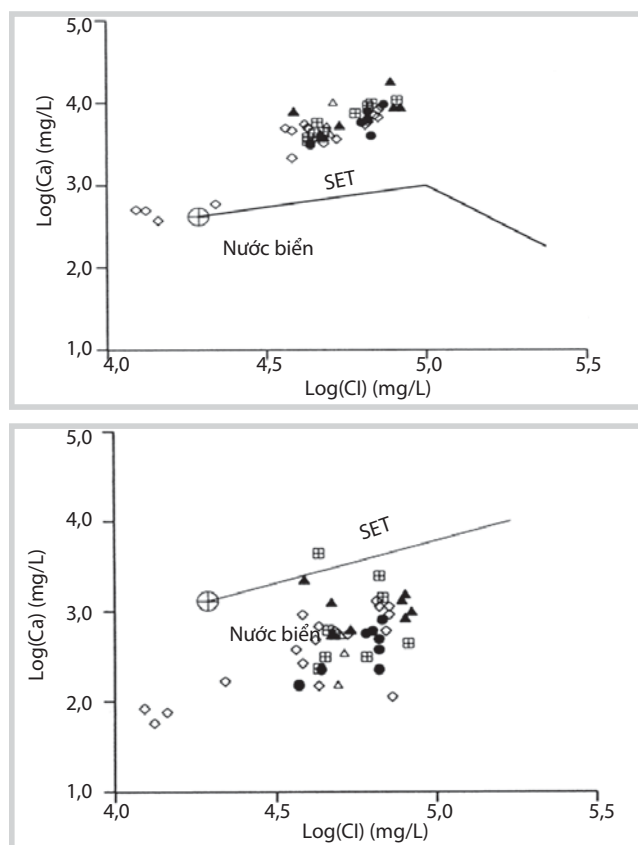
Thành phần hóa học nước vỉa rất đa dạng phụ thuộc vào môi trường thành tạo (nước biển, nước lợ hoặc nước ngọt). Hàm lượng của các ion chất tan có mặt trong nước vỉa ban đầu như Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} có thể thay đổi khi tương tác với các khoáng vật có trong nước vỉa [8]. Một vài khoáng vật dễ có khả năng tương tác nếu trong thành phần nước vỉa có sẵn các cation để trao đổi và đang ở trong tình trạng quá bão hòa dưới tác dụng của nhiệt độ và áp suất. Sau khi phản ứng với các khoáng vật thông qua trao đổi cation, sẽ hòa tan một số ion có trong khoáng vật vào nước vỉa và làm thay đổi thành phần hóa học của nước vỉa so với ban đầu.

So sánh tỷ lệ của các cation Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} và halogen (Br hoặc Cl) với đường SET đặc trưng cho từng cặp ion có thể xác định các cation bị ảnh hưởng bởi các quá trình tương tác với đất đá vỉa (Hình 3). Sau đó, có thể sử dụng một số đánh giá

chi tiết hơn để giải thích sự thay đổi của các cation này trong nước vỉa so với ban đầu (ví dụ sử dụng công thức của Davisson và Criss [9] để kiểm tra mối tương quan Na-Ca-Cl).

Bảng 1 tổng hợp một số quá trình tương tác nước - đất đá vỉa tại nhiệt độ cao/áp suất cao trong quá trình dịch chuyển của nước vỉa trong mỏ, đặc biệt đối với đất đá vỉa chứa các khoáng vật dễ tương tác/trao đổi cation như plagioclase, calcite, K-feldspar [10].

Như vậy, có thể đánh giá sự thay đổi hàm lượng hoặc tỷ lệ hàm lượng các cation, kết hợp với thành phần khoáng vật có trong đất đá vỉa và phân tích quá trình tương tác giữa đất đá vỉa với nước vỉa, qua đó giúp hiểu rõ hơn quá trình thành tạo và dịch chuyển của nước trong vỉa.



Hình 3. Mối quan hệ giữa Ca, Mg với halogen của mẫu nước vỉa có sự tăng hàm lượng Ca^{2+} và giảm Mg^{2+} so với thành phần ban đầu [8]

Bảng 1. Một số quá trình thường gặp trong tương tác nước - đất đá vỉa

Quá trình	Phản ứng	Hệ quả
Pelitization	$(\text{Na}, \text{Ca})(\text{Al}, \text{Si})_2\text{Si}_2\text{O}_8 + \text{H}^+ + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + \text{Ca}^{2+} + \text{Na}^+ + \text{SiO}_2$ plagioclase kaolinite	Tăng Ca^{2+} , tăng Na^+
	$2\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + 2\text{H}^+ + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 2\text{K}^+ + 4\text{SiO}_2$ microcline kaolinite	Tăng K^+
Dolomitization	$\text{Mg}^{2+} + \text{CaCO}_3 \rightarrow (\text{Mg}, \text{Ca})\text{CO}_3 + \text{Ca}^{2+}$ calcite dolomite	Tăng Ca^{2+} , giảm Mg^{2+}
Albitization	$2\text{Na}^+ + 4\text{SiO}_2 + \text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8 \rightarrow 2\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + \text{Ca}^{2+}$ anorthite albite	Tăng Ca^{2+} , giảm Na^+
	$\text{Na}^+ + \text{KAlSi}_3\text{O}_8 \rightarrow \text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + \text{K}^+$ microcline albite	Tăng K^+ , giảm Na^+

3. Sử dụng nguyên tố đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ để xác định nguồn gốc nước

Strontium là nguyên tố có 4 đồng vị trong tự nhiên và đều là đồng vị bền (hàm lượng lần lượt như sau: $^{84}\text{Sr} = 0,56\%$; $^{86}\text{Sr} = 9,86\%$; $^{87}\text{Sr} = 7\%$; $^{88}\text{Sr} = 82,58\%$). Tuy nhiên, phân đoạn các đồng vị trên không cố định mà thay đổi trong từng mẫu nước/đất đá do ^{87}Sr là đồng vị sinh ra từ sự phân rã β của nguyên tố mẹ - đồng vị phóng xạ ^{87}Rb với thời gian bán hủy là $4,88 \times 10^{10}$ năm [7]. Bên cạnh đó, Rb là một nguyên tố có cấu tạo rất giống với nguyên tố K và có thể thay thế K trong mạng tinh thể của các khoáng vật. Do đó, các mẫu đất đá và nước vỉa có tuổi thành tạo khác nhau sẽ có tỷ lệ Rb/Sr khác nhau và theo thời gian sẽ làm cho hàm lượng ^{87}Sr khác nhau (Hình 4).

Mặt khác, các nghiên cứu cho thấy tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ gần như không bị ảnh hưởng bởi các tương tác hóa học, thay đổi điều kiện nhiệt độ, áp suất mà chỉ phụ thuộc vào tỷ lệ Rb/Sr và thời gian phân rã. Do đó, xác định được tỷ lệ này sẽ biết nguồn gốc của ^{87}Sr . Như vậy, tỷ lệ $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ trong nước vỉa chính là chỉ dấu tự nhiên cho nguồn gốc của nước vỉa. Bằng cách phân tích tỷ lệ $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ đặc trưng của nước vỉa và khoáng vật thứ sinh trong đất đá vỉa là có thể xác định nước vỉa bắt nguồn từ đối tượng địa chất nào.

4. Áp dụng phương pháp để xác định nguồn gốc nước tại tầng móng mỏ thuộc bể Cửu Long

Khu vực nghiên cứu thuộc phía Đông Bắc bể Cửu Long ngoài khơi bờ biển Việt Nam, bao gồm trầm tích từ Oligocene - đầu Miocene sớm của rift sụt lún (tách giãn) và trầm tích thêm của rìa lục địa thụ động phủ trên móng trước Đệ Tam tuổi Mesozoic muộn từ cuối Miocene muộn - Pleistocene.

Mình giải địa chấn cho thấy, mỏ này gồm 7 đối tượng địa chất lần lượt là: Móng trước Đệ Tam, Trà Tân dưới (tập E) - Oligocene sớm, Trà Tân trung (tập D) - Oligocene muộn, Bạch Hổ dưới - Miocene sớm, Bạch Hổ trên - Miocene sớm, Côn Sơn dưới - Miocene trung và Côn Sơn trên - Miocene

trung. Mặt cắt trầm tích vụn Miocene dưới phủ trên móng nhô cao. Hệ thống đứt gãy chủ yếu hoạt động trong thời kỳ trước Đệ Tam, chỉ còn một số đứt gãy hoạt động trong Miocene. Các đứt gãy này chủ yếu dừng ở tập Miocene dưới. Một số đứt gãy cắt sâu vào trong móng. Nước khai thác được lấy từ tầng móng của mỏ. Mỏ chưa bơm ép nước, nên nước khai thác có thể bắt nguồn từ Miocene dưới hoặc Oligocene (D hoặc E) hoặc nước vỉa nội tại trong móng.

4.1. Phân tích thành phần hóa học nước vỉa

Kết quả phân tích các mẫu nước khai thác từ tầng móng của mỏ khá tương đồng mặc dù thời gian và vị trí giếng lấy mẫu khác nhau. Điều đó cho thấy các giếng khai thác thuộc tầng móng của mỏ có sự liên thông tốt. Giá trị tổng chất rắn hòa tan (TDS) của các mẫu nằm trong khoảng 41 ~ 43g/L, cao hơn so với nước biển, trong đó hàm lượng ion ($\text{Na}^+ + \text{Cl}^-$) chiếm tới hơn 75% giá trị TDS. Mẫu nước biển của khu vực bể Cửu Long có TDS khoảng 35g/L, như vậy các mẫu nước móng của mỏ có độ mặn cao hơn nước biển tương ứng.

Khảo sát mối quan hệ giữa Cl và Br của mẫu nước vỉa và so sánh với đường SET (Hình 5) cho thấy nước vỉa tầng móng có thể có nguồn gốc từ nước biển (sea water) hoặc nước lợ (brackish water) và đã trải qua quá trình bay hơi.

Phân tích thạch học trầm tích cho thấy, môi trường thành tạo của đối tượng Miocene dưới là nước ngọt sông hồ, trong khi của đối tượng Oligocene là nước lợ vũng vịnh. Như vậy, có thể thấy khả năng nước vỉa tầng móng của mỏ có nguồn gốc từ tầng Oligocene (có thể là tập D hoặc E). Để xác định cụ thể hướng dịch chuyển của nước vỉa từ tập D hay E Oligocene xuống móng cần phân tích thêm tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$.

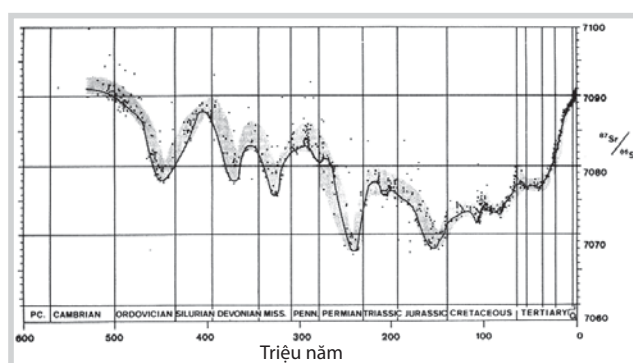
4.2. Phân tích tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$

Trong Hình 6, nước vỉa tầng móng của mỏ có tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ rất gần với giá trị của tập D Oligocene, đồng thời rất khác biệt so với nước chiết từ đất đá vỉa của tầng móng, của tập E Oligocene và của Miocene dưới. Điều đó cho thấy, rất có thể tập D Oligocene là nơi xuất phát của nguồn nước vỉa có trong tầng móng của mỏ.

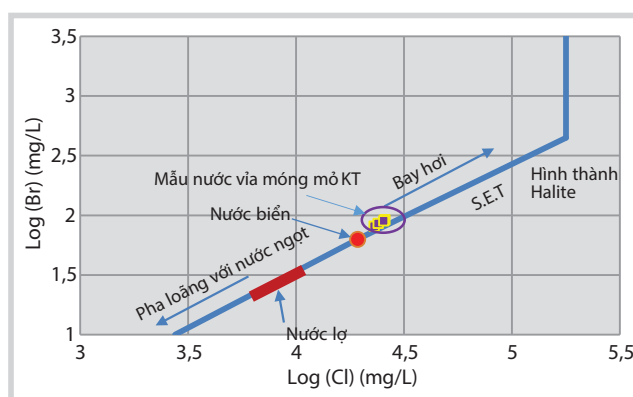
Các kết quả phân tích về thành phần hóa học và các nghiên cứu về địa chất cho thấy nguồn gốc nước vỉa có thể bắt nguồn từ tập D Oligocene chảy vào móng qua vùng dập nát và/hoặc các đứt gãy phía Đông Nam của mỏ.

5. Kết luận

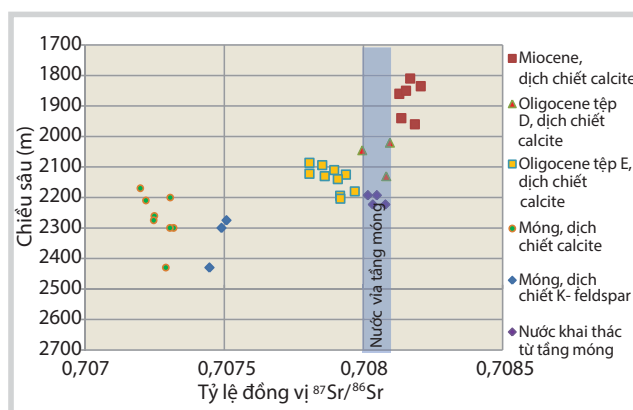
Phương pháp sử dụng đồng vị và thành phần hóa học của nước vỉa để xác định nguồn gốc nước đã được



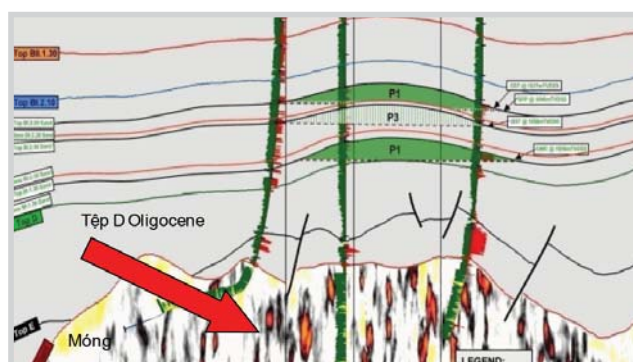
Hình 4. Sự thay đổi của tỷ lệ $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ của nước biển theo thời gian [12]



Hình 5. Kết quả phân tích mối quan hệ Cl-Br của các mẫu nước vỉa móng của mỏ thuộc bể Cửu Long



Hình 6. Kết quả phân tích tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ của các mẫu nước vỉa tầng móng và đất đá mỏ KT ở các đối tượng địa chất khác nhau theo chiều sâu



Hình 7. Giả thiết nguồn gốc và hướng dịch chuyển của nước vỉa móng của mỏ thuộc bể Cửu Long

nghiên cứu áp dụng để xác định nguồn gốc nước vỉa tầng móng của mỏ thuộc bể Cửu Long. Các kết quả về thành phần hóa học, tỷ lệ đồng vị $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ cho thấy nguồn gốc nước vỉa của tầng móng của mỏ có thể bắt nguồn từ tệp D Oligocene chảy vào móng qua vùng đập nát phía Đông Nam. Phương pháp này mở ra một hướng nghiên cứu mới cho phép đánh giá hướng dịch chuyển cũng như tỷ lệ pha trộn giữa các thành phần nước khác nhau trong nước khai thác, từ đó cho phép dự báo cũng như kiểm soát quá trình ngập nước của mỏ tốt hơn, góp phần nâng cao hiệu quả khai thác dầu khí.

Tài liệu tham khảo

1. Lan D.Clark, Peter Fritz. *Environmental isotopes in hydrogeology*. CRC Press. 1997.
2. Timothy P.Wilson, David T.Long. *Geochemistry and isotope chemistry of Michigan Basin brines: Devonian formations*. Applied Geochemistry. 1993; 8(1): p. 81 - 100.
3. Cathy A.Connolly, Lynn M.Walter, H.Baadsgaard, Fred J.Longstaffe. *Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada Sedimentary Basin*. I. Chemistry, Applied Geochemistry. 1990; 5(4): p. 375 - 395.
4. Alan M.Stueber, Lynn M.Walter. *Origin and chemical evolution of formation waters from Silurian-Devonian strata in the Illinois basin, USA*. Geochimica et Cosmochimica Acta. 1990; 55(1): p. 309 - 325.
5. Alden B.Carpenter. *Origin and chemical evolution of brines in sedimentary basins*. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. 1 - 3 October 1978.
6. L.K.Zherebtsova, N.N.Volkova. *Experimental study of the behavior of trace elements in the process of natural solar evaporation of Black Sea water and Sasyk-Sivash brine*. Geochemistry International. 1966; 3(4): p. 656 - 670.
7. M.A.McCaffrey, B.Lazar, H.D.Holland. *The evaporation path of seawater and the coprecipitation of Br and K^+ with halite*. Journal of Sedimentary Petrology. 1987; 57(5): p. 928 - 937.
8. Chunfang Cai, Stephen G.Franks, Per Aagaard. *Origin and migration of brines from Paleozoic strata in Central Tarim, China: constraints from $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, δD , $\delta_{18}\text{O}$ and water chemistry*. Applied Geochemistry. 2001; 16: p. 1269 - 1284.
9. M.L.Davisson, R.E.Criss. *Na-Ca-Cl relations in basinal brines*. Geochimica et Cosmochimica Acta. 1996; 60: p. 2743 - 2752.
10. S.A.Gleeson, J.J.Wilkinson, F.M.Stuart, D.A.Banks. *The origin and evolution of base metal mineralising brines and hydrothermal fluids, South Cornwall, UK*. Geochimica et Cosmochimica Acta. 2001; 65(13): p. 2067 - 2079.
11. Thomas M.Johnson, Donald J.DePaolo. *Rapid exchange effects on isotope ratios in groundwater systems: 2. Flow investigation using Sr isotope ratios*. Water Resources Research. 1997; 33(1): p. 197 - 209.
12. Ján Veizera, Dieter Buhl, Andreas Diener, Stefan Ebner, Olaf G.Podlaha, Peter Bruckschen, Torsten Jasper, Christoph Korte, Michael Scha, Davin Ala, Karem Azmy. *Strontium isotope stratigraphy: potential resolution and event correlation*. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. 1997; 132(1 - 4): p. 65 - 77.

Using geochemical method to determine the migration of formation water

Kieu Anh Trung¹, Nguyen Minh Quy¹, Le Thi Thu Huong¹
Truong Van Dung¹, Vu Viet Hung², Hoang Long¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Petrovietnam Exploration Corporation (PVEP)

Email: trungka.epc@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents a method using geochemical characteristics to evaluate and determine the migration of formation water. The chemical composition of water will provide the information about the source of salinity and the rock-water interaction of formation water during deposition and migration. The isotopic ratio of $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ is also used to distinguish the sedimentary strata and the origin of formation water, based on which the migration of formation water will be evaluated. A case study with formation water from the basement reservoir of an oil field in Cuu Long basin has been conducted by application of the presented method, enabling prediction as well as better monitoring of water flooding in the field, which contributes to improving oil and gas production efficiency.

Key words: Formation water, source, isotope, basement, Cuu Long basin.

ĐẶC ĐIỂM MÔI TRƯỜNG, TƯỚNG TRẦM TÍCH CỦA TRẦM TÍCH MIOCENE KHU VỰC BẠCH LONG VĨ

Phan Giang Long, Hoàng Ngọc Đăng, Phạm Xuân Ánh
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
Email: longpg@pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu đặc điểm môi trường, tướng trầm tích của các tập trầm tích tuổi Miocene khu vực Bạch Long Vĩ nhằm làm rõ quy luật phân bố môi trường, tướng trầm tích trong mối liên hệ với hệ thống dầu khí và tiềm năng dầu khí ở khu vực nghiên cứu. Kết quả nghiên cứu đã xác định môi trường, tướng trầm tích của các tập trầm tích trong Miocene có tính lặp lại theo chu kỳ nâng hạ của mực nước biển và mở rộng dần về hướng Đông và Đông Bắc. Quy luật phân bố về môi trường, tướng trầm tích của các tập trầm tích Miocene thay đổi từ Bắc xuống Nam: từ đồng bằng châu thổ, đồng bằng ven biển, sông cổ đến châu thổ, ven biển đến biển trong, biển ngoài.

Từ khóa: Môi trường, tướng trầm tích, tập trầm tích Miocene, Bạch Long Vĩ.

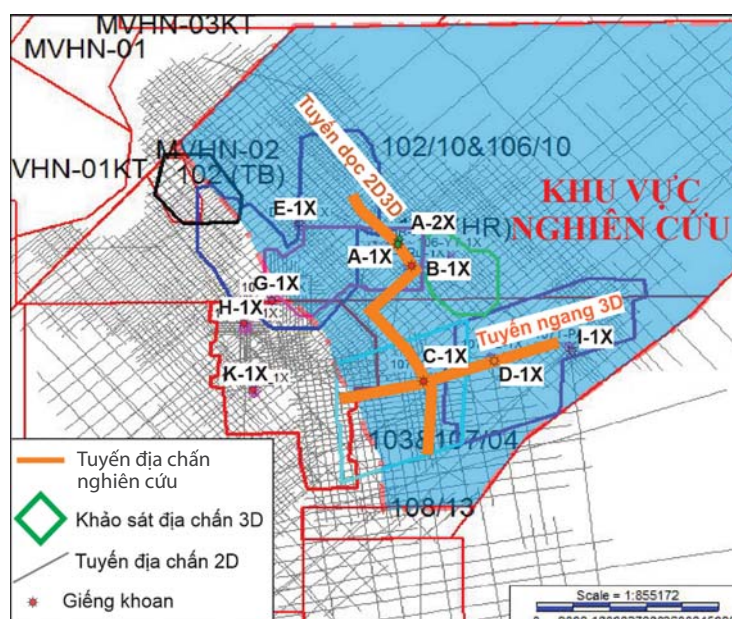
1. Giới thiệu

Khu vực Bạch Long Vĩ nằm ở phía Đông Bắc bể trầm tích Sông Hồng (Hình 1), là khu vực nước nông thuộc đới thềm cao có sườn dốc thoải, nằm sát đường bờ biển và có các hệ thống sông, ngòi hoạt động mạnh trong thời gian dài. Các nghiên cứu địa chất khu vực cho thấy trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ được thành tạo ở pha sau tách giãn trong điều kiện lún chìm do sự nguội lạnh của dòng nhiệt [1], đi kèm với quá trình đó, môi trường, tướng trầm tích thay đổi dần từ đồng bằng châu thổ tới biển nông trong mối liên quan mật thiết với không gian tích tụ trầm tích được mở rộng về phía Nam và lấn dần về phía Đông, Đông Bắc của khu vực nghiên cứu.

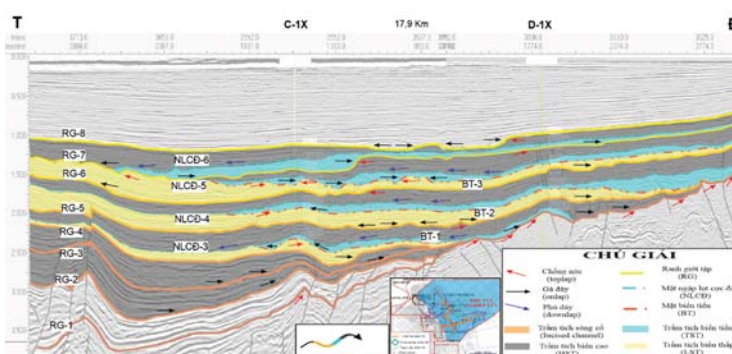
Do ảnh hưởng của các hoạt động địa chất cùng với nguồn vật liệu trầm tích phong phú từ lục địa Việt Nam và các đới cao nằm ở phía Đông và Đông Bắc khu vực nghiên cứu đã hình thành các tập trầm tích với đặc điểm môi trường, tướng trầm tích thay đổi theo thời gian và không gian (chiều thẳng đứng và chiều ngang).

Nhằm làm sáng tỏ đặc điểm môi trường, tướng trầm tích của trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ, nhóm tác giả đã sử dụng tổ hợp các phương pháp nghiên cứu để phân tích trên 11.000km địa chấn 2D, trên 4.500km² địa chấn 3D, 10 giếng khoan phân bố đều trong khu vực Bạch Long Vĩ và vùng lân cận (Hình 1). Tổ hợp các phương pháp nghiên cứu sử dụng gồm: phân tích

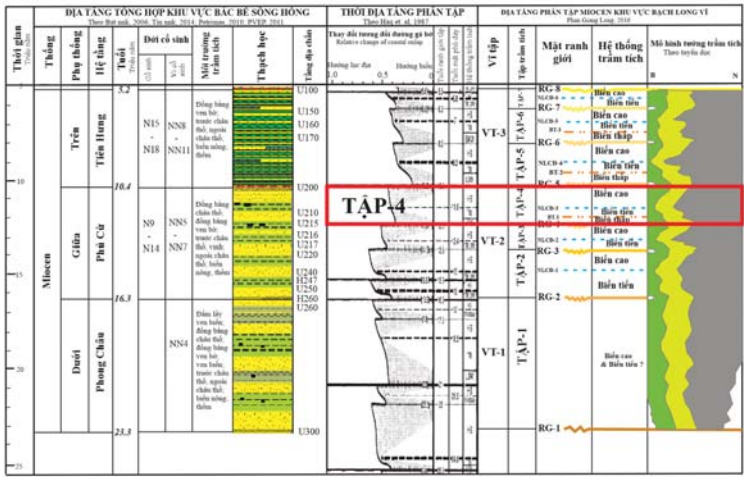
tướng [2], phân tích địa vật lý giếng khoan [3], tích hợp với kết quả phân tích cổ sinh, thạch học từ các giếng khoan đặc trưng về môi trường, tướng trầm tích.



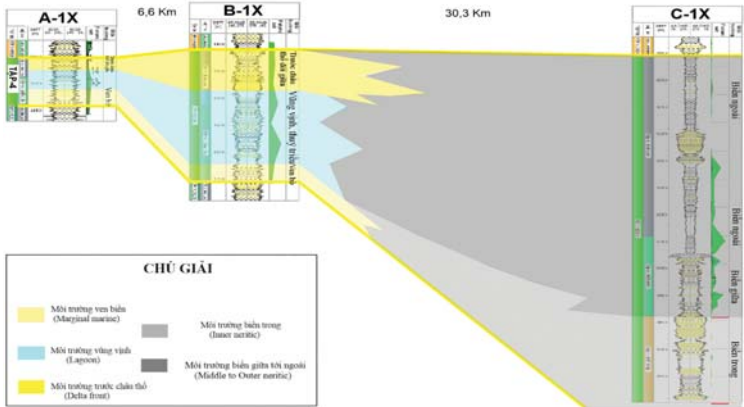
Hình 1. Sơ đồ vị trí khu vực Bạch Long Vĩ và cơ sở tài liệu



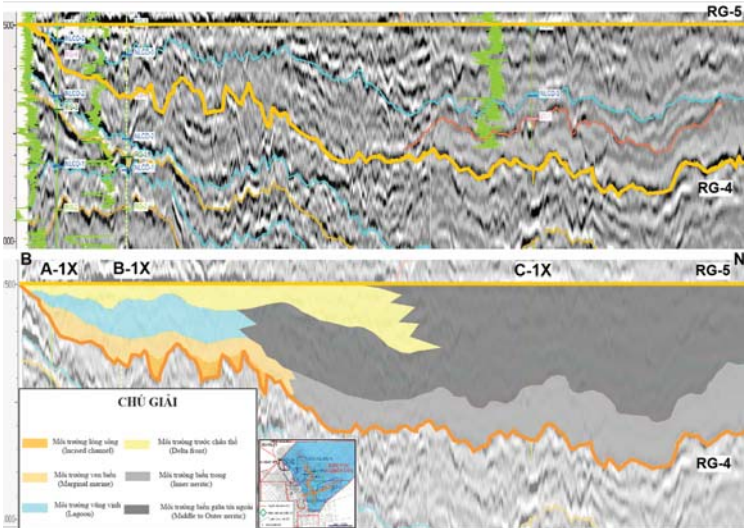
Hình 2. Đặc điểm các tập, hệ thống trầm tích trong Miocene khu vực Bạch Long Vĩ



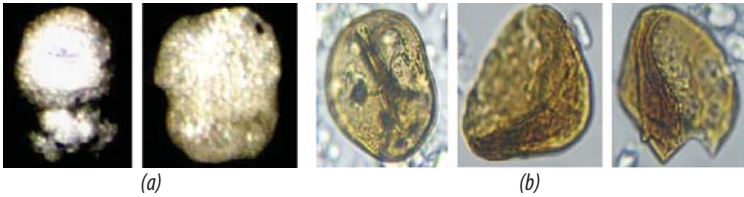
Hình 3. Vị trí tập điển hình (Tập 4) trong lát cắt trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ



Hình 4. Phân bố môi trường cổ địa lý của Tập 4 theo các giếng A-1X, B-1X và C-1X



Hình 5. Tuyến địa chấn dọc minh giải làm phẳng nóc Tập 4 (RG-5, trên), đặc điểm môi trường cổ địa lý của Tập 4 theo tuyến dọc (dưới)



Hình 6. Hoá thạch Praeorbulina glomerosa, Globigerinoides trilobus (a) và Zonocostites spp. (b) xuất hiện tại giếng B-1X

Trong bài báo này, đặc điểm môi trường, tương trầm tích của các tập trầm tích trong Miocene được minh họa chi tiết qua tập trầm tích điển hình là Tập 4 (tập trên Miocene giữa).

2. Cơ sở lựa chọn tập trầm tích điển hình phục vụ minh họa chi tiết về môi trường, tương trầm tích

Kết quả nghiên cứu đặc điểm phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ [3] cho thấy các tập trầm tích trẻ nằm đơn nghiêng, phủ chồng bất chỉnh hợp lên các tập trầm tích cổ hơn và phát triển dần về phía Đông, Đông Bắc khu vực nghiên cứu (Hình 2).

Đặc điểm môi trường, tương trầm tích của các tập trầm tích trong Miocene được nghiên cứu dựa trên đặc điểm nhóm hóa thạch, thành phần thạch học, khoáng vật từ kết quả phân tích mẫu của các giếng khoan kết hợp với phân tích tỷ lệ cát/sét, dạng đường cong địa vật lý giếng khoan, phân tích tương địa chấn của từng tập, hệ thống trầm tích trong Miocene. Phục vụ cho việc minh họa chi tiết, tập điển hình được lựa chọn dựa trên tiêu chuẩn gồm: i) có đầy đủ các hệ thống trầm tích (biển thấp, biển tiến, biển cao); ii) có biểu hiện hoặc phát hiện dầu khí là đối tượng tìm kiếm, thăm dò dầu khí; iii) có đủ tài liệu để phân tích bao gồm tài liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan, tài liệu cổ sinh, thạch học.

Trên cơ sở đó, Tập 4 tương ứng với tập trên Miocene giữa (Hình 3) là tập trầm tích điển hình vì có đầy đủ các hệ thống trầm tích biển thấp, biển tiến, biển cao; có các phân tập (lớp) cát kết có phát hiện khí tại giếng khoan C-1X; có đủ các loại tài liệu.

3. Đặc điểm môi trường của Tập 4

Đặc điểm môi trường đặc trưng (Gross depositional paleoenvironment) lắng đọng trầm tích của Tập 4 được nghiên cứu và xác định dựa trên kết quả phân tích đặc trưng tương địa chấn, sự thay đổi dạng đường cong GR, tỷ lệ cát/sét, nhóm hóa thạch đặc trưng và đặc điểm khoáng vật, thạch học mẫu vụn từ các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu.

Hình 4 và 5 thể hiện sự thay đổi môi trường trầm tích của Tập 4 theo các giếng A-1X, B-1X,

C-1X và tuyến địa chấn dọc, theo thứ tự từ dưới lên, từ Bắc xuống Nam, đặc điểm môi trường trầm tích gồm:

- Môi trường ven bờ: đặc trưng bởi tỷ lệ cát/sét cao, năng lượng trầm tích cao, gồm các nhóm phân tập có dạng mịn dần hướng lên, phân lớp trung bình (Hình 4), chứa các hóa thạch thuộc họ bả mẩu như *Nonion spp.*, *Trochammina spp.* [4]. Môi trường ven biển phân bố dưới cùng của Tập 4 ở khu vực các giếng A-1X, B-1X, kéo về sườn dốc cuối Lô 106 đầu Lô 107 (Hình 5).

- Môi trường vũng vịnh, thủy triều: đặc trưng bởi tỷ lệ cát/sét thấp, năng lượng trầm tích thấp, các lớp cát mỏng xen kẽ các lớp sét dày (Hình 4), chứa đa dạng các hóa thạch gồm cả vi sinh vật trôi nổi và bả mẩu, trong đó các họ trùng lỗ bả mẩu chiếm ưu thế như: *Ammonia spp.*, *Eponides praecinctus*, *Eponides spp.*, *Ammonia spp.*, *Eponides praecinctus*, *Eponides spp.* [4, 5]. Môi trường vũng vịnh nằm bên trên môi trường ven biển và phân bố trên và dưới mặt ngập lụt cực đại (NLCĐ-3) của Tập 4 ở khu vực các giếng A-1X, B-1X và kéo về khu vực sườn dốc thuộc Lô 106 (Hình 5).

Môi trường trước châu thổ: đặc trưng bởi tỷ lệ cát/sét cao, các nhóm phân tập có xu thế thô, dày dần hướng lên, năng lượng trầm

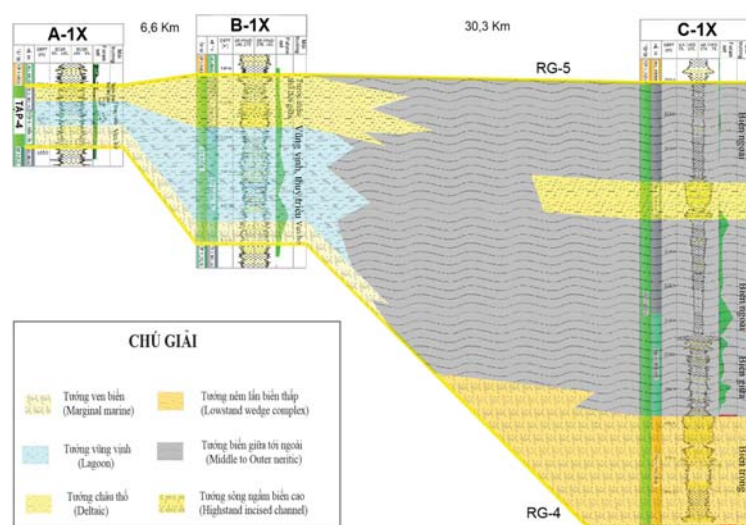
tích lớn (Hình 4); đặc trưng bởi sự đa dạng các hóa thạch, trong đó nổi trội là các loài vi sinh vật trôi nổi như *Praeorbulina glomerosa*, *Praeorbulina spp.* ở chiều sâu 1.510 - 1.540m, *Globigerinoides trilobus*, *Globigerinoides cf. sicanus* ở chiều sâu 1.490 - 1.540m phát hiện được tại giếng B-1X; đới bào tử, phần hoa *Florschuetzia meridionalis*, *Zonocostites spp.* (Hình 6) [5]. Môi trường trước châu thổ nằm bên trên môi trường vũng vịnh và phân bố trên cùng của Tập 4 ở khu vực các giếng A-1X, B-1X và kéo về khu vực sườn dốc thuộc Lô 107 (Hình 5).

Môi trường biển trong: đặc trưng bởi tỷ lệ cát/sét cao, các nhóm phân tập có xu hướng thô, dày dần hướng lên, năng lượng trầm tích cao (Hình 4), chứa các mảnh hóa thạch của sinh vật trôi nổi và bả mẩu, các loài hóa thạch trùng lỗ bả mẩu như *Haplophragmoides subglobosum*, *Bigennerina nodosaria* thấy tại giếng C-1X [6]. Môi trường biển trong nằm bên dưới cùng của Tập 4 ở khu vực giếng C-1X, thuộc hệ thống trầm tích biển thấp phân bố ở khu vực thềm thuộc Lô 107 (Hình 5).

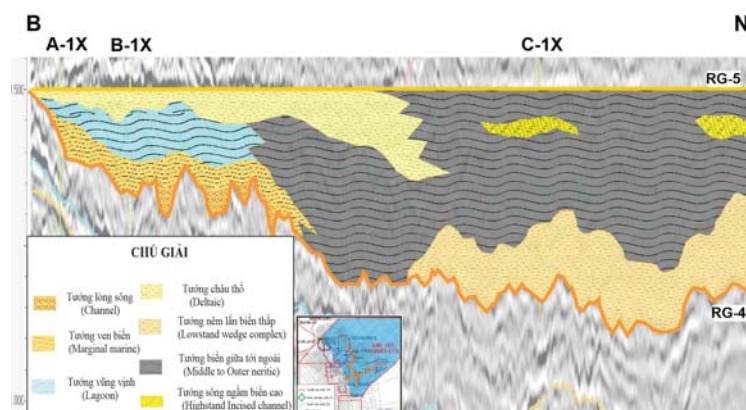
Môi trường biển giữa tới biển ngoài: đặc trưng bởi tỷ lệ cát/sét thấp tới rất thấp, bao gồm các nhóm phân tập có xu hướng mịn, mỏng dần hướng lên nằm bên dưới và các nhóm phân tập có xu hướng thô, dày dần hướng lên nằm bên trên (Hình 4), năng lượng trầm tích thay đổi từ thấp tới rất thấp; chứa các hóa thạch thuộc nhóm foram trôi nổi chiếm ưu thế như *Praeorbulina*, *Globorotalia peripheroronda*, *Globorotalia mayeri* và xuất hiện *Globigerinoides* (N8-N9) ở chiều sâu 3.310m tại giếng C-1X [6]. Môi trường biển giữa tới biển ngoài nằm bên trên môi trường biển trong ở khu vực giếng C-1X gồm hệ thống trầm tích biển tiến và hệ thống trầm tích biển cao, phân bố ở khu vực thềm thuộc Lô 107 (Hình 5).

4. Đặc điểm tương trầm tích của Tập 4

Đặc điểm tương trầm tích bao hàm khái niệm về các đá trầm tích được hình thành trong môi trường trầm tích cụ thể. Trong bài báo này, đặc điểm tương trầm tích chủ yếu được xác định dựa trên tổng hợp kết quả phân tích thạch học từ địa vật lý giếng khoan với các thành phần chủ yếu như cát, bột, sét, đá vôi, than, sét



Hình 7. Đặc điểm phân bố tương trầm tích của Tập 4 theo các giếng khoan A-1X, B-1X, C-1X



Hình 8. Đặc điểm phân bố tương trầm tích của Tập 4 theo tuyến dọc

than, các kết quả phân tích, mô tả từ mẫu vụn, đồng thời kết hợp với các kết quả phân tích sinh địa tầng phân giải cao tại các giếng khoan và tường địa chấn theo mặt cắt làm phẳng tại nóc Tập 4.

Hình 7 và 8 minh họa đặc điểm phân bố tướng trầm tích của Tập 4 theo các giếng khoan A-1X, B-1X, C-1X và theo tuyến địa chấn dọc, bao gồm các tướng trầm tích chủ yếu sau:

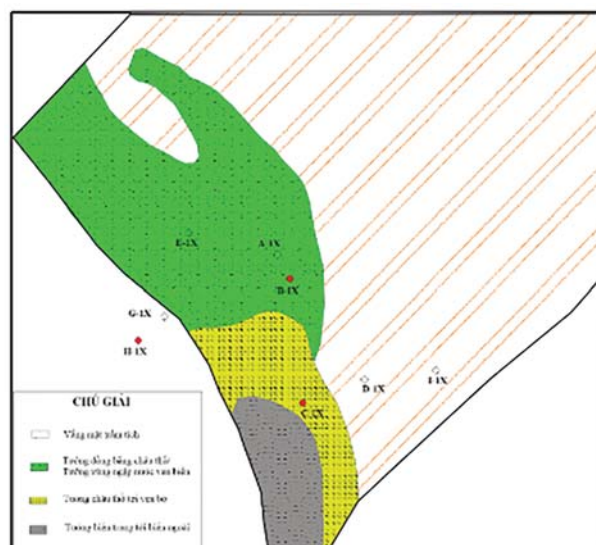
- Tướng lòng sông cổ: hình thành khi mực nước biển hạ thấp, do dòng chảy của các con sông cổ mang theo vật liệu trầm tích sông, ngòi. Tướng lòng sông cổ đào khoét lấp đầy các lòng sông cổ, có thể quan sát thấy tại khu vực đới cao của tuyến dọc. Tướng lòng sông cổ thường bao gồm các thân cát lòng sông cổ dạng mịn dần hướng lên, phân bố chủ yếu ở môi trường châu thổ, ven bờ thuộc Lô 106 (Hình 8);

- Tướng nêmlấn biển thấp: hình thành khi mực nước biển hạ thấp, phân bố ở khu vực đáy thềm đới thấp hình thành nêmlấn trên tuyến địa chấn (Hình 7 và 8), gồm các đá cát kết chủ yếu có màu sáng trong, hạt mịn tới rất mịn, xen kẽ hạt trung; bột kết thường có màu xám sáng tới xám mờ; sét kết thường có màu xám đen. Tướng nêmlấn biển thấp bao gồm các nhóm phân tập có xu thế thô dần hướng lên có thành phần chủ yếu cát, bột, sét, tỷ lệ cát/sét trung bình tới cao và phân bố chủ yếu ở khu vực thềm đới thấp Lô 107 (Hình 8);

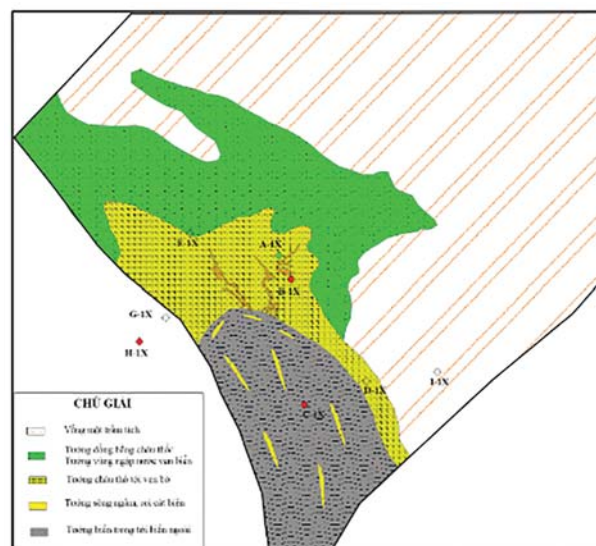
- Tướng ven biển: hình thành trong quá trình biển tiến, nguồn vật liệu trầm tích lớn từ lục địa lấn ra biển tạo thành các trầm tích ven biển trong môi trường ven biển, gồm các đá cát kết có màu xám sáng, hạt mịn tới rất mịn; sét kết có màu xám sáng chiếm ưu thế, thường chứa khoáng vật glauconite, tỷ lệ cát/sét trung bình và giảm dần. Các trầm tích tướng ven biển phủ chồng lên đáy của Tập 4 ở khu vực các giếng A-1X, B-1X, kéo về sườn dốc cuối Lô 106 đầu Lô 107 (Hình 7 và 8);

- Tướng vũng vịnh: hình thành vào giai đoạn cuối của quá trình biển tiến và giai đoạn đầu của quá trình biển lùi trong môi trường vũng vịnh, gồm các lớp cát kết, bột kết, sét kết và các lớp carbonate mỏng, tỷ lệ cát/sét thấp. Cát kết chủ yếu có màu xám mờ, cỡ hạt rất mịn tới mịn; sét kết có màu xám đen, thường có khoáng vật glauconite, mảnh carbonate. Các trầm tích tướng vũng vịnh phủ chồng lên các trầm tích tướng ven biển của Tập 4 và phân bố ở khu vực các giếng A-1X, B-1X, kéo về sườn dốc cuối Lô 106 (Hình 7 và 8);

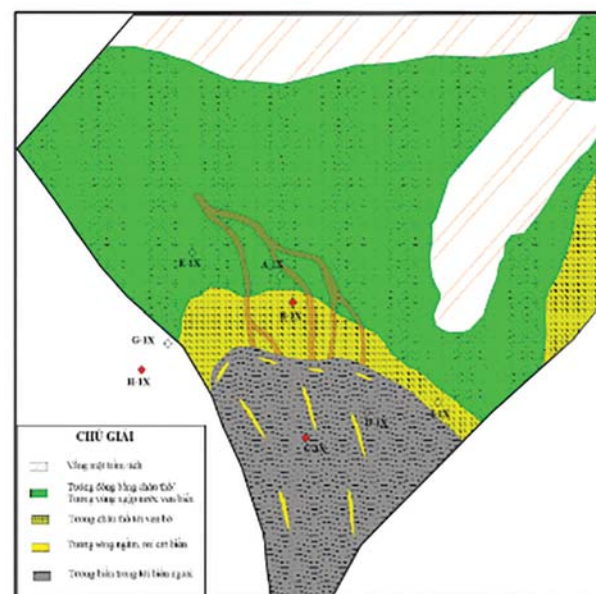
- Tướng biển giữa tới biển ngoài: hình thành trong quá trình biển tiến và biển lùi, thành tạo trong môi trường biển giữa và biển ngoài. Gồm các lớp cát kết, bột kết, sét kết và các



Hình 9. Sơ đồ phân bố tướng trầm tích của Tập 1



Hình 10. Sơ đồ phân bố tướng trầm tích của Tập 4



Hình 11. Sơ đồ phân bố tướng trầm tích của Tập 7

lớp đá vôi mỏng xen kẽ, tỷ lệ cát/sét thấp. Các đá cát kết thường có màu xám sáng tới xám mờ, cỡ hạt từ mịn tới rất mịn; sét kết thường có màu xám nâu tới xám xanh olive. Các trầm tích tướng biển giữa tới biển ngoài nằm phủ chồng lên các trầm tích tướng nêo lần biển thấp phân bố chủ yếu ở khu vực Lô 107 (Hình 7 và 8);

- Tướng châu thổ: hình thành trong quá trình biển lùi, nguồn vật liệu trầm tích lớn từ lục địa đổ ra biển theo hệ thống châu thổ, phiêu phóng vật, được thành tạo trong môi trường tam giác châu thổ. Gồm các tập cát kết, sét kết, đôi khi gặp các mảnh thực vật, các lớp đá vôi mỏng tại giếng khoan B-1X, tỷ lệ cát/sét trung bình tới cao. Các đá cát kết thường có màu xám sáng, thành phần độ hạt thay đổi từ rất mịn tới trung bình; sét kết thường có màu xám đen tới xám nâu, đôi khi gặp dấu vết than, sét than. Các trầm tích tướng châu thổ phủ chồng lên các trầm tích tướng vũng vịnh của Tập 4, phân bố ở khu vực các giếng A-1X, B-1X, kéo về sườn dốc cuối Lô 106 đầu Lô 107 (Hình 7 và 8).

5. Phân bố tướng trầm tích Miocene

Các sơ đồ phân bố tướng trầm tích của các tập trầm tích trong Miocene đã được thành lập dựa vào kết quả phân tích về đặc điểm phân bố môi trường và tướng trầm tích của trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ. Nhằm xác định quy luật thay đổi tướng trầm tích trong Miocene, sơ đồ phân bố tướng trầm tích của 3 tập trầm tích đặc trưng cho các thời kỳ trong Miocene khu vực nghiên cứu đã được minh họa chi tiết. Bao gồm, Tập 1 tương ứng với tập Miocene dưới, Tập 4 tương ứng với tập trên Miocene giữa, Tập 7 tương ứng với tập trên Miocene trên.

Hình 9 - 11 cho thấy đặc điểm phân bố môi trường, tướng trầm tích của trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ thay đổi từ Bắc xuống Nam bao gồm: đồng bằng châu thổ, vùng ngập nước ven biển; châu thổ, ven bờ; biển trong tới biển ngoài. Ngoài ra, từ Tập 2 đến Tập 7 ở khu vực đới cao thuộc Lô 106, xuất hiện dấu vết của các lòng sông cổ phát triển trong các môi trường đồng bằng châu thổ tới ven bờ, trong khi ở khu vực đới thấp thuộc Lô 107, xuất hiện các dấu vết của các thân cát tướng sông ngầm biển cao, doi cát biển thành tạo trong môi trường biển nông.

6. Kết luận

Các tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ được thành tạo sau pha tách giãn trong điều kiện lún chìm nhiệt tương đối ổn định, các tập trầm tích trẻ nằm đơn

ngiêng, phủ chồng bất chỉnh hợp lên các tập trầm tích cổ hơn và phát triển lần dần về phía Đông, Đông Bắc khu vực nghiên cứu.

Đặc điểm môi trường của các tập trầm tích trong Miocene khu vực Bạch Long Vĩ thay đổi từ Bắc xuống Nam, bao gồm các môi trường đặc trưng sau: đồng bằng châu thổ, đồng bằng ven biển; trước châu thổ, ven biển; biển trong, biển giữa tới biển ngoài. Xu hướng thay đổi môi trường trầm tích theo hướng mở rộng và phát triển về hướng Đông và Đông Bắc vùng nghiên cứu được duy trì, tập sau lặp lại tập trước theo quy luật nâng, hạ của mực nước biển.

Đặc điểm tướng trầm tích của các tập trầm tích trong Miocene khu vực Bạch Long Vĩ thay đổi từ Bắc xuống Nam, bao gồm các tướng trầm tích chủ yếu sau: tướng đồng bằng châu thổ, vùng ngập nước ven biển, sông cổ; tướng châu thổ, ven bờ; tướng biển trong tới biển ngoài; tướng sông ngầm biển cao và doi cát ven biển.

Trầm tích thuộc hệ thống trầm tích biển thấp thành tạo trong môi trường biển trong, tướng nêo lần biển thấp bao gồm các phân tập, nhóm phân tập thô dần hướng lên, tỷ lệ cát/sét cao, có độ rỗng độ thấm tốt, phân bố ở khu vực thềm đới thấp thuộc Lô 107 là các đối tượng thăm dò dầu khí tiềm năng trong vùng nghiên cứu.

Trầm tích thuộc hệ thống trầm tích biển cao có tướng vũng vịnh đến biển ngoài bao gồm các tầng sét dày, độ đồng nhất cao, phân bố ngay bên trên các mặt ngập lụt cực đại của các tập trầm tích đóng vai trò là các tầng chắn dầu khí tốt.

Tài liệu tham khảo

1. Petronas Caligari Overseas. *Block evaluation report*. Blocks 102 & 106, Vietnam. 2010.
2. P.R.Vail, R.M.Mitchum. *Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 11: Glossary of terms used in seismic stratigraphy*. Memoir 26: Seismic Stratigraphy - Applications to hydrocarbon exploration. American Association of Petroleum Geologists. 1977: p. 205 - 212.
3. Phan Giang Long, Mai Thanh Tân, Hoàng Ngọc Đăng. *Đặc điểm địa tầng phân tập trầm tích Miocene khu vực Bạch Long Vĩ theo quan điểm tập tích tụ của địa tầng phân tập trầm tích vụn*. Tạp chí Dầu khí. 2017; 9: trang 23 - 29.
4. Analysis Laboratory Center (Labs). *High resolution biostratigraphy report of the 106 HR-1X well*. Vietnam Petroleum Institute (VPI). 2009.

5. Institute of Geological Science (VAST). *Biostratigraphic report on 102/10 & 106/10-B-1X*. PVEP Song Hong. 2014.
6. Analysis Laboratory Center (Labs). *High resolution biostratigraphy report of the 107 KL-1X well*. Vietnam Petroleum Institute (VPI). 2016.
7. PVEP POC. *107-PL-1X geological well report*. PSC Blocks 103&107 Offshore, S.R Vietnam. 2012.
8. PVEP POC. *106/10-HRD-1X geological well report*. Blocks 102/10&106/10 PSC, Offshore Vietnam. 2014.
9. PVEP Song Hong. *107-KL-1X geological well report*. Blocks 103&107 PSC, Offshore Vietnam. 2015.
10. Octavian Catuneanu. *Principles of sequence stratigraphy*. Elsevier. 2006.

Paleoenvironment and facies characteristics of Miocene sequences in Bach Long Vi area

Phan Giang Long, Hoang Ngoc Dang, Pham Xuan Anh
Vietnam Oil and Gas Group
Email: longpg@pvn.vn

Summary

This article presents the study results of the paleoenvironment and facies characteristics of Miocene sequences in Bach Long Vi area in order to understand the distribution rule of sedimentary paleoenvironment and facies related to the petroleum system and hydrocarbon potential in the study area. The study results have defined that the paleoenvironment and facies of Miocene sequences were repeated in accordance with the rise and fall of sea level and spread out to the east and the northeast of the study area. The distribution rule of their paleoenvironment and facies varies from north to south: from delta plain, flood plain, paleo-channel facies to deltaic, marginal marine facies to middle, outer neritic facies.

Key words: Paleoenvironment, facies, Miocene sequences, Bach Long Vi.

PHÂN TÍCH TÍNH CHẤT SẢN PHẨM KHÍ, CONDENSATE MỎ THÁI BÌNH NHẪM BỔ SUNG CHO HỆ THỐNG CƠ SỞ DỮ LIỆU DẦU KHÍ VIỆT NAM

Nguyễn Bá Khoa, Nguyễn Huỳnh Anh
Nguyễn Phan Trí, Nguyễn Xuân Hợp
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: khoanb@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả phân tích chi tiết mẫu khí và condensate mỏ Thái Bình, so sánh với tính chất sản phẩm của các mỏ khí và condensate khác tại Việt Nam. Thành phần của khí mỏ Thái Bình chủ yếu là methane với hàm lượng từ 89,14 - 89,61%mol. Tổng các thành phần hydrocarbon còn lại (C_{2+}) chiếm tỷ lệ thấp từ 7,75 - 8,04%mol và hàm lượng hydrocarbon lỏng (C_{6+}) rất thấp từ 0,20 - 0,39%mol. Khí mỏ Thái Bình có chất lượng tốt do hàm lượng H_2S thấp, ít tạp chất và khí phi hydrocarbon.

Kết quả nghiên cứu này góp phần hoàn thiện Hệ thống cơ sở dữ liệu tính chất dầu khí Việt Nam, từ đó có cơ sở lựa chọn thiết kế, công nghệ phù hợp để sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên thiên nhiên.

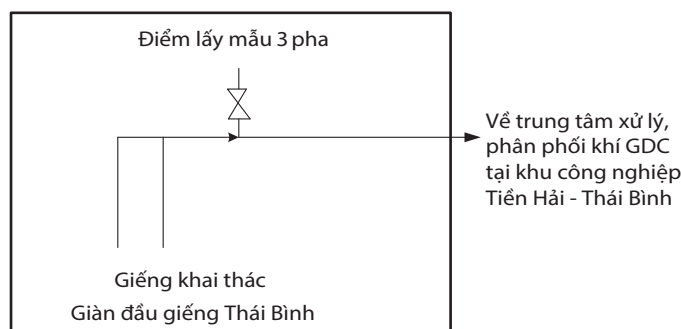
Từ khóa: Khí, condensate, Thái Bình.

Mỏ khí Thái Bình với trữ lượng tại chỗ khoảng 140 tỷ ft^3 nằm trong khu vực Lô 102-106 thuộc bể Sông Hồng, ngoài khơi vịnh Bắc Bộ, cách bờ biển tỉnh Thái Bình khoảng 20km.

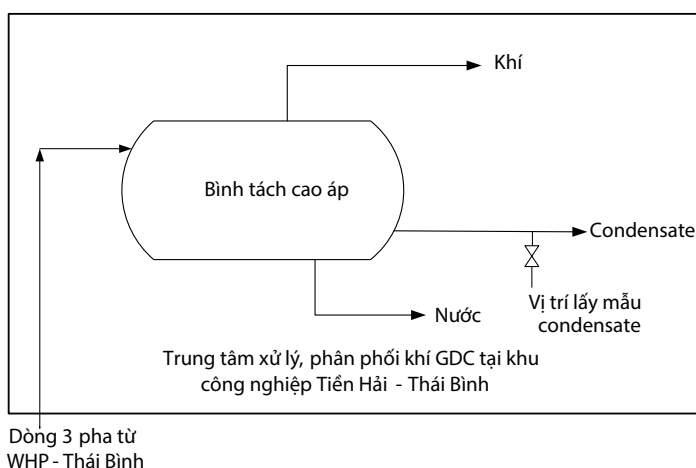
Hệ thống đường ống Thái Bình - Hàm Rồng được thiết kế để thu gom khí từ mỏ Hàm Rồng (Lô 106), mỏ Thái Bình (Lô 102) và các mỏ lân cận (Hồng Long, Sapa Nam, Hồng Hà - Lô 103 và 107) vận chuyển về bờ bằng đường ống 12inch dài 25km. Ngày 7/8/2015, dòng khí đầu tiên từ mỏ Thái Bình đã được đưa vào bờ bằng hệ thống đường ống này.

Giàn khai thác của mỏ Thái Bình được thiết kế đơn giản, trên giàn không có các thiết bị xử lý, do đó sản phẩm sau khi thu gom được vận chuyển trực tiếp về bờ. Tại Trung tâm Phân phối khí Tiên Hải, bộ tách/loại 3 pha được sử dụng để tách nước, các cặn rắn, condensate và khí thương phẩm.

Để phân tích tính chất chi tiết, mẫu khí mỏ Thái Bình được lấy tại giàn đầu giếng Thái Bình dưới dạng mẫu 3 pha, theo tiêu chuẩn ASTM D3700. Tại phòng thí nghiệm, mẫu được tách pha khí lỏng tại điều kiện bình tách sau đó thu mẫu khí đem phân tích. Số lượng mẫu lấy tại mỏ là 4 mẫu, lấy làm 4 đợt cách



Hình 1. Sơ đồ vị trí lấy mẫu khí mỏ Thái Bình



Hình 2. Sơ đồ vị trí lấy mẫu condensate mỏ Thái Bình

Bảng 1. Điều kiện, vị trí lấy mẫu mỏ Thái Bình

TT	Tên mẫu	Vị trí lấy mẫu	Thời điểm lấy mẫu	Áp suất (barg)	Nhiệt độ (°C)
1	TB-1	Đường ống 3 pha	10/2015	21,5	24,7
2	TB-2	Đường ống 3 pha	11/2015	22,7	27,3
3	TB-3	Đường ống 3 pha	12/2015	22,3	29,3
4	TB-4	Đường ống 3 pha	01/2016	22,0	33,0

Bảng 2. Các chỉ tiêu phân tích mẫu khí

TT	Tiêu chuẩn	Phương pháp
1	Mẫu khí - thành phần hóa học	
1.1	Thành phần khí hydrocarbon $C_1 - C_{12}$	ASTM D1945
1.2	Thành phần khí phi hydrocarbon (O_2 ; CO ; CO_2 ; H_2 ; N_2 ; He; Ar)	ASTM D1945
2	Mẫu khí - tạp chất	
2.1	Hàm lượng sulfur oxide	ASTM D 5504
2.2	Hàm lượng hydro sulfur	ASTM D 5504
2.3	Hàm lượng mercaptan và COS	ASTM D 5504
2.4	Hàm lượng lưu huỳnh tổng	ASTM D 5504
2.5	Hàm lượng hơi nước	ASTM D 5454

Bảng 3. Các chỉ tiêu phân tích mẫu condensate

TT	Tiêu chuẩn	Phương pháp
1	Tỷ trọng	ASTM D 1298-12b ASTM D 5002-11
2	Điểm chảy	ASTM D 97-09
3	Độ nhớt động học	ASTM D 445-12
4	Hàm lượng lưu huỳnh tổng	ASTM D 4294-10
5	Khối lượng phân tử	Phương pháp nghiệm lạnh
7	Hàm lượng paraffin rắn	UOP A 46-85
8	Hàm lượng nitrogen	ASTM D 3228-08
9	Trị số acid	ASTM D664-11a
10	Hàm lượng nhựa	GOST 11858
11	Hàm lượng asphalt	IP 143-04
12	Nhiệt lượng cháy	ASTM D 4809-13
13	Hàm lượng thủy ngân	UOP 938-10
14	Trị số octane	ASTM D 2699-12

Bảng 4. Thành phần các mẫu khí tách mỏ Thái Bình

TT	Thành phần	Phương pháp	Đơn vị	Giá trị
1	Nitrogen	ASTM D1945	%mol	1,387
2	Carbon dioxide			1,287
3	Methane			89,375
4	Ethane			4,483
5	Propane			1,799
6	iso-Butane			0,568
7	n-Butane			0,445
8	neo-Pentane			0,004
9	iso-Pentane			0,210
10	n-Pentane			0,125
11	C_{6+}			0,318
12	Hydro sulfur (H_2S)	ASTM D5504	ppmV	0,6
13	Lưu huỳnh tổng			0,6
14	Hơi nước	ASTM D5454	lb/mm scf	9,5
15	Thủy ngân tổng	ASTM D6350	ppbV	0,57

Bảng 5. Tính chất hóa lý khí tách mỏ Thái Bình

TT	Tính chất	Phương pháp	Đơn vị	Giá trị
1	Khối lượng riêng ($15^\circ C$, 1atm)	ASTM D3588	kg/m ³	0,788
2	Tỷ trọng so với không khí ($15^\circ C$, 1atm)	ASTM D3588		0,6430
3	Khối lượng phân tử	ASTM D3588	kg/kmol	18,58
4	Nhiệt cháy cao	ASTM D3588	MJ/m ³	40,8
5	Nhiệt cháy thấp	ASTM D3588	MJ/m ³	36,9

Bảng 6. Các tính chất chung của condensate mỏ Thái Bình

TT	Chỉ tiêu phân tích	Trung bình
1	Khối lượng riêng ở 15°C, g/mL	0,7506
2	Điểm đông đặc/điểm chảy, °C	-57/-54
3	Độ nhớt ở 40°C, cSt	0,7382
4	Hàm lượng lưu huỳnh tổng, % khối lượng	0,0108
5	Khối lượng phân tử	124,83
6	Hàm lượng paraffin rắn, % khối lượng	0,014
7	Hàm lượng nitrogen, % khối lượng	0,013
8	Áp suất hơi bão hòa, psi	3,95
9	Hàm lượng nhựa, % khối lượng	0,031
10	Hàm lượng asphalt, % khối lượng	0,0012
11	Nhiệt lượng cháy trên, kcal/kg	11.256
	Nhiệt lượng cháy dưới, kcal/kg	10.541

Bảng 7. Số liệu chưng cất điểm sôi thực theo ASTM D 2892

TT	Nhiệt độ cất (°C)	% khối lượng cộng dồn	Tỷ trọng d_{4}^{15}	% thể tích cộng dồn	°API
1	C1 - C4	1,31	0,5765	1,74	113,9
2	80	12,27	0,6925	14,05	72,77
3	140	52,25	0,7613	54,31	54,29
4	180	72,97	0,7788	74,45	50,12
5	230	87,76	0,7881	88,59	47,98
6	> 230	100,00	0,8060	100,00	44,06



Hình 3. Đường cong chưng cất điểm sôi thực condensate mỏ Thái Bình

 Bảng 8. Tính chất của phân đoạn ($T_{sd} - 180^{\circ}\text{C}$)

TT	Chỉ tiêu phân tích	Kết quả
1	Hiệu suất, % khối lượng	71,66
	% thể tích	72,71
2	Khối lượng riêng ở 15°C, g/mL	0,7428
	Tỷ trọng, d_{60}^{60}	0,7431
	Tỷ trọng, °API	58,9
3	Hàm lượng lưu huỳnh tổng, % khối lượng	0,0009
4	Hàm lượng nitrogen, % khối lượng	0,0007
5	Áp suất hơi bão hòa, psi	2,61
6	Trị số acid, mgKOH/g	0,0093
7	Trị số octane RON	55,0

nhau 1 tháng. Điều kiện và vị trí lấy mẫu được thể hiện trong Bảng 1 và Hình 1.

Mẫu condensate mỏ Thái Bình được lấy ở áp suất khí quyển sau bình tách cao áp tại Trung tâm Phân phối khí Tiền Hải, mẫu được lấy làm 4 đợt cách nhau 1 tháng (từ tháng 11/2015 đến tháng 1/2016). Vị trí lấy mẫu condensate mỏ Thái Bình được thể hiện trong Hình 2.

Nhóm tác giả đã sử dụng các tiêu chuẩn quốc tế ASTM, UOP, ISO và tiêu chuẩn Việt Nam TCVN để phân tích các tính chất hóa lý của mẫu khí và condensate (Bảng 2 và 3) [1, 2].

2. Kết quả phân tích tính chất sản phẩm mỏ Thái Bình

2.1. Tính chất khí mỏ Thái Bình

Kết quả trung bình thành phần và tính chất hóa lý của mẫu khí mỏ Thái Bình được trình bày trong Bảng 4 và 5.

2.2. Tính chất condensate mỏ Thái Bình

2.2.1. Tính chất chung

Tính chất chung của mẫu condensate mỏ Thái Bình được trình bày trong Bảng 6 [3].

2.2.2. Kết quả chưng cất đường cong điểm sôi thực

Số liệu chưng cất điểm sôi thực theo ASTM D 2892 được trình bày trong Bảng 7.

2.2.3. Tính chất phân đoạn $T_{sd} - 180^{\circ}\text{C}$

Đặc điểm của condensate mỏ Thái Bình là nhẹ, hiệu suất chiếm chủ yếu ở phân đoạn xăng có nhiệt độ sôi đến 180°C [4]. Tính chất đặc trưng của phân đoạn này được trình bày trong Bảng 8.

3. So sánh tính chất sản phẩm khí, condensate mỏ Thái Bình với các mỏ khí khác tại Việt Nam

3.1. Tính chất khí

3.1.1. Hàm lượng methane

Thành phần khí mỏ Thái Bình không thay đổi nhiều trong thời gian khảo sát (4 tháng). Khí mỏ Thái Bình có thành phần chủ yếu là methane với hàm lượng từ 89,14 - 89,61%mol.

Tổng các thành phần hydrocarbon còn lại (C_{2+}) chiếm tỷ lệ thấp từ 7,75 - 8,04%mol và hàm lượng hydrocarbon lỏng (C_{6+}) rất thấp từ 0,20 - 0,39%mol. So với các khí thiên nhiên khác, khí mỏ Thái Bình có hàm lượng methane khá cao và C_{6+} thấp (Hình 4 và 5).

3.1.2. Hàm lượng khí trơ

Thành phần khí trơ mỏ Thái Bình chỉ chứa nitrogen với giá trị dao động từ 1,331 - 1,458%mol, trung bình là 1,387%mol. So với các mỏ khí - condensate khác, thành phần khí trơ ở mỏ Thái Bình khá cao (Hình 6).

Mỏ Thái Bình có tổng hàm lượng khí nitrogen + CO_2 dao động từ 2,568 - 2,820%mol. So với chất lượng khí cam kết trong hợp đồng mua bán khí với các hộ tiêu thụ thành phần khí nitrogen + CO_2 mỏ Thái Bình đáp ứng được yêu cầu (< 6,6%mol).

3.1.3. Hàm lượng hơi nước

Hàm lượng hơi nước trong khí mỏ Thái Bình từ 7,6 - 12,11lb/mmscf, cao hơn so với tiêu chuẩn của khí vận chuyển bằng đường ống (< 7lb/mmscf) [5]. Do trên giàn Thái Bình không có thiết bị tách nước trước khi đưa vào đường ống vận chuyển, do đó cần áp dụng các biện pháp nhằm hạn chế sự tạo thành hydrate và ăn mòn đường ống. Trong đó, có thể xem xét bổ sung hệ thống làm khô khí để giảm nguy cơ ăn mòn và hydrate hóa trong hệ thống vận chuyển và xử lý.

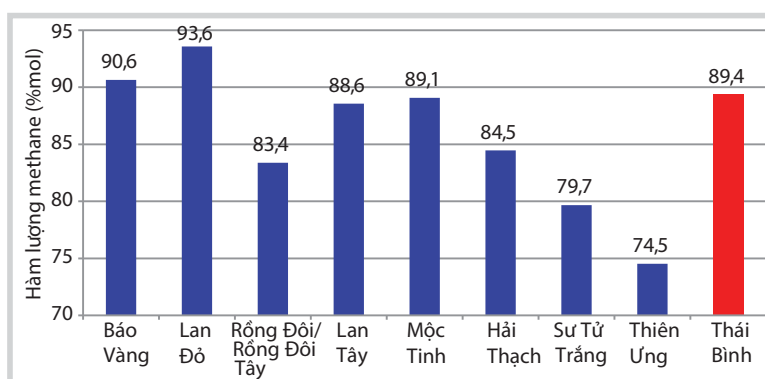
3.1.4. Hàm lượng H_2S và CO_2

Hàm lượng H_2S và CO_2 được thể hiện trong Bảng 9. Khi so sánh với khí từ các mỏ khí - condensate khác, có thể thấy khí mỏ Thái Bình có hàm lượng CO_2 thấp hơn và hàm lượng H_2S là thấp nhất (Hình 7).

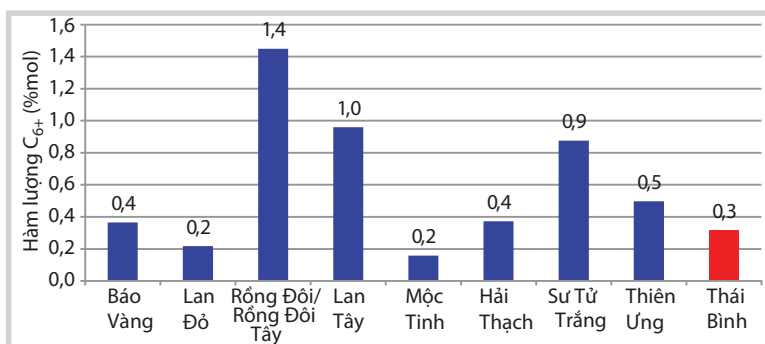
3.1.5. Hàm lượng thủy ngân

So với các mỏ khí thiên nhiên khác ở Việt Nam, khí mỏ Thái Bình có thành phần thủy ngân thấp nhất. Hàm lượng từ 0,513 - 0,609ppbV (Hình 9).

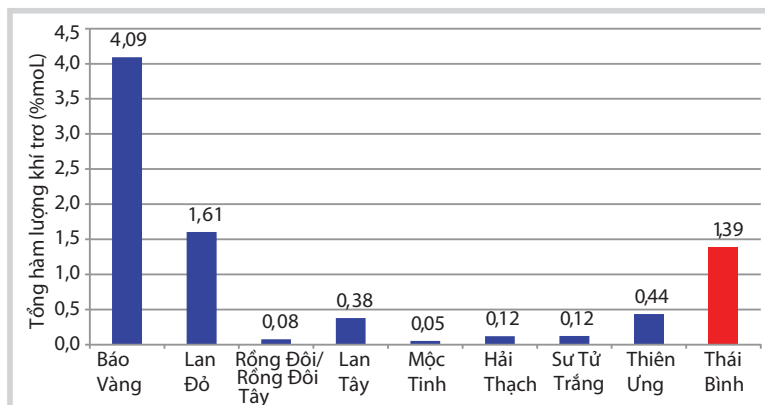
Qua số liệu phân tích có thể phân loại khí mỏ Thái Bình là khí ngọt do hàm lượng



Hình 4. Hàm lượng methane trong khí các mỏ khí - condensate



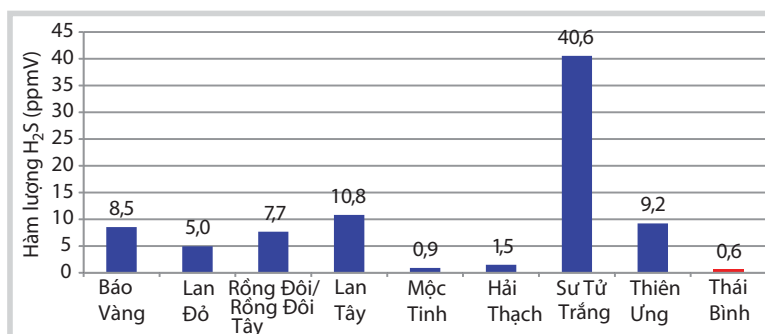
Hình 5. Hàm lượng C_{6+} trong khí các mỏ khí - condensate



Hình 6. Hàm lượng khí trơ trong khí các mỏ khí - condensate

Bảng 9. Thành phần H_2S và CO_2 khí mỏ Thái Bình

Thành phần	Đơn vị	Giá trị nhỏ nhất	Giá trị lớn nhất	Trung bình
CO_2	%mol	1,237	1,362	1,287
H_2S	ppmV	0,5	0,8	0,6



Hình 7. Hàm lượng H_2S trong khí các mỏ khí - condensate

H_2S trong khí thấp hơn 4ppmV [6], các tạp chất khác (như thủy ngân, lưu huỳnh...) đều thấp; nhiệt trị của khí nằm trong khoảng 40,5 - 40,9MJ/m³. So với các nguồn khí Cửu Long, Nam Côn Sơn và PM3, thì khí mỏ Thái Bình có chất lượng cao nhưng sản lượng thấp.

3.2. So sánh tính chất cơ bản của condensate mỏ Thái Bình

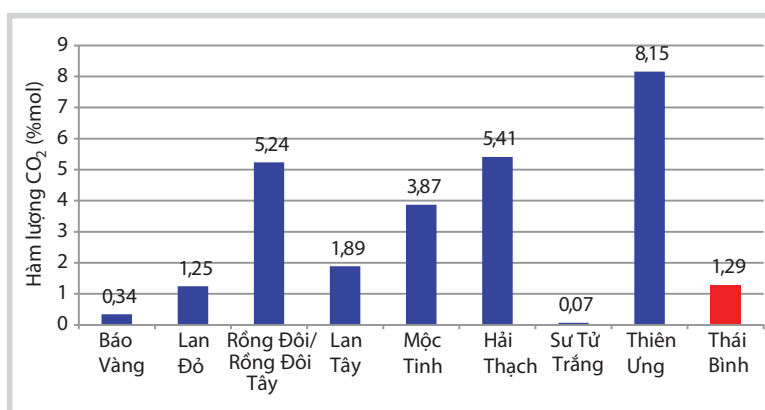
Tỷ trọng và hàm lượng paraffin rắn là 2 tính chất quan trọng của condensate. Bài báo giới thiệu kết quả so sánh 2 chỉ tiêu này của condensate mỏ Thái Bình với các loại condensate khác tại Việt Nam (Hình 10 và 11).

Tỷ trọng của các loại condensate tại Việt Nam từ 0,74 - 0,82g/mL, trong đó tỷ trọng thấp nhất là condensate mỏ Lan Tây (0,7491g/mL), tiếp đến là condensate mỏ Thái Bình (0,7516g/mL) và cao nhất là condensate mỏ Mộc Tinh (0,8291g/mL).

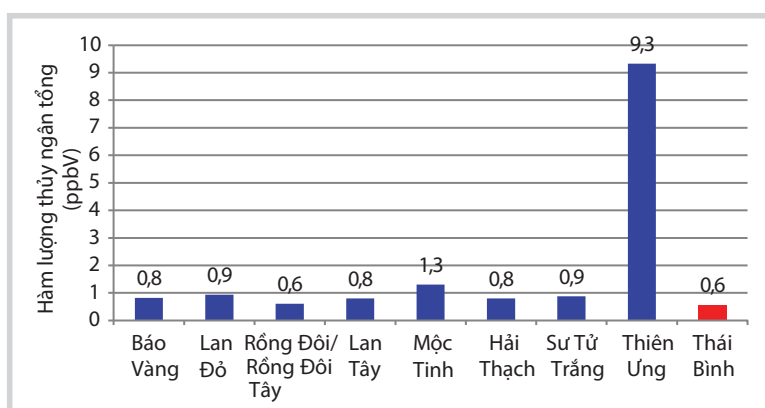
Hàm lượng paraffin rắn của condensate mỏ Thái Bình rất nhỏ (0,014% khối lượng), trong khi hàm lượng paraffin rắn của một số condensate khác tại Việt Nam cao như: condensate mỏ Mộc Tinh (10,82% khối lượng), condensate mỏ Hải Thạch (10,95% khối lượng) và condensate mỏ Sư Tử Trắng (13,36% khối lượng), dẫn đến điểm chảy của condensate mỏ Thái Bình khá thấp (-54°C), condensate mỏ Mộc Tinh, condensate mỏ Hải Thạch và condensate mỏ Sư Tử Trắng có điểm chảy tương ứng là 12°C, 27°C và 18°C. Với condensate có điểm chảy cao 27°C trong khi nhiệt độ của vùng cận đáy biển Việt Nam trong khu vực có các mỏ dầu khí dao động từ 22 - 28°C [7], thấp hơn nhiệt độ đông đặc có khi đến 5 - 10°C, do đó có thể là nguyên nhân gây ra lắng đọng paraffin, làm tắc nghẽn đường ống trong quá trình khai thác và vận chuyển, gây thiệt hại về kinh tế.

4. Kết luận và kiến nghị

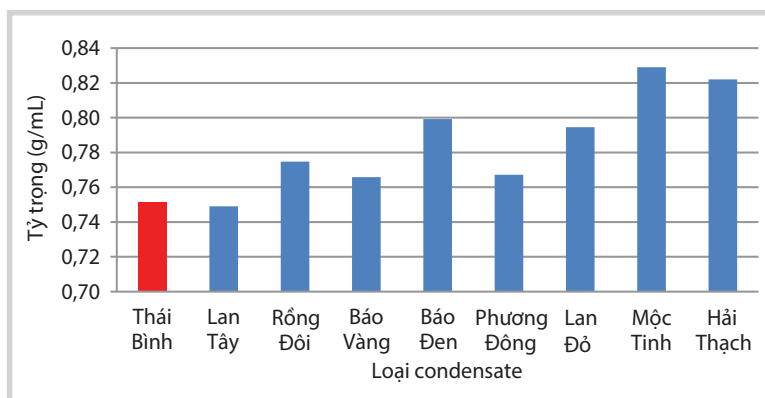
Khí mỏ Thái Bình là khí tự nhiên, do đó thành phần chứa chủ yếu là methane với hàm lượng từ 89,14 - 89,61%mol. Tổng các thành phần hydrocarbon còn lại (C_{2+}) chiếm tỷ lệ thấp từ 7,75 - 8,04%mol và hàm lượng hydrocarbon lỏng (C_{6+}) rất thấp từ 0,20 - 0,39%mol. Khí mỏ



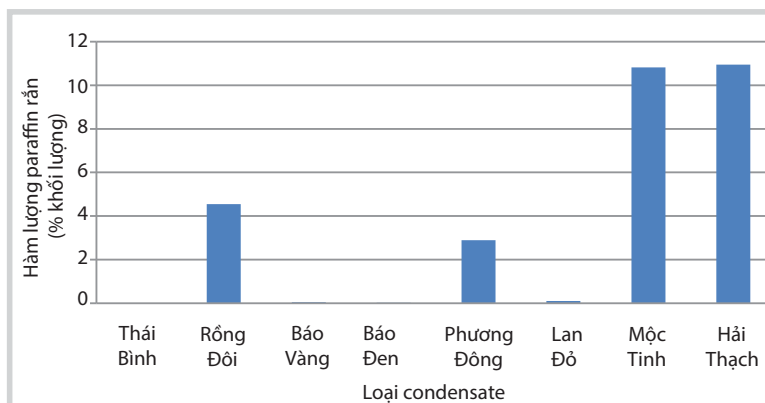
Hình 8. Hàm lượng CO₂ trong khí các mỏ khí - condensate



Hình 9. Hàm lượng thủy ngân các mỏ khí - condensate



Hình 10. Tỷ trọng của các loại condensate tại Việt Nam



Hình 11. Hàm lượng paraffin rắn của các loại condensate

Thái Bình có hàm lượng H_2S thấp hơn 4ppmV, ít tạp chất và khí phi hydrocarbon nên có chất lượng tốt. Do khí được vận chuyển dưới dạng 3 pha về bờ nên cần kiểm soát, ngăn ngừa hiện tượng ăn mòn và tạo hydrate, đảm bảo đường ống vận hành an toàn.

Condensate mỏ Thái Bình thuộc dạng nhẹ so với các mỏ condensate đã từng khai thác trước đây tại Việt Nam [3], có hiệu suất phân đoạn naphtha cao (71,66% khối lượng), có hàm lượng hydrocarbon thơm trung bình, mang đặc tính chung của dầu thô và condensate Việt Nam. Hàm lượng lưu huỳnh, nitrogen, nhựa và asphalt thấp; kim loại vi lượng nickel, vanadium rất thấp. Condensate Thái Bình có hàm lượng lưu huỳnh và chỉ số acid phù hợp với yêu cầu chất lượng làm nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Tuy nhiên, do thuộc loại condensate rất nhẹ (0,7516g/mL), phân đoạn cận khí quyển +370°C gần như không có, trong khi hiệu suất phân đoạn naphtha lên đến khoảng 70% nên việc pha trộn sẽ ảnh hưởng đến cơ cấu sản phẩm của nhà máy. Ngoài ra, sản lượng khai thác condensate của mỏ Thái Bình thấp, do đó việc sử dụng condensate này làm nguyên liệu cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là không khả thi về mặt hiệu quả kinh tế cũng như khả năng cung cấp. Phân đoạn $T_{sd} - 180^\circ C$ phù hợp để làm nguyên liệu cho Phân xưởng reforming xúc tác liên tục (CCR) trong các nhà máy lọc dầu [8].

Tài liệu tham khảo

1. Annual Book of ASTM Standards. *Petroleum products and lubricants*. 2010; 05.01- 05.04.
2. Đinh Thị Quỳnh Như và nnk. *Xây dựng danh mục các chỉ tiêu phân tích dầu thô phục vụ xây dựng dữ liệu cơ sở*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2005.
3. Trương Đình Hợi. *Hóa học dầu mỏ và tính chất dầu thô Việt Nam*. Nhà xuất bản Tổng hợp Tp. Hồ Chí Minh. 2007.
4. Bộ Khoa học và Công nghệ. *Xăng không chì - Yêu cầu kỹ thuật*. Tiêu chuẩn quốc gia số TCVN 6776:2013. 2013.
5. Saeid Mokhatab, William A.Poe, James G.Speight. *Handbook of natural gas transmission and processing*. Gulf Professional Publishing. 2006.
6. J.M.Campbell. *Gas conditioning and processing, Vol 4 - Gas and liquid sweetening*. 1994.
7. Đào Thị Hải Hà, Hoàng Linh, Lương Văn Tuyên. *Tổng hợp phụ gia giảm nhiệt độ đông đặc cho dầu thô nhiều parafin mỏ Bạch Hổ trong quá trình khai thác và vận chuyển trên nền ester của poly - triethanolamine*. Tạp chí Dầu khí. 2013; 5: trang 26 - 35.
8. Trịnh Ngọc Trung và nnk. *Nghiên cứu khả năng bổ sung nguyên liệu naphtha nặng cho cụm CCR của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất để đáp ứng tối đa công suất phân xưởng CCR và tăng trị số octan cho xăng*. 2009.

Analysing the properties of Thai Binh gas and condensate products to update the oil and gas database of Vietnam

Nguyen Ba Khoa, Nguyen Huynh Anh
 Nguyen Phan Tri, Nguyen Xuan Hop
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: khoanb@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents the results of detailed analysis of gas and condensate samples from Thai Binh field, and compares them with the properties of products from other gas and condensate fields in Vietnam. The composition of Thai Binh gas is mainly methane with the content of 89.14 - 89.61mol%. The content of the remaining hydrocarbon elements (C_{2+}) is low, ranging from 7.75 to 8.04mol%, and that of liquid hydrocarbon (C_{6+}) is very low, from 0.20 to 0.39mol%. Thai Binh gas is of good quality due to its low H_2S content, low impurities and non-hydrocarbon gas.

The results of this study contribute to the improvement of the database on oil and gas properties of Vietnam, which serves as the basis to select suitable designs and technologies for effective use of natural resources.

Key words: Gas, condensate, Thai Binh.

TỐI ƯU HIỆU QUẢ THU HỒI SẢN PHẨM LPG TẠI NHÀ MÁY XỬ LÝ KHÍ DINH CỐ

Lê Tất Thắng, Mai Xuân Ba, Phan Tấn Hậu
Lê Thanh Chấn, Hồ Văn Đăng
Công ty Chế biến khí Vũng Tàu
Email: thanglt@pvgas.com.vn

Tóm tắt

Từ mô hình mô phỏng công nghệ của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố được xây dựng bằng phần mềm HYSYS, nhóm tác giả đã đánh giá khả năng vận hành của các thiết bị và tối ưu hiệu suất thu hồi LPG khi điều kiện đầu vào thay đổi. Trong đó, xây dựng chế độ vận hành trong điều kiện nguồn khí đầu vào giảm để nhà máy có thể chế biến khí với lưu lượng khí ẩm đầu vào khoảng 1 triệu m³/ngày (thấp hơn nhiều so với thiết kế 4,3 triệu m³/ngày), mang lại hiệu quả kinh tế cao. Đặc biệt, giải pháp làm mát khí đầu ra cụm máy nén K-1011A/B/C/D để tăng thu hồi LPG đã sử dụng công nghệ đơn giản (hệ thống phun sương) để làm lạnh khí đầu vào, nâng cao hiệu quả thu hồi sản phẩm lỏng.

Từ khóa: LPG, khí ẩm, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố.

1. Giới thiệu

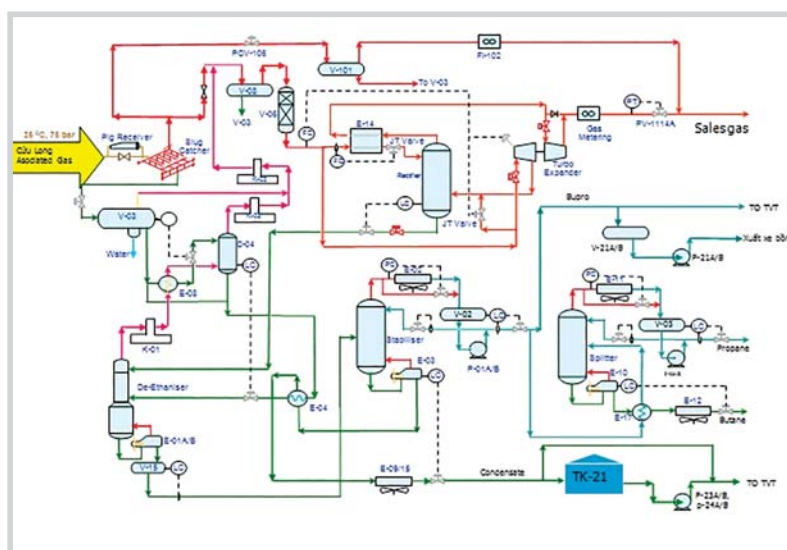
Nhà máy xử lý khí Dinh Cố có nhiệm vụ tiếp nhận và chế biến khí đồng hành từ các mỏ Bạch Hổ, Rồng Đông/Phượng Đông, Cá Ngừ Vàng, Sư Tử Đen/Sư Tử Vàng và các mỏ khác thuộc bể Cửu Long để thu được các sản phẩm khí khô, khí hóa lỏng LPG và condensate (xăng nhẹ).

Nhà máy xử lý khí Dinh Cố là nhà máy xử lý khí đầu tiên của Việt Nam ứng dụng, chuyển giao các công nghệ hiện đại trong đầu tư xây dựng công trình khí với các thiết bị kỹ thuật hiện đại như: Turbo Expander, hệ thống điều khiển DCS... Các phần mềm quản lý giúp quá trình giám sát hoạt động sản xuất của nhà máy chặt chẽ và hiệu quả hơn. Nhà máy được vận hành theo quy trình công nghệ kỹ thuật cao, đồng bộ tự động hóa.

Theo nguyên lý hoạt động của nhà máy, khí đồng hành đầu ra giàn nén khí trung tâm của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" với áp suất khoảng 120barg được vận chuyển theo đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố dài 117km về Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Tại đây, dòng khí 2 pha sẽ được xử lý tách riêng khí và chất lỏng. Khí sau đó được nén từ áp suất 75 - 85barg lên 109barg và đưa đi xử lý tách tạp chất cơ học, tách chất lỏng, tách

nước sau đó đưa vào hệ thống làm lạnh để tách chất lỏng. Hệ thống làm lạnh sử dụng công nghệ Turbo Expander CC-01 để giảm áp suất khí từ 109bar xuống 33,5 - 35barg kết hợp với giảm áp bằng JT valve và tận dụng nhiệt lạnh tại thiết bị trao đổi nhiệt E-14 để làm lạnh và hóa lỏng khí nhằm thu hồi tối đa sản phẩm lỏng (LPG và condensate). Khí sau khi làm lạnh sẽ được đưa vào đường ống 16inch Dinh Cố - Phú Mỹ để vận chuyển và cung cấp cho các nhà máy điện, đạm. Chất lỏng tách được sau khi làm lạnh sẽ đưa đến cụm thiết bị chưng cất để tách riêng thành các sản phẩm khí hóa lỏng LPG và condensate (xăng nhẹ) [1].

Theo thiết kế công suất của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố như sau: khí ẩm qua nhà máy 5,7 triệu m³/ngày, sản lượng khí khô: 5 triệu m³/ngày, sản lượng LPG: 1 nghìn tấn/ngày, sản lượng condensate: 350 tấn/ngày. Trong các sản phẩm của nhà máy thì các sản phẩm lỏng như khí hóa lỏng LPG và condensate có giá trị kinh tế cao.



Hình 1. Sơ đồ công nghệ Nhà máy xử lý khí Dinh Cố

Hiệu quả thu hồi sản phẩm lỏng của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố phụ thuộc vào 2 yếu tố sau:

- Yếu tố khách quan: nhiệt độ môi trường, thành phần khí, lưu lượng condensate trắng Vietsovpetro bơm về bờ... là các thông số không thể điều chỉnh được trong quá trình vận hành;

- Yếu tố chủ quan: chế độ vận hành, thông số, tỷ lệ tối ưu của các thiết bị... Do vậy, việc nghiên cứu đánh giá để tìm ra các thông số vận hành tối ưu của dây chuyền công nghệ trong điều kiện thực tế sẽ làm tăng tối đa hiệu quả thu hồi các sản phẩm có giá trị kinh tế cao là LPG và condensate.

Hiệu quả làm lạnh qua cụm thiết bị E-14/CC-01 phụ thuộc vào tỷ lệ dòng khí qua E-14/CC-01. Theo thiết kế ban đầu, tỷ lệ dòng khí là 0,33/0,66. Cuối năm 2002, khi Nhà máy xử lý khí Dinh Cố được nâng cấp có lắp đặt thêm trạm nén khí đầu vào K-1011. Fluor Daniel đánh giá và đề xuất tỷ lệ vận hành là 50/50 [2]. Tỷ lệ tối ưu là tỷ lệ mà ở đó áp suất thấp C-05 thấp nhất và hiệu quả trao đổi nhiệt của E-14 là tốt nhất.

Tháp tách C-02 tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố có nhiệm vụ tách LPG ra khỏi condensate. Theo thiết kế ban đầu của NKK (Nhật Bản) thì tháp C-02 được vận hành ở tỷ lệ hồi lưu tương đối cao (0,92) nhằm đảm bảo độ tinh khiết sản phẩm đỉnh với thành phần $C_{5+} < 1\% \text{mol}$ [3]. Tỷ lệ hồi lưu của tháp cao thì độ tinh khiết của sản phẩm càng cao. Tuy nhiên, khi hồi lưu cao thì cần nhiều nhiệt để đun sôi nên tăng chi phí vận hành. Khi thành phần khí đầu vào thay đổi thì tỷ lệ hồi lưu tối ưu cũng sẽ thay đổi.

Với lưu lượng khí ẩm đầu vào được thiết kế 4,3 triệu $\text{m}^3/\text{ngày}$ thì hiệu quả thu hồi sản phẩm lỏng đạt cao nhất. Tuy nhiên trong trường hợp giàn nén khí dừng bảo dưỡng thì lưu lượng khí ẩm đầu vào thấp, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố không thể vận hành theo chế độ thông thường, nếu chạy bypass sẽ không thu hồi được sản phẩm lỏng hoặc hiệu quả thu hồi sản phẩm không cao.

Nhà máy xử lý khí Dinh Cố sử dụng công nghệ làm lạnh ngưng tụ, do đó nhiệt độ sau hệ thống làm lạnh càng thấp thì hiệu quả thu hồi sản phẩm lỏng càng cao. Nhiệt độ này phụ thuộc vào hiệu suất của hệ thống CC-01, của áp suất sales gas và của nhiệt độ dòng khí đầu vào. Năm 2002, khi Nhà máy xử lý khí Dinh Cố xây dựng trạm nén khí đầu vào để nâng công suất lên 5,7 triệu $\text{m}^3/\text{ngày}$ thì nhiệt độ dòng khí đầu vào tăng từ 26 - 44°C làm giảm hiệu quả thu hồi các sản phẩm lỏng.

Thực trạng của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố khi nhận bàn giao từ nhà thầu để vận hành như sau:

- Thiết kế ban đầu với lưu lượng 4,3 triệu $\text{m}^3/\text{ngày}$, các thông số vận hành của các thiết bị được nhà thầu tính toán và tối ưu ở mức lưu lượng 3 triệu $\text{m}^3/\text{ngày}$;

- Khi bàn giao công trình, nhà thầu chỉ cung cấp kết quả mô phỏng theo phần mềm Pro-II bằng bản cứng và chỉ phù hợp với điều kiện vận hành đúng như thiết kế ban đầu mà không chuyển giao các dữ liệu mô phỏng tính toán thiết kế của Nhà máy nên không thể tính toán tối ưu khi cần thiết;

- Trong thực tế vận hành, lưu lượng khí đầu vào, thành phần khí và các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu quả thu hồi sản phẩm liên tục thay đổi. Nhà máy không thể vận hành với điều kiện đúng như thông số ban đầu của thiết kế nên chưa được tối ưu.

- Nhà máy xử lý khí Dinh Cố là tổ hợp công nghệ phức tạp nên khi một trong các yếu tố thay đổi thì các yếu tố khác bị ảnh hưởng. Do vậy, việc tối ưu dây chuyền công nghệ trong thực tế rất khó thực hiện vì các yếu tố vận hành thường xuyên thay đổi.

Vì vậy, tối ưu hóa hiệu quả thu hồi sản phẩm LPG tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố trong điều kiện vận hành luôn thay đổi là yêu cầu rất thiết thực để mang lại hiệu quả kinh tế cao.

2. Giải pháp nâng cao hiệu suất thu hồi LPG tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố

Nhóm tác giả đã nghiên cứu, xây dựng nhóm giải pháp tối ưu hóa thu hồi LPG tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố để khắc phục một số tồn tại của hệ thống như sau:

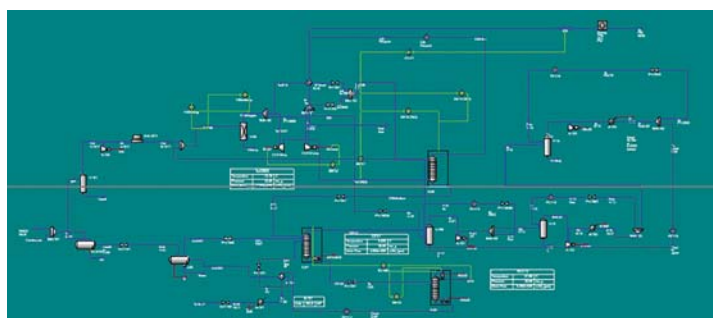
- Xây dựng mô phỏng công nghệ Nhà máy xử lý khí Dinh Cố; phân tích mối liên hệ của các thiết bị trong hệ thống dây chuyền công nghệ và ảnh hưởng của nó đến hiệu quả thu hồi LPG;

- Đánh giá để xác định tỷ lệ E-14/CC-01 tối ưu hiệu quả thu hồi sản phẩm lỏng;

- Đánh giá xác định tỷ lệ hồi lưu tháp C-02 để tối ưu hiệu quả làm việc của tháp C-02;

- Đánh giá khả năng vận hành của các thiết bị trong điều kiện lưu lượng khí đầu vào thay đổi bất thường, xây dựng chế độ vận hành mới để chế biến khí trong điều kiện lưu lượng khí ẩm đầu vào 1 triệu $\text{m}^3/\text{ngày}$ nhằm thu hồi LPG;

- Đánh giá, áp dụng hệ thống phun sương làm mát cho dòng khí đầu vào để tăng thu hồi LPG.



Hình 2. Sơ đồ công nghệ Nhà máy xử lý khí Dinh Cố

2.1. Xây dựng mô hình nhà máy để tính toán tối ưu thu hồi

Để thiết lập mô hình phản ánh sự thay đổi các điều kiện vận hành, nhóm tác giả đã nghiên cứu vận hành thực tế, đặc tính của thiết bị, đánh giá ảnh hưởng của thông số trong thiết bị này đến thông số của thiết bị khác trong hệ thống dây chuyền công nghệ như khi thay đổi áp suất làm việc tháp C-05 sẽ ảnh hưởng đến hiệu suất thu hồi propane và lượng nhiệt lạnh trao đổi tại cụm E-14 và lượng lỏng đưa về cụm tháp C-01 để chế biến...

Mô hình mô phỏng chế độ vận hành Nhà máy xử lý khí Dinh Cố được xây dựng như sau:

- Nghiên cứu áp dụng phần mềm HYSYS, thiết lập mô hình và xây dựng case mô phỏng chế độ vận hành ở chế độ tĩnh;
- Đánh giá độ tin cậy của mô hình so với thực tế vận hành thông qua việc tối ưu các thông số cài đặt trong mô phỏng để giá trị mô phỏng gần với thực tế vận hành;
- Nghiên cứu áp dụng các công cụ cài đặt để thực hiện việc mô phỏng liên kết các yếu tố ảnh hưởng của thiết bị này đến các thiết bị khác vào mô hình để mô phỏng các thông số vận hành của hệ thống thiết bị;
- Kiểm tra, đánh giá sự ảnh hưởng của các yếu tố vào điều kiện thực tế để tính toán tối ưu các thông số vận hành của hệ thống.

Kết quả mô phỏng công nghệ Nhà máy xử lý khí Dinh Cố như sau:

- Xây dựng được mô hình HYSYS version 7.3 mô phỏng cho Nhà máy xử lý khí Dinh Cố. Mô hình mô phỏng mang tính chính xác cao, đã được kiểm nghiệm từ chế độ vận hành thực tế cho độ sai số từ 1 - 1,5% so với thực tế;
- Xây dựng được mối liên hệ các ảnh hưởng của các thiết bị từ đó xác định các yếu tố ảnh hưởng của thiết bị này đến thiết bị khác và kiểm nghiệm thực tế để đảm bảo tính chính xác của mô hình;
- Từ mô hình trên và trên cơ sở các yếu tố khách quan ảnh hưởng đã phân tích, dùng để đánh giá và tối ưu được theo từng điều kiện đầu vào thay đổi khác nhau;

- Mô hình giúp đánh giá, xác định các điều kiện tối ưu vận hành thiết bị và dây chuyền công nghệ tại bất cứ thời điểm nào khi có sự thay đổi điều kiện đầu vào.

2.2. Tối ưu hóa tỷ lệ dòng qua thiết bị E-14/CC-01 để tối ưu hóa sản lượng LPG

Ảnh hưởng của tỷ lệ E-14/CC-01:

Tỷ lệ E-14/CC-01 ảnh hưởng đến áp suất vận hành của tháp C-05 tách khí khô/hydrocarbon lỏng, do đó ảnh hưởng đến hiệu quả thu hồi các sản phẩm lỏng. Ngoài việc điều tiết áp suất vận hành tháp C-05 phù hợp, việc điều chỉnh tỷ lệ E-14/CC-01 còn giúp sử dụng tối đa nhiệt lạnh của dòng khí đi ra từ đỉnh tháp C-05, điều tiết dòng lỏng và khí để đạt hiệu quả thu hồi hàm lượng C_{3+} trong khí đầu vào cao nhất [4].

Nếu dòng khí qua E-14 thấp, áp suất vận hành của tháp C-05 sẽ giảm nhưng không tận dụng được tối đa nhiệt lạnh từ đỉnh tháp C-05, dẫn đến khả năng thu hồi sản phẩm lỏng giảm. Nếu dòng khí qua E-14 cao, có thể tận dụng tối đa nhiệt lạnh từ đỉnh tháp C-05 nhưng sẽ làm tăng áp suất vận hành của tháp C-05, dẫn đến khả năng thu hồi sản phẩm lỏng giảm. Do vậy, tỷ lệ E-14/CC-01 phải thay đổi theo điều kiện đầu vào nhà máy. Do vậy, cần phải điều chỉnh tỷ lệ dòng qua E-14/CC-01 để tối ưu 2 điểm trên. Khi tỷ lệ dòng E-14/CC-01 tối ưu, quá trình stripping diễn ra tại tháp C-05 sẽ đạt hiệu quả cao nhất, giúp tăng hiệu quả thu hồi C_{3+} trong khí đầu vào.

Theo thiết kế ban đầu của NKK, tỷ lệ dòng này là 0,33/0,66 [5]. Cuối năm 2002, khi Nhà máy xử lý khí Dinh Cố được nâng cấp lắp đặt thêm trạm nén khí đầu vào K-1011 Fluor Daniel đã đánh giá và đề xuất tỷ lệ vận hành là 0,50/0,50. Tỷ lệ đang được duy trì tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố là 0,4/0,6. Trong điều kiện khí đầu vào khoảng 3,5 - 4 triệu $m^3/ngày$, việc duy trì tỷ lệ 0,4/0,6 dòng qua E-14/CC-01 là cao so với giá trị tối ưu làm giảm hiệu quả làm lạnh khí qua cụm thiết bị E-14/CC-01 nên một phần C_{3+} sẽ bị mất ra khí khô sales gas dẫn đến giảm hiệu quả thu hồi C_{3+} trong khí đầu vào. Ngoài ra, tỷ lệ dòng tối ưu qua E-14/CC-01 phụ thuộc vào nguyên liệu đầu vào (lưu lượng, thành phần khí), do vậy việc duy trì tỷ lệ dòng E-14/CC-01 cố định như hệ thống hiện hữu là không hợp lý. Đặc biệt, trong các trường hợp khi có sự thay đổi về nguồn

nguyên liệu khí ẩm đầu vào như: tăng/giảm lưu lượng khí về bờ, Vietsovpetro bơm/dừng bơm condensate trắng về bờ...

Căn cứ vào cân bằng vật chất giữa đầu vào và đầu ra nhà máy thì tỷ lệ chia dòng qua E-14/CC-01 đạt giá trị tối ưu khi C_{3+} trong khí khô đầu ra đạt giá trị thấp nhất và hiệu suất thu hồi sản phẩm lỏng tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố phụ thuộc lớn vào tỷ lệ dòng qua E-14 và CC-01. Đối với công nghệ làm lạnh ngưng tụ nhiệt độ thấp kết hợp giữa Turbo Expander và hiệu ứng John Thomson trao đổi nhiệt thì áp suất downstream (tháp C-05) ảnh hưởng lớn đến hiệu quả tách sản phẩm lỏng [6]. Tỷ lệ dòng E-14/CC-01 thay đổi sẽ làm thay đổi áp suất vận hành của tháp C-05 và ảnh hưởng đến hiệu quả quá trình stripping tại tháp C-05 do đó sẽ ảnh hưởng đến khả năng làm lạnh của E-14, CC-01 nên ảnh hưởng lớn đến việc thu hồi sản phẩm lỏng.

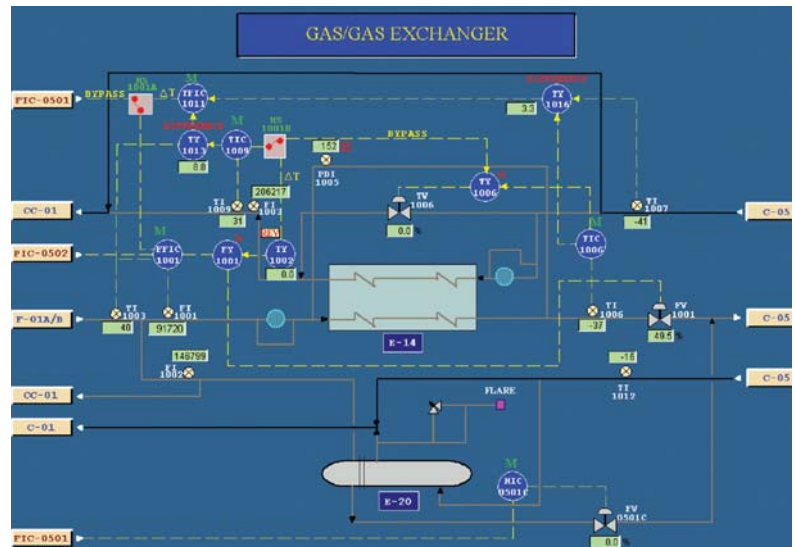
Để tìm tỷ lệ dòng tối ưu qua E-14/CC-01 ở các điều kiện lưu lượng khí đầu vào khác nhau, nhóm tác giả đã tiến hành:

- Đánh giá tỷ lệ tối ưu theo từng mức lưu lượng trên phần mềm mô phỏng;
- Xác định tỷ lệ dòng tối ưu qua E-14/CC-01 làm cơ sở điều chỉnh chế độ vận hành tối ưu;
- Đối với dải lưu lượng 3,8 - 4,4 triệu $m^3/ngày$ và thành phần khí đầu vào ổn định xác định được tỷ lệ tối ưu qua E-14/CC-01 là 0,38/0,62;

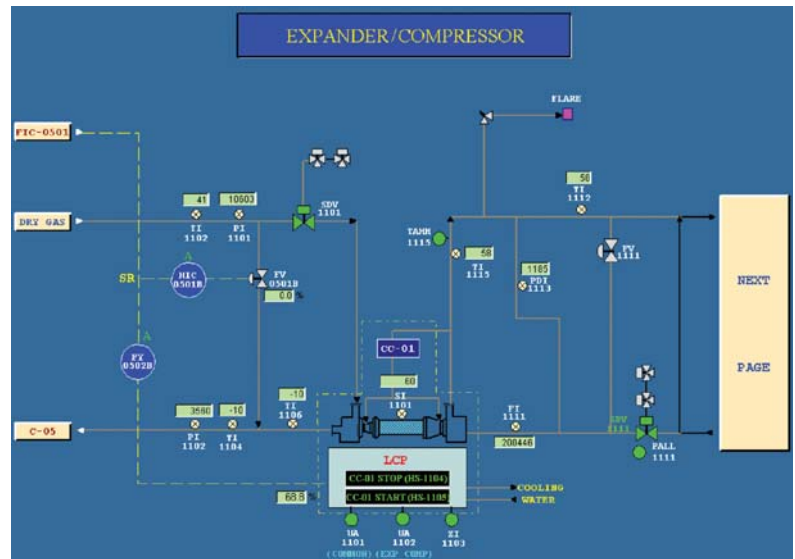
- Đưa ra phương pháp xác định tỷ lệ tối ưu qua E-14/CC-01 trên cơ sở thành phần và lưu lượng khí đầu vào thay đổi;

- Xây dựng phương pháp tính toán tỷ lệ dòng tối ưu qua E-14/CC-01 làm cơ sở để cập nhật lại tỷ lệ dòng qua E-14/CC-01 khi có sự thay đổi nguồn nguyên liệu đầu vào như: tăng/giảm lưu lượng khí đưa về bờ, Vietsovpetro bơm/dừng bơm condensate trắng...

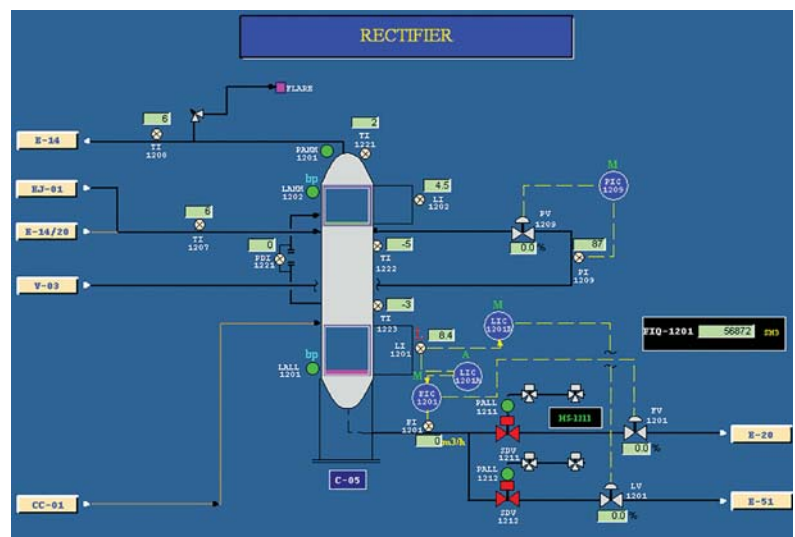
Giải pháp được áp dụng tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố từ tháng 6/2007, làm tăng



Hình 3. Sơ đồ hệ thống trao đổi nhiệt khí - khí



Hình 4. Sơ đồ hệ thống giãn nở Turbor Expander



Hình 5. Sơ đồ hệ thống tháp chưng cất C-05

hiệu suất thu hồi LPG là 3,75 tấn/triệu m³. Với lưu lượng khí về bờ trung bình trong giai đoạn 2007 - 2009 là 3,7 - 4 triệu m³/ngày thì giải pháp đã làm tăng sản lượng LPG trung bình 14,4 tấn LPG/ngày, tương đương với số tiền làm lợi khoảng 64,5 tỷ đồng/năm. Từ tháng 7/2007 - 30/9/2016, giải pháp đã góp phần gia tăng 45,8 nghìn tấn LPG. Trong giai đoạn hiện nay, với lưu lượng khí trung bình qua nhà máy đạt khoảng 5 triệu m³/ngày thì giải pháp này có thể giúp tăng sản lượng LPG trung bình khoảng 18,75 tấn LPG/ngày, tương đương hơn 6,5 nghìn tấn LPG/năm.

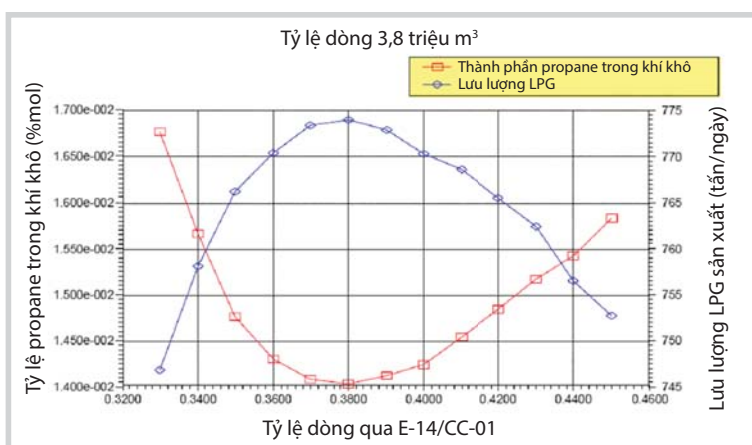
2.3. Xác định tỷ lệ hồi lưu tháp C-02 tối ưu

Tháp tách LPG (C-02) tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố có nhiệm vụ tách LPG ra khỏi condensate. Theo thiết kế ban đầu thì tháp C-02 được vận hành ở tỷ lệ hồi lưu tương đối cao (0,92) nhằm đảm bảo độ tinh khiết của sản phẩm đỉnh tháp với thành phần C₅₊ <1%mol. Tuy nhiên, do Nhà máy xử lý khí Dinh Cố đang duy trì thành phần C₅₊ trong LPG vào khoảng 1,5 - 2%mol, cao hơn so với thiết kế nên tháp C-02 được vận hành ở tỷ lệ hồi lưu trong khoảng 0,6 - 0,7. Tỷ lệ này là thấp so với điểm tối ưu, dẫn đến giảm thu hồi LPG do thành phần C₄ không được tách triệt để, nên một phần C₄ còn lại trong sản phẩm condensate ở đáy tháp C-02 [7]. Tùy theo điều kiện thành phần, lưu lượng và mức độ yêu cầu các sản phẩm đỉnh và đáy của tháp mà điều kiện và các thông số vận hành của tháp cũng thay đổi để phù hợp [8]. Đặc biệt là trong điều kiện vận hành hiện nay khi thành phần và lưu lượng khí đầu vào có thay đổi do bổ sung một số nguồn khí mới, lượng condensate trắng ngày càng ít.

Tỷ lệ hồi lưu cao sẽ tăng hiệu quả tách sản phẩm nhưng tốn nhiều năng lượng cho quá trình chưng cất. Tỷ lệ hồi lưu thay đổi tùy theo lưu lượng và thành phần nguyên liệu đầu vào, do đó việc cố định tỷ lệ hồi lưu sẽ dẫn đến hiệu quả làm việc của tháp C-02 giảm.

Để tối ưu hóa tỷ lệ hồi lưu, nhóm tác giả đã đưa ra giải pháp:

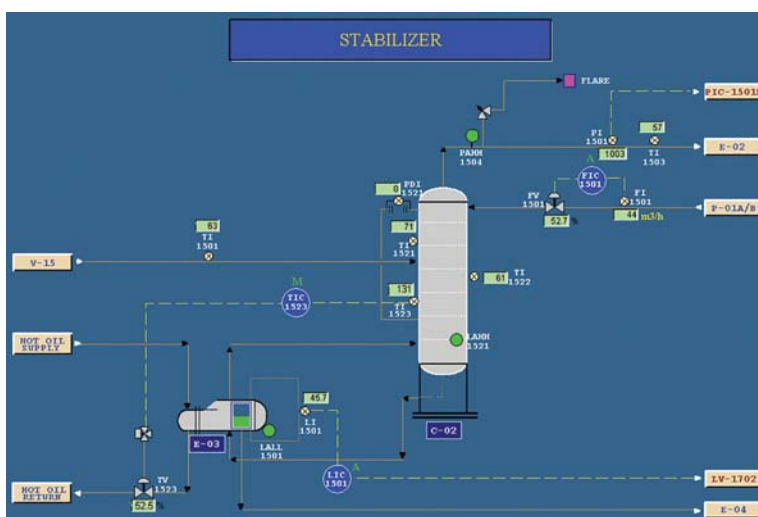
- Thay đổi từng dải lưu lượng đầu vào mô hình mô phỏng tìm ra tỷ lệ vận hành tối ưu;



Hình 6. Kết quả mô phỏng xác định tỷ lệ tối ưu thiết bị trao đổi nhiệt và thiết bị giãn nở

Bảng 4. Kết quả mô phỏng tỷ lệ tối ưu

Lưu lượng khí đầu vào, triệu m ³ /ngày	3,8	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8
Tỷ lệ tối ưu qua thiết bị trao đổi nhiệt	0,38	0,38	0,38	0,38	0,4	0,38 - 0,4



- Áp dụng tỷ lệ vào thực nghiệm và tuning thông số vận hành tìm ra tỷ lệ vận hành phù hợp, tối ưu cho hệ thống;
- Xác định tỷ lệ hồi lưu tối ưu trong điều kiện vận hành tháp C-02 hiện tại làm cơ sở điều chỉnh chế độ vận hành tối ưu;
- Đưa ra phương pháp xác định tỷ lệ hồi lưu tối ưu tháp C-02 khi có sự thay đổi thành phần và lưu lượng khí đầu vào;

Kết quả tính toán cho thấy tỷ lệ dòng hồi lưu tối ưu nằm trong khoảng từ 0,7 - 0,79%.

So sánh kết quả tính mô phỏng với số liệu thử nghiệm vận hành thực tế tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố cho thấy khi lưu lượng dòng hồi lưu qua FI-1501 trung bình khoảng 46,3 m³/giờ (tương đương với tỷ lệ hồi lưu khoảng 0,77) thì hệ số thu hồi LPG cao hơn so với khi dòng hồi lưu qua FI-1501 trung bình khoảng 41,7 m³/giờ (tương đương với tỷ lệ hồi lưu khoảng 0,69).

Do vậy để tăng hiệu quả thu hồi LPG, từ tháng 11/2007 đã duy trì lưu lượng dòng hồi lưu tháp C-02 qua FI-1501 ≥ 45 m³/giờ (tương đương với tỷ lệ hồi lưu tháp C-02 khoảng 0,77 - 0,78).

Xây dựng phương pháp tính tỷ lệ dòng hồi lưu tối ưu tháp C-02 để đưa ra thông số vận hành phù hợp khi có sự thay đổi về nguồn nguyên liệu khí đầu vào nhưng vẫn đảm bảo chất lượng LPG và condensate. Giải pháp được áp dụng từ tháng 11/2007 và đã góp phần làm tăng khoảng 3 tấn LPG/ngày. Tính từ tháng 11/2007 đến 30/9/2016, giải pháp đã góp phần làm tăng 9,78 nghìn tấn LPG.

2.4. Xây dựng chế độ vận hành tối ưu khi lưu lượng khí đầu vào thấp hơn 1 triệu m³/ngày để tận thu sản phẩm lỏng

Theo kế hoạch, Vietsovpetro dừng cấp khí hoàn toàn về bờ từ ngày 15 - 17/2/2008. Tuy nhiên, đến 14 giờ ngày 15/2/2008, Vietsovpetro không dừng cấp khí hoàn toàn mà vẫn duy trì hoạt động 1 máy nén để duy trì gaslift và cấp vào bờ khoảng 0,8 - 1 triệu m³/ngày. Căn cứ vào sổ tay vận hành Operating

Manual số PRO-MM-001 và tài liệu Technical Data Sheet thiết bị thì với lưu lượng trên không thể vận hành Nhà máy xử lý khí Dinh Cố ở các chế độ sau [3]:

- Không thể vận hành ở chế độ GPP, do không đảm bảo lượng khí tối thiểu cho hoạt động của Turbo Expander CC-01. Ngoài ra, tại thời điểm này CC-01, K-02/03 đang dừng hoạt động để bảo dưỡng;
- Không thể vận hành ở chế độ MF do không đảm bảo lượng khí tối thiểu để vận hành máy nén K-01A/B để nén khí từ đỉnh C-01 ra sales gas. Do đó phải đốt khí từ đỉnh C-01 gây lãng phí;
- Nếu vận hành ở chế độ AMF thì chỉ sản xuất được condensate mà không sản xuất được LPG. Ngoài ra, phải đốt khí từ đỉnh C-01 do hiệu quả làm việc của Ejector EJ-01A/B/C kém.

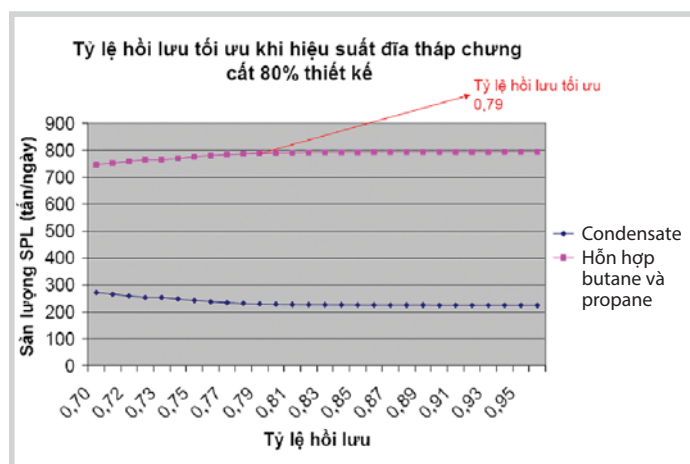
Do vậy, với lưu lượng trên chỉ có thể vận hành ở chế độ bypass khí qua V-101 để cấp khí cho nhà máy điện mà không sản xuất sản phẩm lỏng. Việc vận hành bypass lượng khí nói trên sẽ không thu hồi sản phẩm lỏng LPG, condensate; có nguy cơ tạo lỏng tại các trạm khí trong quá trình cấp khí cho các nhà máy điện, đạm (phải đốt bỏ gây ô nhiễm môi trường).

Nhằm khắc phục khó khăn và nhược điểm khi chạy bypass qua V-101, nhóm tác giả đã:

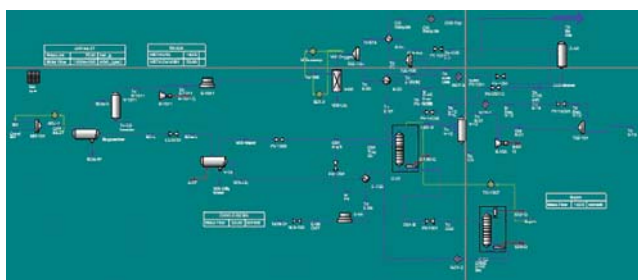
- Xây dựng phương án vận hành mới không có trong thiết kế;
- Tính toán mô phỏng chế độ vận hành nhà máy trong điều kiện thực tế với lưu lượng từ 0,8 - 1 triệu m³/giờ. Điều chỉnh các chế độ vận hành của dây chuyền/thông số thiết bị đảm bảo các thiết bị vận hành trong điều kiện thiết kế của thiết bị (nhiệt độ, áp suất);
- Sử dụng phần mềm Hysys để xác định chế độ vận hành tối ưu ở lưu lượng khí đầu vào 0,8 - 1 triệu m³/ngày nhưng vẫn đảm bảo các thiết bị hoạt động ổn định trong điều kiện thiết kế ban đầu của hệ thống.

Qua tính toán cho thấy ở lưu lượng nêu trên và điều kiện các thiết bị hiện có, phương án tối ưu để thu hồi sản phẩm lỏng là vận hành nhà máy ở chế độ MF có máy nén đầu vào với các thay đổi chính về công nghệ như sau:

- Sử dụng valve PV-1403B để cấp bù khí recycle (khoảng 15 nghìn m³/giờ) từ đỉnh C-05 về bình tách lỏng V-12 nhằm duy trì hoạt động của máy nén khí K-01 để tránh đốt bỏ khí tại đỉnh C-01;



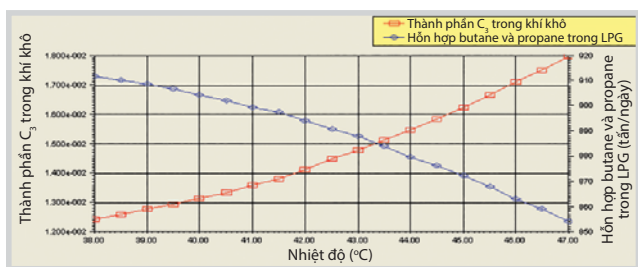
Hình 9. Tỷ lệ hồi lưu tối ưu



Hình 10. Mô hình sơ đồ vận hành ở chế độ dưới 1 triệu m³/ngày



Hình 11. Trạm nén khí đầu vào Nhà máy xử lý khí Dinh Cố



Hình 12. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến hiệu suất thu hồi LPG



Hình 13. Sơ đồ hệ thống phun sương K-1011

- Duy trì hồi lưu tối đa qua tháp C-02 để đảm bảo cho hoạt động của tháp C-02 và chất lượng sản phẩm LPG, condensate do lượng lỏng về C-02 thấp;
- Duy trì tỷ lệ dòng qua E-14/E-20 trong khoảng 0,45/0,55;
- Duy trì áp suất khí sales gas đầu ra thấp (khoảng 43barg) để tận thu LPG.

Phương án vận hành nhà máy ở lưu lượng thấp hơn 1 triệu m³/ngày là cơ sở dữ liệu quan trọng để áp dụng trong vận hành tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố nhằm đảm

bảo vận hành an toàn, ổn định và tối ưu hóa trong vận hành (tận thu sản phẩm lỏng, tránh được hiện tượng tạo lỏng phải đốt bỏ ảnh hưởng đến môi trường tại các trạm khí khi cung cấp khí cho các nhà máy điện...). Phương án vận hành nhà máy ở lưu lượng thấp hơn 1 triệu m³/ngày đã được áp dụng tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố trong đợt dừng khí vào tháng 2/2008 khi lưu lượng khí về bờ vào khoảng 0,8 - 1 triệu m³/ngày, đã tận thu được 335,7 tấn LPG và 101,6 tấn condensate; làm lợi khoảng 4,6 tỷ đồng. Giải pháp này vẫn được duy trì áp dụng khi lưu lượng khí đầu vào thấp hơn 1 triệu m³/ngày, giúp tăng tính linh hoạt trong quá trình vận hành nhà máy.

2.5. Giải pháp làm mát khí đầu ra cụm máy nén K-1011A/B/C/D để tăng thu hồi LPG

Trạm nén khí đầu vào Nhà máy xử lý khí Dinh Cố được lắp đặt và đưa vào sử dụng từ tháng 1/2002 nhằm duy trì áp suất đầu vào sau SC-01/02 là 109barg theo thiết kế khi tăng lưu lượng khí vào bờ từ 4,7 triệu m³/ngày lên 5,7 triệu m³/ngày.

Dòng khí qua máy nén K-1011 được tăng áp suất từ 60 - 80barg lên 109barg sẽ được làm mát bởi giàn quạt làm mát bằng không khí. Dòng khí ra khỏi K-1011 được làm mát bằng không khí nên phụ thuộc nhiều vào nhiệt độ môi trường. Nhiệt độ đầu vào khu công nghệ rất cao từ 40 - 47°C, cao hơn nhiều so với nhiệt độ thiết kế. Do Nhà máy xử lý khí Dinh Cố sử dụng công nghệ làm lạnh ngưng tụ nhiệt độ thấp nên nhiệt độ của dòng khí đầu vào ảnh hưởng đến hiệu quả tách sản phẩm. Đặc biệt khi nhiệt độ môi trường tăng thì nhiệt độ dòng khí công nghệ đầu ra thiết bị làm mát tăng cao làm giảm hiệu quả làm lạnh của các thiết bị, do đó làm giảm hiệu quả thu hồi sản phẩm lỏng [9].

Nhiệt độ dòng khí đầu ra trạm nén K-1011 phụ thuộc vào các yếu tố: công suất của quạt làm mát K-1011; chênh lệch nhiệt độ giữa dòng không khí và dòng khí công nghệ; nhiệt độ của dòng không khí làm mát.

Trong đó, chỉ có 2 yếu tố có thể thay đổi được đó là chênh lệch nhiệt độ dòng không khí và nhiệt độ của dòng không khí làm mát. Nhóm tác giả đã thiết kế và lắp đầu phun sương tại đầu ra giàn tản nhiệt của hệ thống quạt làm mát K-1011 để làm giảm nhiệt độ dòng không khí làm mát, nhằm tăng chênh lệch nhiệt độ (Δt) giữa dòng khí công nghệ đầu ra máy nén và dòng không khí làm mát do đó tăng hiệu quả trao đổi nhiệt giữa dòng không khí làm mát và dòng khí công nghệ, qua đó giảm nhiệt độ của dòng khí công nghệ đầu ra K-1011.

Giải pháp được áp dụng từ ngày 1/10/2012 đã làm giảm nhiệt độ đầu ra trạm nén từ 1,8 - 2,4°C và làm tăng hiệu suất thu hồi LPG khoảng 0,52 tấn/triệu m³ khí ẩm. Đến ngày 30/9/2016, giải pháp đã góp phần gia tăng sản lượng thêm 3.811 tấn LPG. Với lưu lượng khí trung bình đạt khoảng 5 triệu m³/ngày thì giải pháp này có thể giúp tăng sản lượng LPG trung bình khoảng 2,6 tấn LPG/ngày, tương đương khoảng 910 tấn LPG/năm.

3. Kết luận

Trên cơ sở nghiên cứu cụ thể, nhóm tác giả đã đề xuất các giải pháp tối ưu hiệu quả thu hồi sản phẩm LPG tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố; xây dựng được mô hình dây chuyền công nghệ của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố bằng phần mềm HYSYS, được kiểm nghiệm thực tế đảm bảo tính chính xác. Từ mô hình trên, nhóm tác giả đã thực hiện đánh giá và tối ưu hiệu suất thu hồi LPG khi điều kiện đầu vào thay đổi khác nhau; áp dụng mô hình đã xây dựng được dải tỷ lệ tối ưu giữa dòng qua E-14 và CC-01; tỷ lệ hồi lưu của tháp chưng cất C-02 trong dây chuyền công nghệ ứng với từng lưu lượng khác nhau nhằm tối đa hiệu quả thu hồi LPG. Mô hình là công cụ để đánh giá điều kiện vận hành Nhà máy xử lý khí Dinh Cố nhằm tối ưu thu hồi LPG bất cứ lúc nào khi điều kiện đầu vào thay đổi.

Giải pháp nghiên cứu sử dụng linh hoạt các thiết bị có sẵn để xây dựng phương án vận hành, mô hình đánh giá đáp ứng điều kiện vận hành của thiết bị trong điều kiện mới để đưa ra chế độ vận hành mới của Nhà máy xử lý khí Dinh Cố ở lưu lượng 1 triệu m³/ngày (thấp hơn nhiều so với thiết kế của nhà máy - 4,3 triệu m³/ngày) mang lại hiệu quả kinh tế cao, tăng tính linh hoạt trong quá trình vận

hành và bổ sung thêm một phương án vận hành mới để chế biến khí trong điều kiện dòng khí đầu vào thấp.

Giải pháp làm mát khí đầu ra cụm máy nén K-1011A/B/C/D để tăng thu hồi LPG sử dụng công nghệ đơn giản (hệ thống phun sương) để tác động đến yếu tố khách quan trong vận hành (nhiệt độ không khí) sử dụng trong quá trình làm lạnh khí đầu vào để nâng cao hiệu quả thu hồi sản phẩm lỏng.

Tài liệu tham khảo

1. Operating Manual Dinh Co Gas Processing Plant. 1998.
2. Fluor Daniel. *Inlet GPP compressor installation project basic design & cost estimate*. 2001.
3. GPP Equipments Datasheet.
4. Samsung Engineering. *Operating philosophy Vietnam gas utilization project*.
5. Samsung Engineering & NKK. *Basic engineering design data*.
6. John M.Campbell. *Gas conditioning and processing*. 2(13): p. 160 - 168.
7. John M.Campbell. *Gas conditioning and processing*. 2(17): p. 275 - 304.
8. Henry Z.Kister. *Distillation design*. McGraw-Hill Education. 1992.
9. J.Richard Elliot, Carl T.Lira. *Introductory chemical engineering thermodynamics (2nd edition)*. Prentice-Hall International Series in the Physical and Chemical Engineering Sciences. 2012.

Optimising the efficiency of recovering LPG products at Dinh Co Gas Processing Plant

Le Tat Thang, Mai Xuan Ba, Phan Tan Hau
Le Thanh Chan, Ho Van Dang
Vung Tau Gas Processing Company
Email: thanglt@pvgas.com.vn

Summary

From the model built using Hysys software which simulates the technology of Dinh Co Gas Processing Plant, the authors evaluated the performance of the equipment and optimised the efficiency of LPG recovery when changing input conditions. The operating mode therein is established with the input gas being reduced so that the plant can process gas with an input flow rate of wet gas of about 1 million m³/day (much lower than the designed flow rate of 4.3 million m³/day), bringing high economic efficiency. Especially, the solution of cooling the outlet gas of compressor K-1011A/B/C/D to increase LPG recovery has used a simple technology (water spray system) to cool the inlet gas before processing, thus improving the efficiency of recovering the liquid product.

Key words: LPG, wet gas, Dinh Co Gas Processing Plant.

ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG LÀM VIỆC CỦA THIẾT BỊ, ĐƯỜNG ỐNG BỊ HƯ HỎNG THEO TIÊU CHUẨN API 579-1/ASME FFS-1

Lê Thị Phương Nhung, Nguyễn Thị Lê Hiền
Đặng Thế Tụng, Phạm Vũ Dũng, Lê Thị Hồng Giang
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: nhungltp@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Phương pháp đánh giá khả năng làm việc (fitness-for-service) của các thiết bị, đường ống bị hư hỏng giúp đánh giá tính toàn vẹn và khả năng đáp ứng vận hành, là cơ sở để quyết định tiếp tục vận hành, sửa chữa hay thay thế thiết bị, đường ống. Bài báo giới thiệu phương pháp đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống với các cấp độ khác nhau (cấp độ 1, 2, 3) theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1, kết quả áp dụng phương pháp này để đánh giá khả năng làm việc của tuyến ống vận chuyển khí hóa lỏng (LPG) bị hư hỏng.

Từ khóa: Phương pháp đánh giá khả năng làm việc, API 579-1/ASME FFS-1, đường ống, LPG.

1. Giới thiệu

Hệ thống thiết bị và đường ống thường được bảo vệ bằng các biện pháp chống ăn mòn nhằm đảm bảo an toàn và hiệu quả làm việc, đảm bảo tuổi thọ công trình. Tuy nhiên theo thời gian dưới tác động của môi trường, quá trình ăn mòn vẫn xảy ra, gây hư hỏng thiết bị, đường ống.

Phương pháp đánh giá khả năng làm việc (fitness-for-service) với 3 cấp độ khác nhau cho phép đánh giá tính toàn vẹn và mức độ đáp ứng của thiết bị, đường ống đối với quá trình làm việc. Quá trình đánh giá được thực hiện theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1 [1]. Nguyên tắc của phương pháp dựa trên phân tích vật liệu chế tạo của các vị trí bị hư hỏng và các điều kiện vận hành tương ứng, từ đó, so sánh, đánh giá khả năng làm việc của các vị trí bị hư hỏng tương ứng với giới hạn vận hành an toàn theo các tiêu chuẩn. Từ kết quả so sánh và đánh giá, người sử dụng sẽ quyết định, hoặc tiếp tục vận hành hoặc sửa chữa hư hỏng hoặc thay thế hoàn toàn thiết bị, đường ống, đồng thời đưa ra các khuyến cáo, giải pháp cần thiết để khắc phục tình trạng hư hỏng và kiểm soát, theo dõi hư hỏng sau khi khắc phục. Bài báo giới thiệu phương pháp, nội dung và quy trình thực hiện đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1, từ đó đánh giá khả năng làm việc cho tuyến ống vận chuyển khí LPG bị hư hỏng.

2. Phương pháp đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1

Tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1 được sử dụng để đánh giá khả năng làm việc của các bình bồn, bể chứa,

đường ống chịu áp... bị hư hỏng. Quá trình đánh giá thường được thực hiện theo 3 cấp độ, trong đó, cấp độ 1 đơn giản nhất và chỉ thực hiện các khảo sát, tính toán sơ bộ. Khi thiết bị, đường ống không đáp ứng được yêu cầu ở cấp độ 1, sẽ thực hiện đánh giá chi tiết hơn ở cấp độ 2 và 3.

2.1. Chuẩn bị

Các tài liệu cần thiết cho quá trình đánh giá gồm:

- Các bản vẽ sơ đồ công nghệ P&ID, PFD, MFD, bản vẽ isometric cho hệ thống đường ống;
- Tài liệu thiết kế, lắp đặt thiết bị, đường ống;
- Quy trình khởi động, vận hành, dừng và dừng khẩn cấp các thiết bị, đường ống;
- Lịch sử vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống thiết bị, đường ống;
- Quy trình và kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa, kiểm định đang áp dụng;
- Các tài liệu liên quan đến hệ thống bảo vệ chống ăn mòn, hệ thống phòng chống cháy nổ, an toàn... đang áp dụng cho thiết bị, đường ống;
- Các tiêu chuẩn liên quan đến vật liệu của thiết bị, đường ống.

Nhân sự thực hiện đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống phải đảm bảo các yêu cầu tối thiểu sau: được đào tạo về đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1; có kiến thức và hiểu biết về các tiêu chuẩn thiết bị, đường ống (API 510, API 570, API 653, API 580, API 581); có các chứng chỉ NDT (tối thiểu là Level II quốc tế SNT-TC-1A, CP-

189, ACCP hoặc tương đương). Để đánh giá ở cấp độ cao hơn, nhân sự thực hiện phải được cấp chứng chỉ API 579-1/ASME FFS-1 (đối với đánh giá cấp độ 2) và có kinh nghiệm thực hiện đánh giá khả năng làm việc theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1 (đối với đánh giá cấp độ 3).

Tiêu chuẩn áp dụng: API 510, API 570, API 574, API 579-1/ASME FFS-1, API 620, API 650, API 653, API 580, API 581, ASME B31.

2.2. Quy trình thực hiện đánh giá khả năng làm việc cho thiết bị, đường ống (Hình 1)

2.2.1. Thu thập các tài liệu, thông tin cần thiết về thiết bị, đường ống cần thực hiện đánh giá

Từ các tài liệu thu thập được, xác định các thông tin:

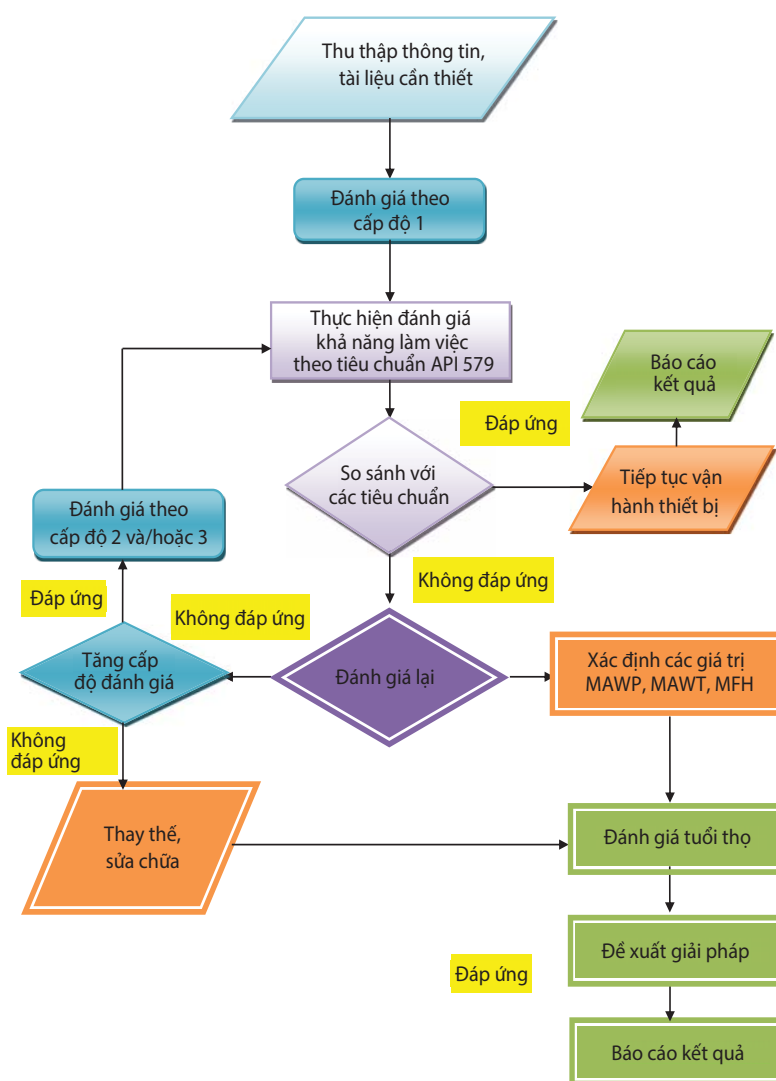
- Thông số thiết kế (kích thước, độ dày, độ dày ăn mòn cho phép, nhiệt độ, áp suất thiết kế, vật liệu chế tạo...);
- Đặc tính cơ bản của vật liệu theo tiêu chuẩn;
- Thông số vận hành, thời gian vận hành, thời gian ngừng để sửa chữa, bảo dưỡng;
- Cơ chế ăn mòn bên trong, bên ngoài thiết bị, đường ống;
- Cơ chế phá hủy vật liệu thiết bị, đường ống;
- Vị trí và kích thước các khuyết tật.

2.2.2. Đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống tại các vị trí khuyết tật theo cấp độ 1

Trên cơ sở các thông tin thu thập được, đánh giá khả năng làm việc của đường ống, thiết bị tại các vị trí khuyết tật theo cấp độ 1 (Level 1). Đây là cấp độ đánh giá sơ bộ trên cơ sở độ dày yêu cầu tối thiểu (t_{min}) và độ dày ăn mòn cho phép (CA) của thiết bị, đường ống. Theo đó, độ dày còn lại t_{am} của các vị trí bị hư hỏng trên thiết bị, đường ống phải thỏa mãn:

$$t_{am} - CA \geq t_{min} \quad (1)$$

Nếu các kết quả được đánh giá là đáp ứng theo (1), thiết bị, đường ống có thể được



Hình 1. Lưu đồ thực hiện đánh giá khả năng làm việc của thiết bị theo các cấp độ 1, 2, 3

vận hành theo các điều kiện bình thường, tuy nhiên, cần áp dụng các biện pháp giám sát, theo dõi và kiểm tra ăn mòn. Tại các vị trí khuyết tật mà (1) không thỏa mãn, cần tiếp tục đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống ở các cấp độ cao hơn.

2.2.3. Đánh giá khả năng làm việc của đường ống, thiết bị ở các cấp độ cao hơn

Ở cấp độ 2 (Level 2), thiết bị sẽ được đánh giá chi tiết hơn (gồm các nội dung của cấp độ 1) theo các cơ chế phá hủy vật liệu như: ăn mòn đều, ăn mòn cục bộ, nứt, gãy do giòn, gãy cơ học, cháy nổ... [2 - 4]. Trên cơ sở dạng và cơ chế phá hủy của khuyết tật có thể lựa chọn phương pháp và quy trình phù hợp nhất với đối tượng đánh giá theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1 (Hình 2). Cấp độ này cũng yêu cầu các thông tin chi tiết hơn về kích thước của khuyết tật, tốc độ phát triển khuyết tật và cơ chế phá hủy vật liệu. Ví dụ như, đối với quá trình đánh giá khả năng làm việc ở cấp độ 2 theo cơ chế ăn mòn cục bộ, tại từng vị trí khuyết tật trên đường ống, thiết bị, cần đáp ứng các yêu cầu như Bảng 1.

Bảng 1. Các thông số cần tính toán và yêu cầu đánh giá cấp độ 2 cho thiết bị, đường ống bị hư hỏng theo cơ chế ăn mòn cục bộ

TT	Thông số tính toán	Yêu cầu phải đạt
1	$\lambda_c = 1,285c/\sqrt{D \times t_c}$	$\lambda_c \leq 9$ (2)
2	-	$D/t_c \geq 20$ (3)
3	$RSF = L_{DC}/L_{UC}$	$RSF \leq RSFa$ (4)
4		$0,7 \leq RSF \leq 1,0$ (5)
5	$Rt = (t_{mm} - CA)/t_c$	$Rt \geq 0,2$ (6)
6	Đối với đường ống, thiết bị chịu áp: $MAWPr = MAWPt \times (RSF/RSFa)$	$MAWPr \geq MAWP$ (7)
7	Đối với bồn bể chứa: $MFHr = Hf + (MFH - Hf) \times ((RSF/RSFa)$	$MHF_r \geq MHF$ (8)

Trong đó:

- λ_c : Hệ số tỷ lệ giữa chiều dài và chu vi khuyết tật;
- c : Chiều dài khuyết tật (mm);
- D : Đường kính trong của thiết bị, đường ống (mm);
- t_c : Độ dày bị ăn mòn trung bình (mm);
- RSF : Hệ số bền trên khuyết tật theo tính toán;
- L_{DC} : Ứng suất cho phép tác dụng lên khuyết tật (psi);
- L_{UC} : Ứng suất cho phép tác dụng lên vị trí không hư hỏng (psi);
- $RSFa$: Hệ số bền cho phép trên khuyết tật;
- Rt : Hệ số tỷ lệ độ dày còn lại;
- t_{mm} : Độ dày còn lại nhỏ nhất trên đường ống tại các vị trí khuyết tật (mm);
- $MAWPr$: Áp suất làm việc tối đa cho phép sau đánh giá (psi);
- $MAWPt$: Áp suất làm việc tối đa cho phép theo tính toán (psi);
- $MAWP$: Áp suất làm việc tối đa cho phép theo thiết kế (psi);
- $MFHr$: Chiều cao cột chất lỏng tối đa cho phép theo tính toán (m);
- Hf : Khoảng cách giữa đáy bồn bể chứa và vị trí khuyết tật (m);
- MFH : Chiều cao chất lỏng tối đa cho phép theo thiết kế (m).

Nếu một trong các yêu cầu trên không thỏa mãn, tại vị trí khuyết tật sẽ tiếp tục được đánh giá khả năng làm việc theo cấp độ 3 (Level 3). Thiết bị, đường ống sẽ được mô phỏng chi tiết một phần hoặc toàn bộ nhằm tính toán

ứng suất giới hạn, độ dày tối thiểu cho phép và độ dày ăn mòn, sử dụng phương pháp phần tử hữu hạn (Finite Element Method). Các vị trí khuyết tật được coi là đáp ứng yêu cầu của cấp độ 3 nếu ứng suất không vượt quá giá trị ứng suất chảy của vật liệu và độ dày còn lại lớn hơn độ dày tối thiểu yêu cầu theo tính toán. Khi đó, thiết bị có thể được vận hành theo các điều kiện bình thường với độ dày ăn mòn cho phép theo tính toán (FCA) và tiến hành áp dụng các biện pháp giám sát, theo dõi và kiểm tra khuyết tật định kỳ. Trong trường hợp ứng suất giới hạn và độ dày tối thiểu cho phép nhỏ hơn các giá trị theo tiêu chuẩn và thiết kế, đường ống, thiết bị cần phải sửa chữa hoặc thay thế.

2.2.4. Đánh giá thời gian làm việc còn lại của thiết bị

Thời gian làm việc còn lại của thiết bị, đường ống được tính toán dựa trên tốc độ ăn mòn thực tế và số năm vận hành, từ đó, thiết lập chu kỳ khảo sát thiết bị và ước tính hư hỏng trong tương lai.

$$R = (t_{am} - K \times t_{min}) / C_{rate} \quad (9)$$

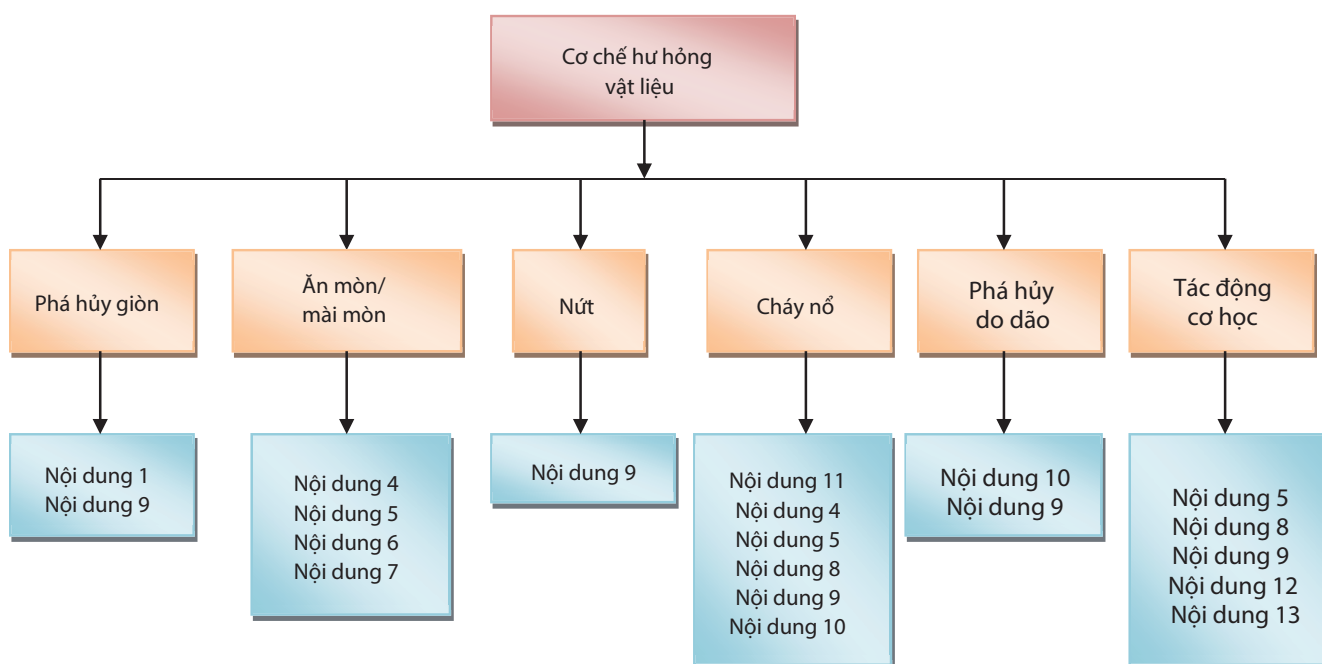
Trong đó:

- R : Thời gian làm việc còn lại (năm);
- t_{am} : Độ dày còn lại (mm);
- K : Hệ số, được tính bằng 1 đối với đánh giá theo cấp độ 1 và bằng RSF đối với đánh giá theo các cấp độ cao hơn;
- t_{min} : Độ dày yêu cầu tối thiểu (mm);
- C_{rate} : Tốc độ ăn mòn thiết bị, đường ống (mm/năm);

2.2.5. Đề xuất các giải pháp và kỹ thuật ngăn ngừa/sửa chữa hư hỏng và các giải pháp đánh giá, kiểm soát hư hỏng sau khi đã thực hiện khắc phục, sửa chữa

Việc lựa chọn các giải pháp ngăn ngừa/sửa chữa hư hỏng chủ yếu phụ thuộc vào dạng khuyết tật và cơ chế phá hủy gồm:

- Thay đổi các thông số vận hành cho phù hợp (nhiệt độ, áp suất, lưu lượng dòng...), giảm thiểu các tác nhân ăn mòn trong dòng lưu chất của đường ống, thiết bị;
- Sử dụng lớp sơn phủ, lớp bọc chống ăn mòn;
- Sử dụng lớp mạ, phun kim loại hoặc lớp vật liệu chịu nhiệt, chịu lửa...;
- Sử dụng lớp lót hợp kim chống ăn mòn hoặc hàn/đắp kim loại tại vị trí bị hư hỏng;



Hình 2. Nội dung đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống trên cơ sở cơ chế hư hỏng vật liệu theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1

- Bơm nước, hóa phẩm làm sạch bề mặt kim loại, giảm nồng độ tạp chất hoặc ức chế chống ăn mòn.
- Các giải pháp đánh giá, kiểm soát hư hỏng sau khi đã thực hiện khắc phục, sửa chữa bao gồm:
 - Sử dụng đầu dò và coupon đánh giá ăn mòn;
 - Sử dụng đầu dò đo đặc hàm lượng các tác nhân ăn mòn;
 - Thường xuyên kiểm tra siêu âm (UT) và đo đặc, đánh giá không phá hủy (NDT) tại các vị trí xung yếu;
 - Phân tích hàm lượng các tác nhân như H_2S , Cl^- , NH_3 , CO_2 , pH, Hg, Fe, Ni và hàm lượng nước trong các dòng công nghệ;
 - Sử dụng phương pháp chụp ảnh nhiệt và các đầu dò nhiệt.

2.2.6. Báo cáo kết quả

Báo cáo đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống cần ghi rõ các thông tin sau:

- Các thông số, dữ liệu thiết kế, vận hành và bảo dưỡng, sửa chữa của thiết bị, đường ống;
- Dữ liệu khảo sát thiết bị, bao gồm các số liệu đo đặc NDT, số liệu xác định tốc độ ăn mòn của thiết bị, đường ống;
- Kết quả đánh giá khả năng làm việc của thiết bị, đường ống theo các cấp độ 1, 2, 3;
- Kết quả đánh giá lại các thông số thiết kế và vận hành như áp suất, nhiệt độ, chiều cao cột chất lỏng...;

- Kết quả tính toán độ dày yêu cầu tối thiểu, độ dày ăn mòn cho phép;
- Kết quả tính toán tuổi thọ còn lại của thiết bị, đường ống;
- Các giải pháp sửa chữa hư hỏng và theo dõi, đánh giá hư hỏng sau quá trình khắc phục sửa chữa của thiết bị, đường ống.

3. Ứng dụng phương pháp đánh giá khả năng làm việc cho tuyến ống vận chuyển khí LPG bị hư hỏng

3.1. Thu thập thông tin, dữ liệu

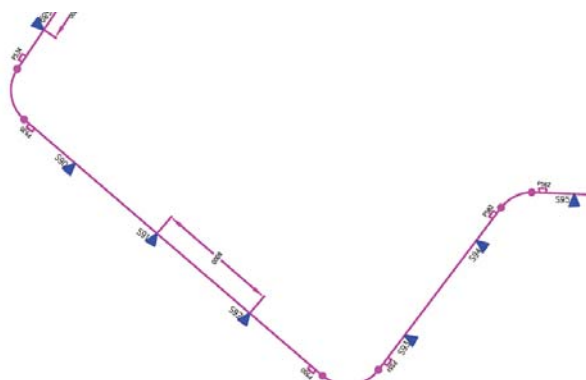
Đối tượng đánh giá là tuyến ống vận chuyển khí LPG, vận hành trong môi trường khí quyển biển. Tuyến ống được thiết kế và thi công theo tiêu chuẩn ASME B31.4 Ed 2002 Pipeline Code [5]. Các thông số thiết kế và vận hành của tuyến ống như sau:

- Đường kính: 254mm;
- Vật liệu: thép carbon A106 GrB, mã tiêu chuẩn B1AB14;
- Độ dày thiết kế: 6,35mm;
- Độ dày ăn mòn cho phép: 1,5mm;
- Áp suất thiết kế: 413psi;
- Nhiệt độ thiết kế: -29 - 65°C;
- Áp suất vận hành: 229psi;
- Nhiệt độ vận hành: 40°C;

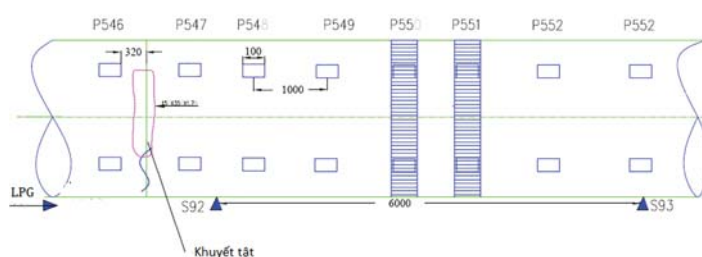
- Độ dày yêu cầu tối thiểu ($t_{\min}$): 2,8mm (theo thiết kế);
- Ứng suất chảy của vật liệu: 35.000psi [5];
- Hệ số hàn: 1 (với ống thép đúc nguyên khối);
- Hệ số thiết kế: 0,5;
- Hệ số bền cho phép trên khuyết tật: 0,9;

Tiến hành khảo sát, đánh giá tình trạng tuyến ống theo các tiêu chuẩn API [6 - 8], theo đó, toàn bộ tuyến ống được chia thành 155 đoạn (S1 - S155), ngăn cách nhau bằng các gối đỡ (support). Các điểm khảo sát là vị trí bị ăn mòn mạnh (vị trí hàn giữa ống và “tai” đỡ mái che chắn), được đánh dấu từ P1 - P1220. Hình 3 mô phỏng một phần tuyến ống đánh dấu các vị trí khảo sát. Vị trí và các kích thước khuyết tật được đánh dấu trên Hình 4.

Kết quả khảo sát, đánh giá tình trạng ăn mòn bên ngoài của tuyến ống bằng các phương pháp UT và NDT cho thấy, tuyến ống bị ăn mòn bên ngoài mạnh với nhiều khuyết tật có kích thước và chiều sâu tương đối lớn. Cơ chế ăn mòn được nhận định là ăn mòn cục bộ do tiếp xúc với các tác nhân ăn mòn trong



Hình 3. Hình ảnh mô phỏng một phần tuyến ống đánh dấu các vị trí khảo sát P534 - P562, thuộc đoạn S89 - S95



Hình 4. Vị trí và kích thước khuyết tật đánh dấu trên đoạn ống từ P546 - P552, thuộc đoạn ống S92 - S93



Hình 5. Ăn mòn mạnh tại vị trí mối hàn giữa thân ống và “tai” đỡ mái che trên tuyến ống

môi trường khí quyển biển, đặc biệt tại các vị trí hàn giữa ống và “tai” đỡ mái che (Hình 5).

3.2. Đánh giá khả năng làm việc cho tuyến ống vận chuyển LPG bị hư hỏng

Theo yêu cầu đánh giá khả năng làm việc theo cấp độ 1, các vị trí khảo sát phải có độ dày còn lại thỏa mãn (1), tức là:

$$t_{\text{am}} \geq t_{\min} + CA$$

$$t_{\text{am}} \geq 2,8 + 1,5 = 4,3\text{mm}$$

Dựa trên các kết quả xác định độ dày còn lại tại các vị trí khảo sát, 12 điểm không đáp ứng yêu cầu của cấp độ 1 (có độ dày còn lại < 4,3mm), trong đó, 5 điểm đại diện có kích thước khuyết tật lớn nhất (với độ dày còn lại gần tương đương) sẽ được tiếp tục đánh giá theo cấp độ 2 (Bảng 2).

Như vậy, 5 vị trí được lựa chọn đánh giá cấp độ 2 là P007, P009, P437, P448 và P442. Vị trí P442 có độ dày thực tế còn lại rất nhỏ (2,55mm) và nằm trong khu vực bị ăn mòn mạnh sẽ được đánh giá theo cấp độ 3 bằng phần mềm FEA. Các kết quả đánh giá khả năng làm việc ở cấp độ 2 cho thấy các điểm P007, P009 và P437 đều đáp ứng các yêu cầu (2) - (7) với độ dày ăn mòn cho phép theo tính toán tương ứng là 0,81mm, 0,38mm và 0,75mm. Vị trí P448 tuy đáp ứng yêu cầu (2) - (7) nhưng với độ dày ăn mòn cho phép theo tính toán là 0mm nên cần tiếp tục đánh giá khả năng làm việc theo cấp độ 3. Áp suất làm việc tối đa cho phép sau đánh giá có giá trị nhỏ nhất là 448psi, đảm bảo đáp ứng yêu cầu lớn hơn áp suất thiết kế của tuyến ống là 413psi. Kết quả tính toán và đánh giá khả năng làm việc ở cấp độ 2 tại các điểm trên tuyến ống vận chuyển LPG được thể hiện trên Bảng 3.

Một đoạn ống bị ăn mòn mạnh nhất (độ dày còn lại nhỏ nhất và kích thước khuyết tật lớn nhất) được lựa chọn để thực hiện đánh giá theo cấp độ 3. Đoạn ống được lựa chọn là từ S74 - S77, bao gồm các điểm từ P435 - P465, trong đó, các điểm bị ăn mòn mạnh nhất là P436, P437, P438, P442, P444, P448 - 449 và P451. Các kết quả khảo sát ăn mòn trên đoạn ống S74 - S77 được thể hiện trên Bảng 4.

Phần mềm FEA được sử dụng để thực hiện đánh giá khả năng làm việc của đoạn ống theo cấp độ 3.

- Các thông số kích thước đoạn ống và các vị trí, kích thước khuyết tật nhằm mô phỏng đoạn ống 3D dạng mạng lưới;

Bảng 2. Các vị trí cần đánh giá khả năng làm việc theo cấp độ 2 trên tuyến ống

TT	Điểm khảo sát	Chiều sâu khuyết tật lớn nhất (mm)	Kích thước khuyết tật (mm)	Độ dày thực tế còn lại (mm)
1	P006	2,900	70 x 200	3,450
2	P007	2,540	60 x 160	3,810
3	P009	3,170	70 x 130	3,180
4	P019	2,790	65 x 190	3,560
5	P106	2,160	70 x 195	4,190
6	P272	2,200	50 x 90	4,150
7	P442	3,800	50 x 100	2,550
8	P448	3,556	50 x 110	2,794
9	P430	3,302	70 x 160	3,048
10	P437	3,048	130 x 70	3,302
11	P496/497	2,300	60 x 160	4,050
12	P1194/1195	2,100	30 x 60	4,250

Bảng 3. Kết quả đánh giá khả năng làm việc theo cấp độ 2 tại các điểm trên tuyến ống

TT	Điểm khảo sát	Chiều sâu khuyết tật lớn nhất (mm)	Kích thước khuyết tật (mm)	Độ dày thực tế còn lại (mm)	λ_c	D/t _c	RSF	MAWPt (psi)	MAWPr (psi)	Rt	Độ dày ăn mòn cho phép (mm)
1	P007	2,540	60 x 160	3,810	2,117	56,29	0,7001	622	484	0,619	0,81
2	P009	3,170	70 x 130	3,180	2,472	56,29	0,7010	622	484	0,577	0,38
3	P437	3,048	130 x 70	3,302	4,591	56,29	0,7634	622	527	0,526	0,75
4	P442	3,800	50 x 100	2,550	Đánh giá theo cấp độ 3						
5	P448	3,556	50 x 110	2,794	1,766	56,29	0,7000	622	484	2,619	0,00

- Các thông số vật lý mác thép ASTM A-106B theo tiêu chuẩn:

- + Tỷ trọng: $0,000735 \text{ lbf} \times \text{s}^2/\text{in}^3$;
- + Module đàn hồi: $29.000.000 \text{ lbf}/\text{in}^2$;
- + Hệ số tỷ lệ Poisson: 0,29;
- + Hệ số giãn nở nhiệt: $0,0000065 \text{ in}/(\text{in} \cdot ^\circ\text{F})$;
- + Module đàn hồi trượt: $11.200.000 \text{ lbf}/\text{in}^2$.

- Áp suất mô phỏng tương đương với áp suất thiết kế của đường ống (413psi), nhiệt độ mô phỏng từ 21°C (70°F) đến nhiệt độ thiết kế (65°C).

- Trong trường hợp mô phỏng theo điều kiện khắc nghiệt nhất (worst load case) nhằm tính toán độ dày tối thiểu của đoạn ống, sử dụng áp suất tương đương với áp suất kiểm tra thủy lực. Theo tiêu chuẩn ASME B31.4 [5], áp suất kiểm tra thủy lực được tính bằng 1,25 lần áp suất thiết kế, tương đương với khoảng 516psi.

Hình ảnh mô phỏng đoạn ống S74 - S77 trong điều kiện thiết kế được thể hiện trên các Hình 6 - 9. Kết quả mô phỏng cho thấy, ứng suất lớn nhất trên đoạn ống trong

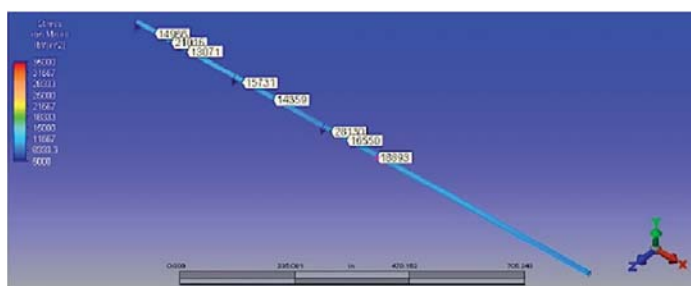
điều kiện thiết kế là 28.130psi và độ dày tối thiểu yêu cầu tính toán được là 2mm trong điều kiện khắc nghiệt nhất. Như vậy, ứng suất lớn nhất trên đoạn ống mô phỏng nhỏ hơn giá trị ứng suất chảy của vật liệu (35.000psi) và độ dày tối thiểu yêu cầu theo tính toán nhỏ hơn độ dày còn lại nhỏ nhất, do đó, các điểm bị ăn mòn trên đoạn ống đều đáp ứng yêu cầu của đánh giá theo cấp độ 3.

Với độ dày tối thiểu yêu cầu là 2mm, điểm P442 (điểm có độ dày còn lại nhỏ nhất trên tuyến ống là 2,550mm) sẽ có độ dày ăn mòn cho phép theo tính toán nhỏ nhất là 0,550mm. Các điểm có độ dày ăn mòn cho phép theo tính toán < 1mm trên tuyến ống là các điểm cần sửa chữa bằng biện pháp bọc chống ăn mòn (Bảng 5).

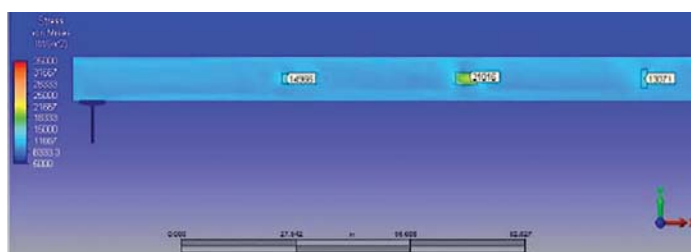
Như vậy, tuyến ống vận chuyển khí LPG đáp ứng yêu cầu về đánh giá khả năng làm việc theo cấp độ 3 và có thể tiếp tục vận hành trong điều kiện thiết kế. Tuy nhiên, tại 3 điểm P442, P448, P451 có độ dày ăn mòn cho phép < 1mm, cần phải thực hiện bọc chống ăn mòn để đảm bảo an toàn vận hành và tuổi thọ đường ống. Tại các điểm này cần khảo sát dưới lớp bọc, lớp phủ thường xuyên, nhằm sớm phát hiện ăn mòn và thực hiện đánh giá lại khả năng

Bảng 4. Kết quả khảo sát các điểm trên đoạn ống S74 - S77 thực hiện đánh giá theo cấp độ 3

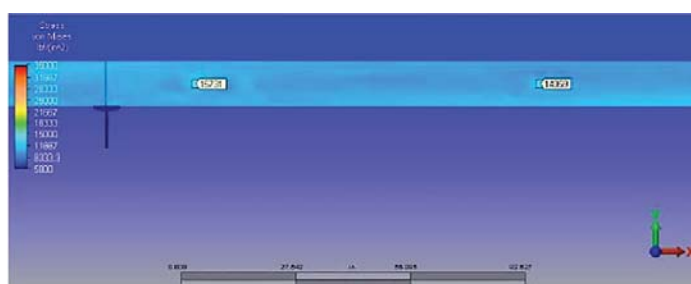
TT	Đoạn ống	Điểm khảo sát	Chiều sâu khuyết tật lớn nhất (mm)	Kích thước khuyết tật (mm)	Độ dày thực tế còn lại (mm)
1	S74 - S75	P435	0,700	50 x 60	5,650
		P436	2,794	60 x 60	3,556
		P437	3,048	130 x 70	3,302
		P438	2,286	70 x 110	4,064
		P439	1,100	50 x 60	5,250
		P440	0,890	40 x 60	5,460
		P441	1,300	40 x 50	5,050
2	S75 - S76	P442	3,800	50 x 100	2,550
		P443	0	0	6,350
		P444	3,302	50 x 110	3,048
		P445	0	0	6,350
		P446	0	0	6,350
		P447	0,700	20 x 40	5,650
3	S76 - S77	P448	3,556	50 x 110	2,794
		P449	3,048	40 x 30	3,302
		P450	0	0	6,350
		P451	3,556	80 x 40	2,794
		P452	0	0	6,350
		P453	0,700	20 x 20	5,650



Hình 6. Mô phỏng FEA tính toán ứng suất trên đoạn ống S74 - S77 trong điều kiện thiết kế



Hình 7. Mô phỏng FEA tính toán ứng suất tại các điểm P436, P437, P438



Hình 8. Mô phỏng FEA tính toán ứng suất tại các điểm P442, P444

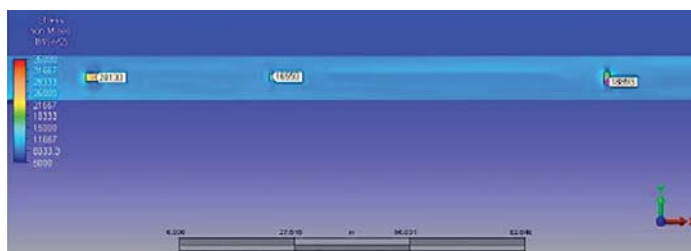
làm việc nếu độ dày đường ống tiếp tục giảm. Ngoài ra, đối với toàn bộ tuyến ống, cần đảm bảo vận hành theo đúng các điều kiện thiết kế và thực hiện định kỳ quá trình khảo sát, đánh giá ăn mòn nhằm xác định độ dày còn lại và độ dày ăn mòn cho phép để kịp thời thực hiện các biện pháp sửa chữa, thay thế.

4. Kết luận

Sử dụng phương pháp đánh giá khả năng làm việc với các cấp độ theo tiêu chuẩn API 579-1/ASME FFS-1 cho phép đánh giá tính toàn vẹn và khả năng đáp ứng vận hành của thiết bị, đường ống bị hư hỏng, từ đó quyết định kịp thời việc tiếp tục vận hành, sửa chữa hay thay thế, đưa ra các khuyến cáo về các biện pháp theo dõi, giám sát và khắc phục hư hỏng.

Phương pháp đánh giá khả năng làm việc có khả năng áp dụng rộng rãi cho các thiết bị, đường ống bị hư hỏng theo các cơ chế khác nhau trong các công trình dầu khí, đặc biệt đối với các thiết bị, đường ống chịu áp, bồn bể chứa.

Kết quả áp dụng phương pháp đánh giá này cho tuyến ống vận chuyển khí LPG bị ăn mòn cho thấy, các điểm trên tuyến ống đáp ứng yêu cầu đánh giá theo cấp độ 3. Các điểm bị ăn mòn mạnh với độ dày còn lại tương ứng là 2,550mm và 2,794mm (so với độ



Hình 9. Mô phỏng FEA tính toán ứng suất tại các điểm P448, P449 và P451

Bảng 5. Các vị trí có độ dày ăn mòn < 1mm cần thực hiện bọc chống ăn mòn

TT	Điểm khảo sát	Chiều sâu khuyết tật lớn nhất (mm)	Kích thước khuyết tật (mm)	Độ dày thực tế còn lại (mm)	Độ dày ăn mòn cho phép theo tính toán (mm)
1	P442	3,800	50 x 100	2,550	0,550
2	P448	3,556	50 x 110	2,794	0,794
3	P451	3,556	80 x 40	2,794	0,794

dày thiết kế 6,350mm) cần phải thực hiện sửa chữa bằng biện pháp bọc chống ăn mòn và sau quá trình sửa chữa cần theo dõi, đánh giá ăn mòn nhằm đảm bảo an toàn vận hành và tuổi thọ của tuyến ống.

Tài liệu tham khảo

1. American Society of Mechanical Engineers. *Fitness for service*. API 579-1/ASME FFS-1. 2015.
2. American Petroleum Institute. *Damage mechanism affecting fixed equipment in the Refining industry*. API 571. 2003.
3. American Petroleum Institute. *Risk-based inspection*. API 580. 2009.

4. American Petroleum Institute. *Risk-based inspection base resource document*. API 581. 2002.

5. American Society of Mechanical Engineers. *Standard of pressure piping*. ASME B31. 2014.

6. American Petroleum Institute. *Pressure vessel inspection code*. API 510. 2006.

7. American Petroleum Institute. *Piping inspection code: In-service inspection, rating, repair and alteration of piping system*. API 570. 2009.

8. American Petroleum Institute. *Inspection practices for piping system components*. API 574. 2009.

9. American Petroleum Institute. *Design and construction of large welded low pressure storage tanks*. API 620. 2002.

10. American Petroleum Institute. *Welded tanks for storage*. API 650. 2012.

11. American Petroleum Institute. *Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction*. API 653. 2003.

12. Francesco Giacobbe, Domenico Geraci, Emanuele Biancuzzo, Mirko Albino. *Maintenance engineering: Case study of fitness for service assessments. Design Methods and Tools (Part 1)*. International Conference on Engineering Design, Technical University of Denmark. 2011; 9: p. 335 - 344.

Fitness for service assessment of damaged equipment and pipeline in accordance with API 579-1/ASME FFS-1 standard

Le Thi Phuong Nhung, Nguyen Thi Le Hien, Dang The Tung
Pham Vu Dung, Le Thi Hong Giang
Vietnam Petroleum Institute
Email: nhungltp@vpi.pvn.vn

Summary

Fitness for service assessment of damaged equipment and pipeline is an approach used to evaluate the integrity and fitness for operation of an in-service component and serves as the basis to make decisions of follow-on, repair or replacement of equipment and pipeline. This paper presents the fitness for service assessment method with three levels of assessment (Levels 1, 2 and 3) in accordance with the API 579-1/ASME FFS-1 standard and a case study of fitness for service assessment for damaged LPG pipeline.

Key words: Fit-for-service assessment, API 579-1/ASME FFS-1, pipeline, LPG.

QUẢN LÝ CHẤT LƯỢNG VÀ ĐẶC TÍNH KỸ THUẬT CỦA THAN NHẬP KHẨU, NÂNG CAO HIỆU QUẢ VẬN HÀNH THƯƠNG MẠI CỦA CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THAN

Lê Anh Thông

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: leanhthong@gmail.com

Tóm tắt

Tại các nhà máy nhiệt điện than, chi phí nhiên liệu than chiếm khoảng 60 - 65% chi phí giá thành sản xuất điện. Trong đó, chất lượng và đặc tính kỹ thuật của than ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả kinh tế của dự án, hiệu suất vận hành lò hơi và chi phí bảo trì sửa chữa... Bài báo đề xuất các giải pháp để quản lý chất lượng và đặc tính kỹ thuật của than nhập khẩu, nâng cao hiệu suất và hiệu quả của nhà máy nhiệt điện than trong quá trình vận hành thương mại, xử lý tro xỉ, thạch cao... Các vấn đề này cần được quan tâm ngay từ giai đoạn thực hiện dự án để xây dựng chiến lược quản lý vận hành thương mại, bảo trì nhằm nâng cao hiệu suất, nâng cao hiệu quả dự án.

Từ khóa: Nhà máy nhiệt điện, vận hành thương mại, than nhập khẩu.

1. Giới thiệu

Tại các nhà máy nhiệt điện than, chi phí nhiên liệu than chiếm khoảng 60 - 65% chi phí giá thành sản xuất điện. Chất lượng than là yếu tố quyết định hiệu suất vận hành lò hơi, tuổi thọ và chi phí bảo trì sửa chữa lò hơi nói riêng và chi phí sửa chữa toàn nhà máy nhiệt điện than nói chung.

Yêu cầu về đặc tính kỹ thuật của than nhiên liệu cung cấp cho Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 thể hiện trong Bảng 1. Về độ tin cậy và đặc điểm kinh tế - kỹ thuật, nguồn cung cấp than cho giai đoạn vận hành thử nghiệm và vận hành hiện nay của dự án Nhà máy nhiệt điện Sông Hậu 1 và Long Phú 1 phù hợp yêu cầu kỹ thuật là nguồn than nhập khẩu từ Indonesia và Australia.

Nguồn than từ Australia có nhiệt trị tương đối cao, độ ẩm thấp (trên dưới 10%), suất tiêu hao than cho sản xuất điện (kg than/kWh điện năng phát lên lưới điện) giảm đáng kể. Tuy nhiên, khoảng cách từ nguồn than về Việt Nam tương đối xa nên chi phí vận chuyển cao.

Nguồn than từ Indonesia có nhiệt trị thấp (LHV) và đặc tính kỹ thuật của than không ổn định, chi phí vận chuyển thấp hơn so với nguồn than từ Australia do khoảng cách gần hơn. Độ ẩm thông thường của than thay đổi từ 16 - 28% hoặc cao hơn...

Để tính toán hiệu quả kinh tế, cần xác định tổng giá trị nhập khẩu than bao gồm chi phí vận chuyển tới cảng nhập than của từng nhà máy điện, so sánh đơn giá theo nhiệt lượng than (Kcal nhiệt trị thấp LHV).

Trong công tác hợp đồng mua than vận hành thương mại, không chỉ quan tâm tới đơn giá trên đơn vị khối lượng than, mà còn phải quan tâm tới:

- Giá trị nhiệt trị thấp LHV của than là thông số đặc biệt quan trọng, phản ánh tính kinh tế của việc sử dụng than vận hành nhà máy nhiệt điện;
- Đặc tính kỹ thuật, thành phần lý hóa học của than;
- Độ ổn định và tin cậy của việc cung cấp dài hạn than với đặc tính kỹ thuật ổn định.

2. Quản lý chất lượng và đặc tính kỹ thuật của than nhập khẩu

Công tác thiết kế chế tạo và cung cấp than cho lò hơi công suất lớn của các nhà máy điện thường có mâu thuẫn lớn giữa việc xác định dải đặc tính kỹ thuật của than (do phải yêu cầu bảo đảm hiệu suất tối ưu của quá trình đốt than trong lò hơi) với yêu cầu bảo đảm tính cạnh tranh của hợp đồng thương mại mua bán than. Lò hơi muốn có hiệu suất vận hành tối ưu thì yêu cầu dải đặc tính kỹ thuật của than không được quá rộng, vì càng rộng thì hiệu suất lò hơi sẽ bị giảm khi một số đặc tính than sát cận trên hoặc dưới của dải đặc tính. Ngược lại, để bảo đảm đơn giá hợp lý trong hợp đồng thương mại và tính cạnh tranh của việc lựa chọn mua than, thì không thể đặt ra yêu cầu đặc tính kỹ thuật than trong dải quá hẹp.

Do vậy, công tác quản lý chất lượng và đặc tính kỹ thuật của than đặt ra yêu cầu đối với đơn vị quản lý vận hành thương mại cần nghiên cứu áp dụng các chế độ đốt cháy,

Bảng 1. Đặc tính kỹ thuật thông dụng của than cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện từ nguồn than thông dụng của Australia và Indonesia [2]

Quốc gia		Australia						Indonesia	
Nguồn than		IAR Thermal		Bog.PCI	Bog.SSCC	Queensland Thermal		Malinau	AGM
Tổng độ ẩm	%	10	10	11	11	12	11,5	19	32
Nhiệt trị cao (GAD)	Kcal/kg	7.150	6.800	7.500	7.550	6.790	6.600	6.122	5.700
Nhiệt trị cao (GAR)	Kcal/kg	6.700	6.408	6.917	6.963	6.224	6.084	5.700	4.405
Nhiệt trị thấp (NAR)	Kcal/kg	6.410	6.140	6.640	6.677	6.000	5.860	5.376	4.060
Độ ẩm liên kết	%	4,5	4,5	3,5	3,5	4	4	13	12,8
Độ tro (AD)	%	8	12	4,5	3,5	12	14	6	4,3
Chất bốc (AD)	%	34,2	33,5	35	37,5	27,5	27	40	41,9
Tỷ lệ carbon cố định (AD)	%	53,3	50	57	55,5	56,5	55	41	41
Tỷ số nhiên liệu		1,6	1,5	1,6	1,5	2,1	2	1	1
Hàm lượng lưu huỳnh (AD)	%	0,34	0,45	0,35	0,35	0,6	0,8	0,4	0,2
Tổng carbon	%	82,8	83	81,4	81,4	83,5	84	75	71,6
Thành phần H ₂	%	5,5	5,5	5,4	5,51	4,9	4,9	5,5	5,3
Thành phần N ₂	%	1,9	1,9	1,8	1,81	2	2	1,2	1,2
Thành phần O ₂	%	9,4	9,1	11	10,91	9	8,1	18,3	21,9
Nhiệt độ biến dạng tro xỉ	°C	1.410	1.450	1.500	1.450	1.250	1.200	1.150	1.170
Nhiệt độ chảy tro xỉ	°C	1.510	1.500	1.565	1.565	1.350	1.300	1.230	1.200
Nhiệt độ hóa lỏng tro xỉ	°C	1.520	1.500	1.575	1.575	1.400	1.350	1.250	1.240
Thành phần Cl	ppm	200	200	200	200	800	800	100	40
Thành phần P	%	<0,005	<0,005	0,002	0,002	-	-	-	-
Chỉ số độ cứng của than		<1	<1	<1	<1	<1	<1	-	-
Độ linh hoạt max của than	ddpm	-	-	-	100	-	-	-	-
Độ cứng của than (HGI)		50	50	50	50	59	59	45	50

AD: Điều kiện thí nghiệm tại môi trường không khí khô (Air dried); DB: Điều kiện thí nghiệm khi than khô (Dry basis); DAF (Daf, dry ash free): Điều kiện thí nghiệm khi loại trừ hết độ ẩm và tro; AR: Thí nghiệm với điều kiện thực tại nơi tiếp nhận than (As Received); CV (GAD): Nhiệt trị của than tại điều kiện khô trong phòng thí nghiệm; CV (GAR): Nhiệt trị của than tại điều kiện tiếp nhận thực.

nghiên cứu về thiết bị lò hơi (như cấu tạo và đặc tính kỹ thuật bộ đốt, nhiệt độ biến dạng chảy của tro xỉ, chế độ chỉnh gió, hệ số không khí thừa và trường nhiệt độ trong lò hơi) phải phù hợp với từng loại than để bảo đảm hiệu quả vận hành kinh tế - kỹ thuật. Tại các nhà máy nhiệt điện than trên thế giới, công tác khảo sát, ứng dụng khoa học kỹ thuật về than, kiểm soát và điều chỉnh quá trình đốt cháy than, hiệu chỉnh hiệu suất lò hơi, về thiết bị phụ lò hơi được thực hiện rất nghiêm túc và hiệu quả. Các nhà máy nhiệt điện đốt than tại Nhật Bản thường áp dụng các phần mềm quản lý, hiệu chỉnh kỹ thuật và các thiết bị phụ đo lường, giám sát... có hiệu quả của các trung tâm nghiên cứu về than, nâng cao hiệu quả kinh tế kỹ thuật trong quá trình vận hành nhà máy nhiệt điện than.

Do vậy, đơn vị quản lý vận hành thương mại nhà máy nhiệt điện than cần:

- Phân tích, kiểm soát đặc tính kỹ thuật của các loại than nhập ảnh hưởng đến quá trình đốt cháy;

- Cải tiến, hiệu chỉnh, xử lý các yếu tố bảo đảm/nâng cao hiệu suất chế độ đốt cháy trong quá trình vận hành và khi đặc tính than thay đổi nhiều;

- Cải tiến, hiệu chỉnh, xử lý thiết bị phụ lò hơi để có khả năng hiệu chỉnh bảo đảm hiệu suất lò hơi cao (tối ưu) trong điều kiện các thiết bị bị suy giảm theo thời gian vận hành, chất lượng và do đặc tính kỹ thuật của than thường bị thay đổi;

- Quản lý, kiểm soát/thực hiện công tác hiệu chỉnh lò hơi;

- Xây dựng và kiểm soát việc thực hiện các quy trình công nghệ trong vận hành, bảo trì để duy trì/nâng cao hiệu suất nhà máy nhiệt điện đốt than.

Chức năng quản lý/kiểm soát sự thay đổi như Hình 1 [2].

Công tác quản lý chất lượng và đặc tính kỹ thuật của than nhập khẩu không chỉ ảnh hưởng trực tiếp đến chi phí nhiên liệu (đơn giá theo giá trị "nhiệt trị thấp LHV" thực tế của than) mà còn có tác động trực tiếp đến:

- Tính kinh tế và an toàn trong tồn trữ tại kho và quá trình bốc dỡ vận chuyển;
- Hiệu suất vận hành của nhà máy nhiệt điện than, đặc biệt ảnh hưởng đến hiệu suất cháy và truyền nhiệt trong lò hơi;
- Tốc độ hư hỏng xuống cấp lò hơi và thiết bị phụ lò hơi, đặc biệt là tuổi thọ của ống sinh hơi/quá nhiệt, bề mặt kim loại phía đuôi lò hơi do ăn mòn;
- Hiệu quả làm việc, chi phí bảo trì và tuổi thọ của máy nghiền than, bộ khử lưu huỳnh trong khói thải SO_x (FGD), bộ lọc bụi (ESP), bộ khử NO_x ;
- Chi phí bảo trì nhà máy nhiệt điện than, đặc biệt là lò hơi;
- Chi phí xử lý bảo đảm tiêu chuẩn môi trường;
- Chi phí xử lý tro xỉ (bán tro xỉ hay đưa tro xỉ đi xử lý để bảo đảm tiêu chuẩn môi trường).

Do vậy, công tác kiểm soát, quản lý chất lượng, đặc tính kỹ thuật của than nhập về nhà máy là yêu cầu khách quan và thiết yếu mà công

ty quản lý vận hành thương mại của nhà máy nhiệt điện cần phải chú trọng và đáp ứng hợp lý. Chiến lược nghiên cứu/quản lý nguồn than cung cấp cho nhà máy nhiệt điện (Hình 2) [2].

Về vấn đề chất lượng than ảnh hưởng đến vận hành lò hơi, cần quan tâm tới đặc tính/thành phần kỹ thuật của than, vì có các yếu tố tác hại cho vận hành và làm giảm hiệu suất lò hơi. Theo tài liệu [2, 3], cần chú ý quan tâm đến các thành phần hóa lý của than được đúc kết từ kinh nghiệm thực tế như sau:

- Silica và alumi cao làm tăng mài mòn bề mặt kim loại trong lò hơi;
- Lưu huỳnh, sodium, chlorine làm tăng hiện tượng ăn mòn hóa học kim loại trong lò hơi.

Độ ẩm, độ tro, khí H_2 trong than nhiên liệu có ảnh hưởng tùy thuộc vào thiết kế đặc thù của từng loại lò hơi, tuy nhiên số liệu thống kê của các nhà quản lý vận hành cho kết quả tương đối như sau:

- + Độ ẩm tăng 1% thì hiệu suất lò hơi giảm khoảng 0,1 - 0,2%;
- + H_2 tăng 1% thì hiệu suất lò hơi giảm khoảng 1,5 - 2%;
- + Độ tro tăng 1% thì hiệu suất lò hơi giảm khoảng 0,02%.

Mặt khác, một số thành phần hóa học của than và độ ẩm cần phải xử lý như sau:

- Về hiệu quả khử NO_x liên quan đến tính kinh tế khi vận hành lò hơi, vì khi đạt hiệu quả khử NO_x tốt thì tỷ lệ than cháy không hết trong tro xỉ lại cao, làm hiệu suất lò hơi bị giảm. Thành phần nitrogen trong than có 3 loại là amine, pyridine, pyrrole, trong đó amine, pyridine phát thải ra môi trường dưới dạng NO_x và HCN.

- Vì một số ít mỏ than có thành phần kim loại khó xử lý, hoặc là than non cấu trúc kém bền vững, chất bốc cháy bị suy giảm rất nhanh trong quá trình tồn trữ và/hoặc dễ gây hiện tượng tích tụ nhiệt độ trong đồng than nếu tồn trữ lâu, có khả năng gây hiện tượng tự cháy.

Sự cần thiết của công tác nghiên cứu hỗ trợ ứng dụng công nghệ

Giai đoạn thiết kế, xây lắp lò hơi và các hạng mục dùng than

- Than thiết kế (đặc tính)



- Thiết kế các hạng mục đáp ứng đặc tính kỹ thuật của than;
- Kiểm nhận hiệu suất sử dụng than thiết kế

Các thay đổi loại than trong giai đoạn vận hành

- Chúng loại than
- Chất lượng than



(Nghiên cứu đáp ứng sự thay đổi)
- Khả năng đáp ứng than cho là hơi, vận hành và yêu cầu về môi trường
- Cải tiến trong vận hành lò hơi
- Giải quyết trực tiếp

Hình 1. Chức năng quản lý/kiểm soát sự thay đổi

Chiến lược Nghiên cứu Quản lý nguồn than

Nghiên cứu các tính chất cơ bản của than để đặc tính hóa bằng phương pháp tiên tiến



Phương pháp tế vi

Áp dụng triệt để thành tựu về công nghệ hóa lý nhiệt tác động đến quá trình cháy



Công nghệ lý/hóa/nhiệt

Áp dụng các phương pháp tiên tiến để triển khai các thành tựu nghiên cứu cơ bản cho vận hành thương mại



Nghiên cứu thương mại hóa

Hình 2. Chiến lược nghiên cứu/quản lý nguồn than cung cấp cho nhà máy nhiệt điện

- Cần lưu ý đặc biệt đến độ ẩm của than vì yếu tố này (cũng như thành phần H_2 trong than) gây khó khăn rất lớn cho các nhà máy nhiệt điện. Độ ẩm của than (ở một số mỏ than, độ ẩm có thể lên tới 35%) làm tăng chi phí vận chuyển than. Mặt khác, độ ẩm trong than làm giảm hiệu suất của lò hơi, làm tăng nguy cơ ăn mòn và làm giảm tuổi thọ của các bộ phận phía đuôi lò hơi.

Ngoài ra, khi đặc tính kỹ thuật của các loại than có sự thay đổi lớn, cần xem xét việc phối trộn các loại than để có được loại than với đặc tính thích hợp, giúp lò hơi đạt hiệu suất cao hơn.

3. Nâng cao hiệu quả kinh tế của các nhà máy nhiệt điện than trong giai đoạn vận hành thương mại

Từ kinh nghiệm quản lý vận hành các dự án điện trên thế giới, tác giả đề xuất các đơn vị liên quan cần nghiên cứu, thực hiện các giải pháp sau để nâng cao hiệu quả kinh tế của các nhà máy nhiệt điện than.

3.1. Xây dựng chiến lược bảo trì dài hạn

Xây dựng chiến lược bảo trì dài hạn là yếu tố cơ bản quyết định hiệu quả kinh tế của nhà máy nhiệt điện than trong quá trình vận hành thương mại.

- Từng bước tập trung, chuyên môn hóa lực lượng bảo trì sửa chữa các nhà máy nhiệt điện than nói riêng và các nhà máy điện nói chung. Cần có các hợp đồng dài hạn cho công tác bảo trì nhà máy nhiệt điện giữa công ty dịch vụ kỹ thuật bảo trì nhà máy nhiệt điện với Công ty vận hành thương mại nhà máy nhiệt điện để làm cơ sở vững chắc và lâu dài cho việc đầu tư về con người, máy móc thiết bị (cả software lẫn hardware), thì mới có điều kiện nâng cao tính tin cậy và chất lượng bảo trì sửa chữa nâng cấp, cũng như độ kinh tế của công tác bảo trì dài hạn nhà máy nhiệt điện.

- Tăng cường đào tạo đội ngũ cán bộ có đủ kỹ năng chuyên sâu để triển khai các biện pháp giám sát, hiệu chỉnh, bảo trì các thiết bị cơ nhiệt chính (đặc biệt là lò hơi) cũng như hệ thống thiết bị trong nhà máy nhiệt điện than.

- Bảo đảm chất lượng bảo trì (độ tin cậy, khả dụng, tính sẵn sàng); xây dựng và nâng cao năng lực bảo trì thông qua hình thức hợp tác với các hãng cung cấp máy móc thiết bị, vật tư chính; từng bước nâng dần tỷ lệ tự thực hiện. Đẩy mạnh công tác nghiên cứu, mua/ứng dụng, áp dụng tiến bộ khoa học kỹ thuật, thực hiện đồng bộ các công tác tổ chức, quản lý, kỹ thuật để bảo đảm và nâng cao hiệu quả kinh tế cho công tác bảo trì nói riêng cũng như công tác vận hành thương mại của các nhà máy nhiệt điện than nói chung.

3.2. Nâng cao hiệu suất hoạt động của dây chuyền thiết bị sản xuất điện

Hiệu suất hoạt động của các thiết bị chính (lò hơi, turbine hơi, máy phát điện) quyết định hiệu suất vận hành của một nhà máy nhiệt điện. Trong đó, quan trọng nhất là hiệu suất của lò hơi và turbine hơi.

Hiệu suất vận hành của nhà máy điện = Hiệu suất lò hơi × Hiệu suất turbine hơi × Hiệu suất máy phát điện

Đối với lò hơi, cần áp dụng các biện pháp chủ yếu để duy trì và nâng cao hiệu suất lò hơi và thiết bị phụ trợ:

Các dạng tổn thất của lò hơi: Việt Nam đang sử dụng 2 cách tính hiệu suất lò hơi theo nhiệt trị cao và nhiệt trị thấp của than. Cách tính hiệu suất lò hơi theo nhiệt trị thấp phản ánh tính kinh tế.

Với phương pháp tính này, các tổn thất nhiệt của lò hơi gồm:

- Tổn thất nhiệt theo khói thải: q_2 ;

Bảng 3. Các biện pháp kỹ thuật xử lý khôi phục, nâng cao hiệu suất turbine và các thiết bị phụ trợ của nhà máy nhiệt điện than [3]

Áp dụng các biện pháp cải thiện	Phạm vi lợi ích thu được	Chu kỳ thực hiện
Cải thiện chế độ giám sát/kiểm soát buồng đốt lò hơi	0,25 - 1%	< 1 năm
Tăng độ sạch bình ngưng và sửa chữa vị trí rò rỉ không khí	0,3 - 2%	< 1 năm
Cải thiện chèn kín turbine	0,5 - 2,3%	1 - 3 năm
Tăng cường giám sát, bảo trì và sửa chữa hệ thống gia nhiệt nước cấp	0,2 - 1%	1 - 3 năm
Nâng cấp hoặc sửa chữa các chèn kín bộ gia nhiệt	0,1 - 0,5%	2 - 3 năm
Gia nhiệt sơ bộ buồng đốt bằng nhiệt khói thải	0,1 - 0,3%	2 - 3 năm
Làm sạch chất cặn turbine	0,25 - 3,5%	2 - 4 năm
Nâng cấp cánh hạ áp turbine	1 - 2%	2 - 4 năm
Thay động cơ quạt chính bằng động cơ quạt có thay đổi tốc độ	0,2 - 0,5%	3 - 5 năm
Gia nhiệt gió buồng đốt bằng ánh nắng	0,25 - 0,75%	> 5 năm
Gia nhiệt nước cấp bằng ánh nắng	3 - 7%	> 5 năm

- Tổn thất cháy không hết về hóa học và cơ học: q3 và q4;

- Tổn thất tỏa nhiệt ra môi trường qua bảo ôn và xỉ: q5 và q6.

Do vậy, các nhà máy nhiệt điện than cần thiết lập quy trình kiểm soát và tiết giảm từng dạng tổn thất.

Các dạng tổn thất chủ yếu của turbine hơi gồm:

- Tổn thất nhiệt ra bình ngưng, chủ yếu phụ thuộc vào thông số hơi nước, chế độ làm mát bởi nước sông tuần hoàn, mức độ làm việc và độ sạch của bình ngưng, độ chân không của bình ngưng;

- Tổn thất nhiệt và thủy lực cục bộ và ma sát giữa luồng hơi chảy trong turbine bị ảnh hưởng chủ yếu bởi thông số hơi, độ sạch của hơi, cấu bám trên bề mặt kim loại bên trong turbine;

- Chất lượng làm việc của các bộ gia nhiệt, khử khí;

- Tổn thất nhiệt ra môi trường, chủ yếu là hơi chèn, hơi rò rỉ.

3.3. Định kỳ áp dụng các giải pháp kỹ thuật để xử lý khô phức, nâng cao hiệu suất turbine và các thiết bị phụ trợ

Các biện pháp kỹ thuật xử lý khô phức, nâng cao hiệu suất turbine và các thiết bị phụ trợ của nhà máy nhiệt điện than được trình bày trong Bảng 3 [3].

4. Nghiên cứu, tìm kiếm đối tác tiêu thụ tro xỉ, thạch cao

Hiện nay theo chỉ đạo của Chính phủ, diện tích bãi thải xỉ của Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 cũng như Long Phú 1 đã giảm khoảng 60% so với báo cáo nghiên cứu khả thi (FS), vì theo chế độ vận hành thiết kế chỉ cho phép chứa trong 2 năm vận hành (theo FS là 5 năm).

- Nếu không có kế hoạch tiêu thụ tro xỉ thì sau khoảng 2 năm đi vào vận hành sẽ không còn chỗ chứa tro xỉ;

- Nếu có kế hoạch tiêu thụ tro xỉ thì có thể giảm tối đa chi phí giải quyết tồn trữ tro xỉ, thậm chí có thể có tăng doanh thu từ việc bán tro với khối lượng khoảng 500.000 tấn/năm và thạch cao khoảng 195.000 tấn/năm, có chất lượng cao (do Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 và Long Phú 1 đốt than bitum và á bitum nhập khẩu, có chất lượng cao hơn so với lò hơi đốt than nội địa).

Vì vậy, đơn vị quản lý vận hành thương mại của các nhà máy nhiệt điện than cần phải chú trọng nghiên cứu, tìm kiếm đối tác tiêu thụ tro xỉ, thạch cao.

5. Kết luận và kiến nghị

Tác giả đề xuất một số kiến nghị nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế cho các nhà máy nhiệt điện than từ khâu quản lý dự án cho đến khâu chuẩn bị sản xuất, triển khai công tác vận hành thương mại (bao gồm cả công tác bảo trì):

- Tìm kiếm, lựa chọn nguồn than có giá trị nhiệt trị thấp LHV càng cao càng tốt; chọn LHV là giá trị thanh toán trong các hợp đồng mua bán than.

- Quản lý chất lượng và đặc tính kỹ thuật của than trong quá trình vận hành thương mại quyết định hiệu quả kinh tế của dự án. Đặc biệt là đặc tính kỹ thuật của than từ nguồn đến tiếp nhận, lưu trữ, chế biến... (kể cả việc nghiên cứu chuẩn bị phương án, khả năng phải phối trộn các loại than), để bảo đảm hiệu suất, hiệu quả vận hành thương mại lâu dài.

- Chủ động, tích cực nghiên cứu, mua/áp dụng, thực hiện các giải pháp căn bản, chủ yếu để bảo đảm và nâng cao hiệu quả kinh tế vận hành thương mại lâu dài cho nhà máy nhiệt điện than.

- Xây dựng, hoàn thiện chiến lược bảo trì dài hạn, trong đó xác định tỷ lệ chi phí phù hợp cho công tác bảo trì nhằm bảo đảm và nâng cao chất lượng công tác bảo trì sửa chữa, duy trì và nâng cao hiệu suất vận hành thương mại và tuổi thọ của nhà máy.

- Nghiên cứu, mua/áp dụng tiến bộ công nghệ, thực hiện các giải pháp kỹ thuật để bảo đảm và nâng cao hiệu quả kinh tế của nhà máy nhiệt điện than trong vận hành thương mại.

- Tăng cường đào tạo đội ngũ cán bộ để triển khai các biện pháp giám sát, hiệu chỉnh, bảo trì các thiết bị cơ nhiệt chính của nhà máy nhiệt điện than, đặc biệt là lò hơi - thiết bị nhiệt phức tạp nhất của nhà máy.

- Nghiên cứu, xây dựng các giải pháp đồng bộ về vấn đề tiêu thụ tro xỉ, thạch cao của nhà máy nhiệt điện than, đặc biệt là nhà máy nhiệt điện dùng than nhập khẩu (như Sông Hậu 1, Long Phú 1) có khả năng đem lại giá trị gia tăng trong suốt giai đoạn vận hành thương mại. Chỉ đạo sâu sát nhiệm vụ lập đề án xử lý và tiêu thụ tro, xỉ, thạch cao trình Bộ Công Thương xem xét phê duyệt theo yêu cầu của Thủ tướng Chính phủ tại Quyết định số 452/QĐ-TTg ngày 12/4/2017 phê duyệt Đề án đẩy mạnh xử lý, sử dụng tro, xỉ, thạch cao của các nhà máy nhiệt điện, nhà máy hóa chất, phân bón làm nguyên liệu sản xuất vật liệu xây dựng và trong các công trình xây dựng.

Tài liệu tham khảo

1. Sông Hậu 1 theo hợp đồng EPC. *Đặc tính kỹ thuật than dùng cho nhà máy nhiệt điện*.
2. Idemitsu Kosan Co., Ltd. *Coal & environment research laboratory*.
3. Kyushu Electric Power Co., Inc. *Reihoku power station*. 2014.
4. Keith Burnard, Sankar Bhattacharya. *Power generation from coal*. International Energy Agency (IEA). 2011.
5. Kumar Rayaprolu. *Boiler for power and process*. CRC Press. 2009.
6. Trương Duy Nghĩa. *Thiết bị lò hơi*. Đại học Bách khoa Hà Nội. 2004.
7. Công ty CP Tư vấn Xây dựng điện 2 (PECC2). *Sông Hậu 1 power project technical design*. 2013.

Management of quality and technical properties of imported coal, improving commercial operation efficiency of coal-fired thermal power plants

Le Anh Thong
Vietnam Oil and Gas Group
Email: leanhthong@gmail.com

Summary

At coal-fired thermal power plants, the cost of coal accounts for 60 - 65% of electricity generation cost. In particular, the quality and technical properties of coal directly affect the economic efficiency of the project, the efficiency of the boiler operation and the maintenance and repair costs. The article proposed solutions for management of the quality and technical properties of imported coal, improvement of the productivity and efficiency of coal-fired thermal power plants during commercial operation, and ash and gypsum handling. These issues should be paid attention right from the project implementation stage in order to develop a strategy for management of the commercial operation and maintenance to improve the productivity and efficiency of projects.

Key words: Thermal power plants, commercial operation, imported coal.

XÂY DỰNG CƠ SỞ DỮ LIỆU VÀ PHẦN MỀM QUẢN LÝ HOẠT ĐỘNG ĐẦU TƯ TẠI CÁC DỰ ÁN THĂM DÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ Ở NƯỚC NGOÀI

Nguyễn Thu Hương, Nguyễn Quốc Đạt, Bùi Đức Khánh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: huongnt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Phần mềm quản lý hoạt động đầu tư tại các dự án thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài giúp nâng cao hiệu quả công tác quản lý, giám sát và điều hành các dự án dầu khí ở nước ngoài của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN). Ngoài các thông tin chung về dự án, phần mềm cập nhật tình hình hoạt động của dự án theo các giai đoạn: tìm kiếm thăm dò (khảo sát địa chấn 2D/3D, khoan), phát triển khai thác, trữ lượng, sản lượng, chương trình công tác và ngân sách, chi phí... Việc số hóa các thông tin sẽ giúp người dùng quản lý dữ liệu một cách khoa học, đảm bảo tính bảo mật, chính xác, giúp rút ngắn thời gian tìm kiếm, tra cứu thông tin [1].

Từ khóa: Cơ sở dữ liệu, phần mềm, dự án dầu khí.

1. Giới thiệu

Hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài bắt đầu từ năm 1999, đến nay Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký 31 dự án tại 18 quốc gia. Về công tác quản lý, PVN trực tiếp quản lý 2 dự án tại Liên bang Nga, các dự án còn lại giao cho Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trực tiếp quản lý. Kết quả khảo sát hiện trạng công tác quản lý các dữ liệu về các dự án thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài cho thấy các dữ liệu từ năm 2010 đến nay được lưu giữ, quản lý đầy đủ, chi tiết. Tuy nhiên, công tác lưu trữ chủ yếu dưới dạng văn bản, file word, excel hoặc pdf nên rất khó khăn trong việc tổng hợp, tìm kiếm và phân tích dữ liệu; các mẫu báo cáo về tình hình thực hiện dự án giữa PVN, PVEP và Nhà nước chưa thống nhất gây khó khăn trong việc tổng hợp thống kê dữ liệu...

Phần mềm quản lý các dự án dầu khí ở nước ngoài được đề xuất nghiên cứu xây dựng nhằm nâng cao hiệu quả quản lý và sử dụng dữ liệu về các dự án thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài. Phần mềm được Viện Dầu khí Việt Nam xây dựng dựa trên các tiêu chí: lưu trữ dữ liệu một cách khoa học, hệ thống; cập nhật dữ liệu thường xuyên; tổng hợp, tra cứu tài liệu nhanh chóng; phân cấp, phân quyền trong quản lý tài liệu; đảm bảo an toàn và bảo mật tài liệu [1], cụ thể:

- Xây dựng cơ sở dữ liệu về môi trường đầu tư tại các quốc gia mà PVN/PVEP đã/đang/sẽ có hoạt động đầu tư;
- Lưu trữ các dữ liệu, văn bản, báo cáo của Chính phủ, các Bộ/Ngành, PVN, đơn vị về tình hình thực hiện các dự án dầu khí ở nước ngoài;

- Thiết kế các biểu mẫu tính toán, thể hiện được hiệu quả/kết quả đầu tư ra nước ngoài của PVN/PVEP, có so sánh giữa cam kết về công việc và chi phí (theo Giấy chứng nhận đầu tư, Báo cáo đầu tư, Hợp đồng dầu khí) so với thực tế thực hiện.

2. Phân tích, xây dựng phần mềm quản lý các dự án dầu khí ở nước ngoài

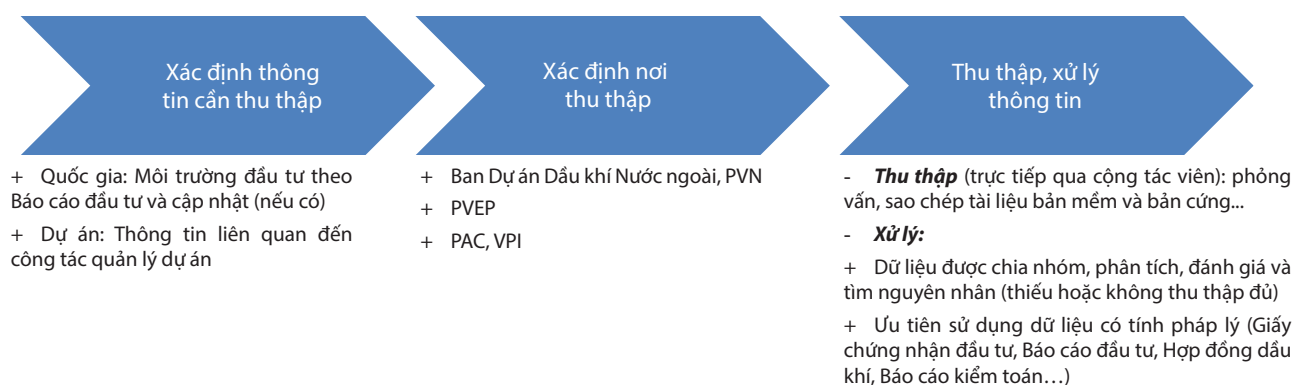
Phần mềm quản lý dữ liệu liên quan đến môi trường đầu tư của các quốc gia, thông tin liên quan đến công tác quản lý các dự án thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài.

2.1. Nguyên tắc thu thập, xử lý dữ liệu

Công tác thu thập, tổng hợp dữ liệu/thông tin của 31 dự án thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài và môi trường đầu tư của 18 quốc gia được tiến hành theo trình tự sau:

Đối với các quốc gia: Chỉ thu thập thông tin về môi trường đầu tư từng quốc gia được trích xuất từ các Báo cáo đầu tư/Báo cáo đầu tư hiệu chỉnh được lưu trữ. Trường hợp thông tin về quốc gia được cập nhật (theo yêu cầu công việc) so với Báo cáo đầu tư thì sẽ thu thập bản cập nhật mới nhất. Thông tin [1 - 4] được chia thành 7 nhóm để xử lý:

- Thông tin chung: môi trường đầu tư của quốc gia, số lượng dự án mà PVN/PVEP tham gia và bản đồ quốc gia;
- Điều kiện tự nhiên, chính trị, xã hội, kinh tế;
- Môi trường pháp lý: các quy định, văn bản pháp lý điều chỉnh hoạt động đầu tư, hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, lao động, xuất nhập khẩu, ngân hàng, môi trường...;



Hình 1. Trình tự các bước tiến hành thu thập dữ liệu/thông tin

- Hợp đồng dầu khí mẫu (nếu có);
- Công nghiệp dầu khí: tiềm năng dầu/khí, hoạt động thượng - trung - hạ nguồn, cơ cấu tổ chức cấp Nhà nước và doanh nghiệp;
- Bể trầm tích: vị trí địa lý, lịch sử thăm dò khai thác dầu khí, đặc điểm địa chất khu vực, hệ thống dầu khí, tiềm năng dầu khí;
- Thuận lợi, khó khăn.

Đối với các dự án:

- Thời điểm thu thập dữ liệu/thông tin: từ thời điểm PVN/PVEP tham gia dự án đến khi kết thúc hoạt động thăm dò, khai thác; các dự án đang hoạt động;

- Phạm vi thu thập dữ liệu/thông tin: các thông tin liên quan đến công tác quản lý các dự án được chia thành 5 nhóm để xử lý:

+ Thông tin chung: thời điểm tham gia dự án, tình trạng dự án, đại diện chủ đầu tư, diện tích, bản đồ phân lô;

+ Các văn bản pháp lý và tài liệu: Giấy chứng nhận đầu tư, Hợp đồng dầu khí, Thỏa thuận điều hành chung, Báo cáo đầu tư, Báo cáo phát triển mỏ, Báo cáo kết thúc dự án...;

+ Tình hình hoạt động: theo các giai đoạn tìm kiếm thăm dò (địa chấn 2D/3D, khoan tìm kiếm thăm dò), phát triển (khoan phát triển...), khai thác (sản lượng...); chương trình công tác và ngân sách;

+ Thông tin về tài chính: vốn góp, doanh thu, lợi nhuận, tiền chuyển ra nước ngoài, tiền chuyển về nước, dòng tiền...

Đơn vị/cán bộ phụ trách dự án cập nhật các dữ liệu/thông tin liên quan đến dự án được giao; kịp thời đề xuất với người quản trị hệ thống các điều chỉnh, bổ sung cho phù hợp với điều kiện thực tế của công tác quản lý, giám sát các dự án dầu khí ở nước ngoài.

2.2. Thiết kế phần mềm

Trên cơ sở phân tích hiện trạng dữ liệu liên quan đến việc quản lý đầu tư các dự án thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài và để nâng cao hiệu quả quản lý, nhóm tác giả đã thiết kế phần mềm với các chức năng chính như Hình 2 [1, 3, 4], trong đó:

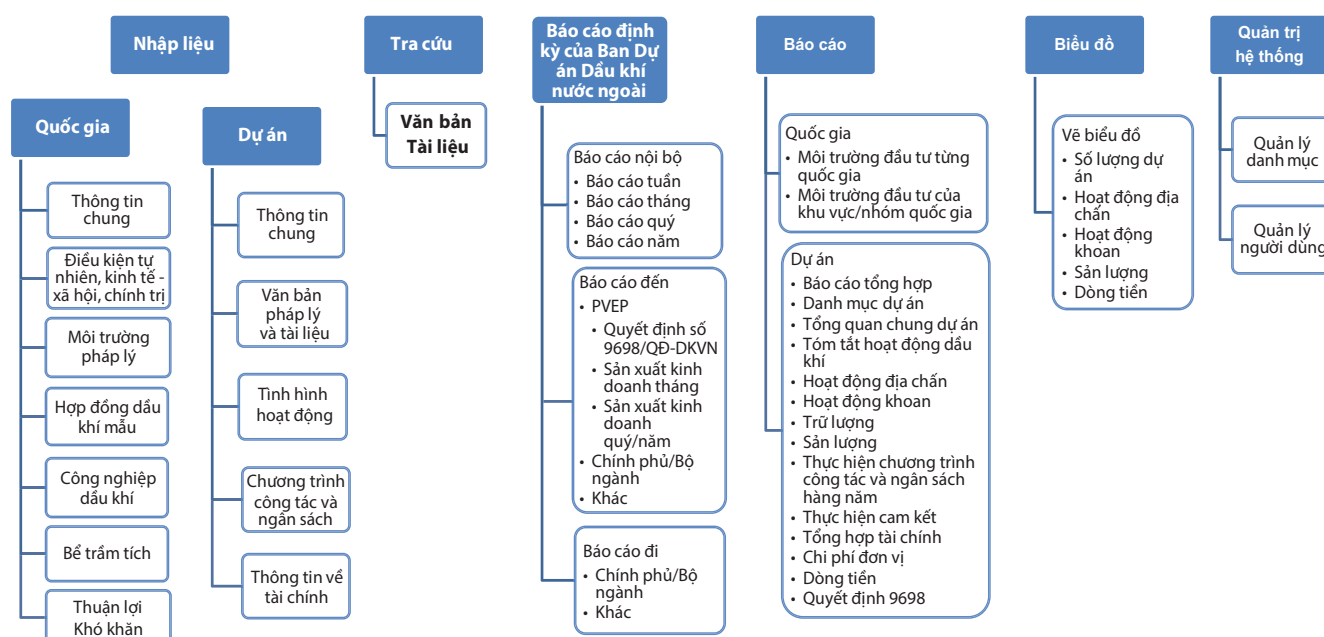
- Module nhập liệu cho phép lưu trữ các dữ liệu liên quan đến khu vực/quốc gia và các dự án thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài. Dữ liệu được phân tách thành 2 nhóm chính là quốc gia và dự án, sau đó phân tách thành nhiều nhóm nhỏ theo nguyên tắc xử lý như mục 2.2. Ngoài ra, phần mềm cho phép lưu trữ, tra cứu các báo cáo định kỳ của Ban Dự án Dầu khí Nước ngoài (báo cáo tổng hợp về các dự án) dưới dạng cây thư mục, trong đó có thể chủ động thêm mới, chỉnh sửa, xóa và lưu các văn bản tài liệu đính kèm;

- Module tra cứu cho phép tra cứu nhanh các dự án và các văn bản tài liệu theo các tiêu chí tra cứu khác nhau;

- Module báo cáo/biểu đồ cho phép thống kê/tổng hợp các dữ liệu đã được nhập liệu và có so sánh, tính toán nhanh một số tiêu chí giữa các dữ liệu này. Tùy theo các tiêu chí được lựa chọn, phần mềm hiển thị kết quả tra cứu trực tiếp (preview) và kết xuất (export) dữ liệu tra cứu theo các mẫu báo cáo và biểu đồ được thiết kế sẵn, cụ thể:

- + Với nhóm quốc gia, phần mềm cho phép kết xuất 5 nhóm báo cáo thống kê về môi trường đầu tư của một quốc gia và của khu vực/nhóm quốc gia;

- + Với nhóm dự án, phần mềm cho phép kết xuất 14 nhóm biểu mẫu báo cáo và 5 nhóm biểu đồ cho một dự án hoặc nhóm các dự án. Ngoài các biểu mẫu mang tính tổng hợp/thống kê (danh mục các dự án, tóm tắt hợp đồng đầu khí, thông tin về hoạt động địa chấn, khoan, trữ lượng, sản lượng, thực hiện chương trình công tác và



Hình 2. Biểu đồ phân tách chức năng của phần mềm

ngân sách hàng năm, dòng tiền) thì phần mềm còn cho phép kết xuất:

- Báo cáo tổng hợp: tổng hợp nhanh các số liệu về tổng vốn đầu tư của PVN/PVEP, trữ lượng, sản lượng, chi phí, thực hiện các chỉ tiêu tài chính của tất cả các dự án;
- Báo cáo tổng quan dự án: tổng quan về từng dự án với các thông tin về pháp lý, thăm dò thăm lượng, phát triển khai thác, tài chính, hiệu quả kinh tế;
- Báo cáo tổng hợp các chỉ tiêu tài chính PVN/PVEP: tổng hợp chung các tiêu chí về tài chính (chi phí, góp vốn, doanh thu, lợi nhuận, tiền chuyển ra nước ngoài, tiền chuyển về nước)...;
- Báo cáo tổng hợp về chi phí đơn vị: tính toán các chi phí đơn vị (F&D Cost, UPC, Unit Total Cost) trên cơ sở các số liệu tổng hợp về chi phí, trữ lượng, sản lượng;
- Kết xuất 6 loại biểu mẫu báo cáo theo quy định trong Quyết định số 9698/QĐ-DKVN ngày 2/12/2009 [5].
- Module quản trị hệ thống [6]

+ Quản lý người dùng: người dùng được cấp một tên đăng nhập được tích hợp với tài khoản AD của PVN (tài khoản email, portal, intranet...), mật khẩu truy cập phần mềm sẽ đồng bộ và được tăng cường độ bảo mật vì được lưu trữ tập trung trên máy chủ AD của PVN. Mỗi người dùng sẽ được phân quyền sử dụng phần mềm theo các chức năng nhất định, người dùng có thể truy xuất các thông tin của những dự án/quốc gia ở các mức độ khác nhau (chỉ xem, kết xuất báo cáo, chỉnh sửa dữ liệu, xóa dữ liệu);

+ Quản lý danh mục: có thể cập nhật, chỉnh sửa, quản lý các danh mục có sẵn để cung cấp các trường thông tin cho các bảng dữ liệu liên quan mà không phải chỉnh sửa mã nguồn phần mềm;

+ Nhật ký truy cập: cho phép quản trị hệ thống theo dõi và ghi log các thao tác quan trọng của người dùng theo thời gian và sự kiện. Mục tiêu là kiểm soát thao tác xóa và sửa dữ liệu trên hệ thống, nâng cao trách nhiệm của người quản trị dữ liệu, điều tra xử lý khi xảy ra trường hợp mất dữ liệu;

+ Tiện ích nhắc việc: hệ thống sẽ nhắc (thông báo) tới các đối tượng người dùng phải nộp báo cáo, nhập thông tin hay kết xuất, tổng hợp báo cáo đầu ra theo thời hạn (deadline) được thiết lập trong phần quản trị.

2.3. Lựa chọn công nghệ

Hệ thống cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý dự án thăm dò khai thác dầu khí tại nước ngoài được phát triển trên nền web giúp người sử dụng dễ dàng truy cập và tra cứu mà không cần phải cài đặt thêm ứng dụng bổ sung. Với công nghệ Microsoft.NET (MVC 4.0 và ngôn ngữ lập trình C#) phiên bản. NET Framework 4.5, kết hợp với hệ quản trị cơ sở dữ liệu Microsoft SQL Server 2014 [6].

Phần mềm được triển khai trên hệ thống mạng cục bộ (LAN) sử dụng qua 2 lớp bảo mật là bảo mật hệ thống mạng và bảo mật trên lớp ứng dụng (bằng cách sử dụng tài khoản, mật khẩu và kết hợp với cơ chế phân cấp, phân quyền).



Hình 3. Một số hình ảnh giao diện của phần mềm

3. Kết luận

Phần mềm quản lý các dự án thăm dò, khai thác dầu khí ở nước ngoài là công cụ hỗ trợ PVN và các đơn vị trong công tác quản lý, giám sát và điều hành các dự án dầu khí ở nước ngoài. Dữ liệu/thông tin của từng dự án, khu vực được lưu trữ, khai thác bảo tính chính xác để nâng cao hiệu quả quản lý.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất quy trình vận hành và sử dụng phần mềm, cập nhật, khai thác và sử dụng thông tin/dữ liệu từ phần mềm quản lý các dự án thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài. Mỗi quy trình bao gồm sơ đồ quy trình, mô tả quy trình, trách nhiệm của từng đối tượng tham gia vận hành, sử dụng và bảo mật phần mềm.

Tài liệu tham khảo

1. Đoàn Văn Thuận và nnk. *Xây dựng cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý các hợp đồng dầu khí trong nước*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.
2. Hoàng Thị Phượng và nnk. *Tổng kết đánh giá hiệu quả đầu tư hoạt động thăm dò khai thác dầu khí trong và ngoài nước giai đoạn 1988 - 2012 (ngoài VSP) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.
3. Phạm Kiều Quang và nnk. *Thu thập, tổng hợp dữ liệu quản lý các dự án đầu tư thuộc lĩnh vực thượng nguồn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.
4. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Các văn bản pháp lý, báo cáo và tài liệu về tình hình hoạt động đầu tư của 31 dự án thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài*. 2000 - 2015.
5. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Quy định quản lý đầu tư dự án dầu khí ở nước ngoài*. Quyết định số 9698/QĐ-DKVN ngày 2/12/2009.
6. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Hội thảo về kinh nghiệm triển khai các dự án ERP*. 26/8/2015.

Constructing a database and software for management of investments in overseas petroleum exploration and production projects

Nguyen Thu Huong, Nguyen Quoc Dat, Bui Duc Khanh
Vietnam Petroleum Institute
Email: huongnt@vpi.pvn.vn

Summary

The software for management of investment activities in overseas petroleum exploration and exploitation projects helps to improve the efficiency of the management and monitoring of Petrovietnam's overseas petroleum projects. In addition to the general information about the projects, the software updates the projects' operations at different stages: prospecting and exploration (2D/3D seismic survey, drilling), development and production, reserves, production output, work schedules, budgets and expenditures, etc. The digitalisation of data/information will facilitate data/information management in a systematic way, ensure security and preciseness, and reduce data/information search and retrieval time.

Key words: Database, software, petroleum project.

MÔ HÌNH ĐỊA CƠ HỌC SỬ DỤNG ĐẶC TÍNH KÉP RỘNG - ĐÀN HỒI NGẪN CHẶN LIÊN KẾT NÚT VĨA VÀ NHIỀU GIẾNG

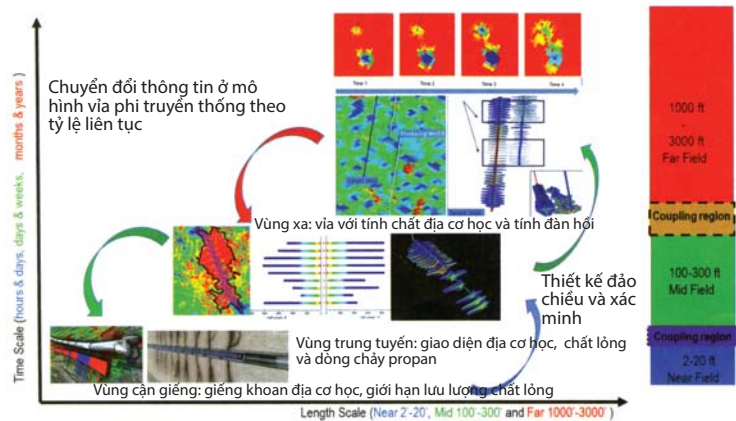
Một ứng dụng thực tế sử dụng mô hình giải tích tam tuyến tính bất đối xứng và phương pháp khớp nhanh đã được A.Ouenes, A.Bachir, A.KHodabakhshnejad và Y.Aimene đưa ra nhằm dự báo suy giảm áp lực và sản lượng trong các giếng phi truyền thống.

Giới thiệu

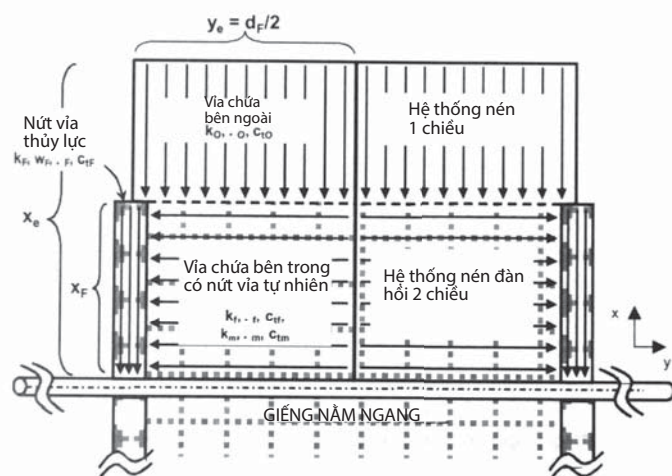
Xây dựng các mô hình vỉa phi truyền thống yêu cầu cách tiếp cận nhiều tỷ lệ liên tục để diễn tả đặc trưng vật lý ở mỗi tỷ lệ (Hình 1). Trong các nghiên cứu về khu vực xa giếng khoan hàng nghìn feet (vùng xa), phương pháp địa vật lý được sử dụng kết hợp với các quá trình như đảo chiều đàn hồi địa chấn lan rộng giới hạn bề mặt (Kiche và các cộng sự, 2016) và cung cấp đặc tính địa cơ học cho toàn bộ thể tích vỉa. Đây là các đặc tính quan trọng để lựa chọn vị trí đặt giếng tối ưu cũng như trong cả quá trình hoàn thiện giếng phi truyền thống. Cũng tại vùng xa sự kết hợp các đặc tính địa cơ học với các mô hình nứt vỡ tự nhiên liên tục (Jekins và các cộng sự, 2009) được sử dụng làm đầu vào của quy trình mô phỏng vỉa với tính chất địa cơ học (Aimene và Ouenes, 2015), cách này cho phép mô phỏng tương tác giữa các ứng suất khu vực và 3 nguồn gradient ứng suất chính ảnh hưởng tới nứt vỉa thủy lực (đặc tính địa cơ học thay đổi, gián đoạn địa chất và biến dạng áp suất lỗ rỗng).

Sự phân bố ứng suất khác nhau cung cấp điều kiện ứng suất ban đầu trước khi nứt vỉa và đầu vào chính xác để ước lượng biến dạng trong và sau nứt vỉa thủy lực, được xác nhận bằng dự đoán hoạt động vi địa chấn (Aimene và Ouenes, 2015). Biến dạng này cung cấp mối tương quan giữa nghiên cứu vùng xa và trung tuyến, tạo ra cơ hội duy nhất để hạn chế thiết kế nứt vỉa ở vùng trung tâm (Paryani và các cộng sự, 2016) và hạn chế độ chênh lệch ứng suất bên cạnh, áp dụng chiều dài vết nứt bất đối xứng cho phép để giảm độ không chắc chắn của các tham số thiết kế nứt vỉa.

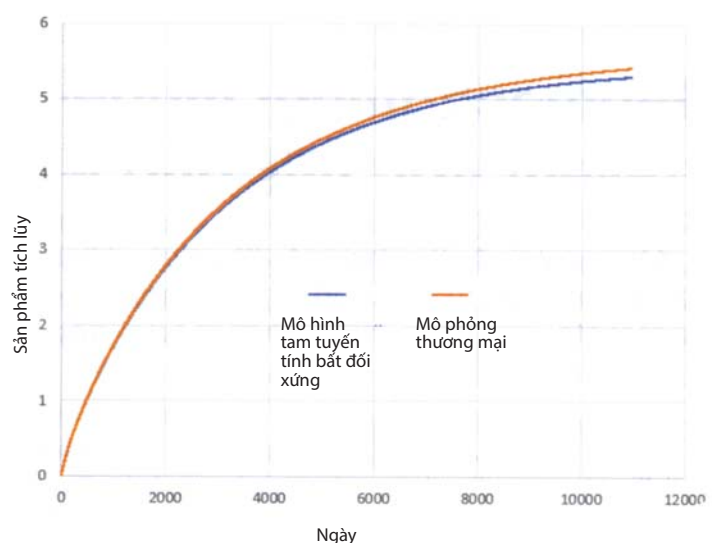
Biến diễn nứt vỉa thủy lực vùng trung tuyến cũng bị ảnh hưởng bởi nhiều hiệu ứng vùng lân



Hình 1. Các công cụ khác nhau được sử dụng mô hình hóa các vỉa phi truyền thống để diễn tả các đặc tính vật lý chính xảy ra ở các vùng xa, giữa và cận giếng khoan



Hình 2. Mô hình tam tuyến tính của Brown và các cộng sự (2011)



Hình 3. So sánh sản phẩm tích lũy từ mô hình mới tam tuyến tính bất đối xứng với công cụ mô phỏng vỉa thương mại

cận như kiểu hoàn thiện (Peterson và các cộng sự, 2017) và tác động của nó lên đặc tính địa cơ học của vùng lân cận giếng. Các hiệu ứng cận vùng ở mỗi giếng đều có thể tính toán bằng dữ liệu khoan bề mặt (Jacques và các cộng sự, 2017), có thể cung cấp các thông tin cần thiết tại các vùng trung tuyến hoặc vùng xa trong quá trình mô phỏng đảo chiều và xác nhận trong các trường hợp thiếu dữ liệu.

Quy trình được thực hiện bằng phần mềm duy nhất, trái ngược hoàn toàn với các quy trình làm việc phức tạp sử dụng các phương pháp tính khác nhau được áp dụng cho các loại lưới khác nhau (thành phần hữu hạn, hệ thống đứt gãy rời rạc, lưới cấu trúc và không cấu trúc). Cuối những năm 90 của thế kỷ trước, phần cứng máy tính yêu cầu sử dụng lưới không cấu trúc để mô tả các mô hình dòng chảy phức tạp trong các vỉa nứt và quanh giếng khoan (Heinemann và các cộng sự, 1998). Ngày nay, công suất máy tính cho phép mô phỏng vỉa với hàng nghìn tỷ ô lưới (World Oil, 2016) và kích thước ô địa chấn nhỏ hơn 10m. Môi trường tính toán mới này có thể mô hình hóa vỉa phi truyền thống bằng một lưới cấu trúc duy nhất có độ phân giải cao với kích thước ô rất nhỏ trong phạm vi 1 - 5m. Việc tích hợp liền mạch các quy tắc sử dụng một lưới cấu trúc được minh họa bằng việc sử dụng quy trình công việc 3G để cải thiện thiết kế nứt vỉa (Ouenes và các cộng sự, 2016). Tuy nhiên, việc thiết kế các khu đặt giếng thích hợp, định hướng địa cơ học các giếng vào đá có thể nứt vỉa và thiết kế hoạt động nứt vỉa thủy lực tối ưu đang gặp phải nhiều thách thức do nhiễu từ giếng khai thác hoặc giếng cận gây ảnh hưởng đến giếng khoan mới.

Thách thức từ nhiễu giếng

Thông thường, các đánh giá kinh tế cho thấy các hoạt động thu nổ với giá cao ở Permian (lên tới 50.000USD/mẫu Anh) là không thực tế do chưa tính đến những rủi ro về nhiễu giếng và hiệu suất giếng giảm do khoảng cách quá nhỏ giữa các giếng khoan thêm và giếng cũ.

Nhiều giếng bắt nguồn từ trong quá trình nứt vỉa, tạo ra các liên kết nứt vỉa có thể gây ra thiệt hại lớn như các vấn đề về độ bền giếng khoan, ống chống bị bóp méo; tuy nhiên những vấn đề này có thể ngăn ngừa nếu được phát hiện trước khi hoàn thiện giếng.

Bommer và các cộng sự (2017) đã phân tích thiệt hại ở giếng Bakken. Khi số lượng các giếng phi truyền thống tăng lên, các công ty E&P cần có công cụ cần thiết để mô hình hóa và dự báo các liên kết nứt vỉa.

Các liên kết nứt vỉa được quan sát thấy trong các môi trường địa chất khác nhau và khai thác các kênh dẫn với

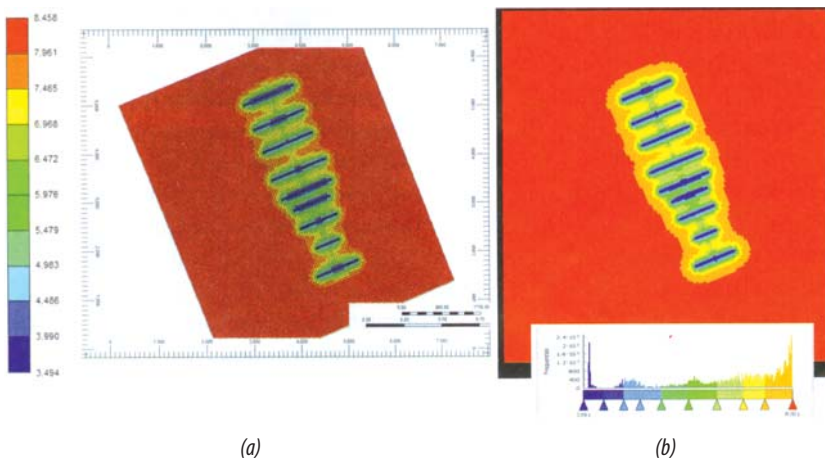
áp lực khác nhau. Tại Permian và Eagle Ford, các đứt gãy và nứt nẻ tự nhiên có vai trò quan trọng trong việc tạo các kênh dẫn áp lực cần thiết để kết nối giếng. Tại Vaca Muerta, ngoài các vết nứt tự nhiên, lớp tro và lớp đá vôi hình thành kết nối giữa các giếng để tạo liên kết nứt vỉa. Để xử lý vấn đề này tốt hơn, cần tập trung vào các giếng bổ sung thêm gần giếng suy kiệt tạo điều kiện để gia tăng tỷ lệ các vết nứt.

Ước lượng và xác minh sự suy giảm áp lực bất đối xứng

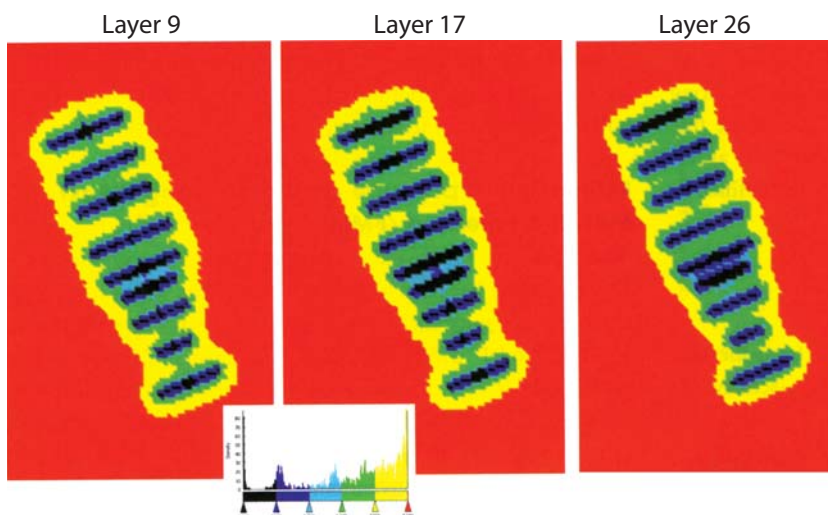
Để hiểu rõ hơn về các liên kết nứt vỉa, cần có các mô hình vật lý và giới hạn các tham số trước khi có thể dự đoán về các vết nứt này. Trước hết, trạng thái ứng suất thay đổi không gian ban đầu do nứt vỉa thủy lực tại các giếng cũ tạo ra tính thẩm thấu kích thích bất đối xứng phải được mô phỏng chính xác và xác nhận lại bằng các dữ liệu thực địa. Tiếp theo, có thể mô phỏng và xác nhận tương tác giữa các vết nứt thủy lực và vết nứt tự nhiên xảy ra trong quá trình kích thích từ giếng cũ. Xác nhận mô hình số là bước rất quan trọng. Đầu ra của kích thích địa cơ học, biến dạng thể tích, được xác nhận bởi hoạt động vi địa chấn hoặc dữ liệu truy xuất tối thiểu ở một giếng. Do đó, các đầu vào như vết nứt tự nhiên, tính vật lý của nứt vỉa thủy lực và độ phức tạp của nứt vỡ thủy lực được mô phỏng và thu nạp chính xác. Vargas-Silva và các cộng sự (2017) và Ahmed và các cộng sự (2017) đưa ra ví dụ về quy trình, dự báo hoạt động vi địa chấn phù hợp với áp suất trong quá trình nứt vỉa cũng như trong quá trình khai thác. Tuy nhiên, quy trình trên yêu cầu sử dụng mô phỏng vỉa gây tốn thời gian khi thực hiện với vỉa sét kết. Việc ước lượng suy giảm áp suất đang trở thành một trở ngại chính đối với dự đoán liên kết nứt vỉa, bài báo mô tả một số phương pháp nhanh để đưa ra kết quả phân bố áp suất cần thiết cho các công tác khác.

Tính toán suy giảm áp suất bằng mô hình phân tích tam tuyến tính bất đối xứng

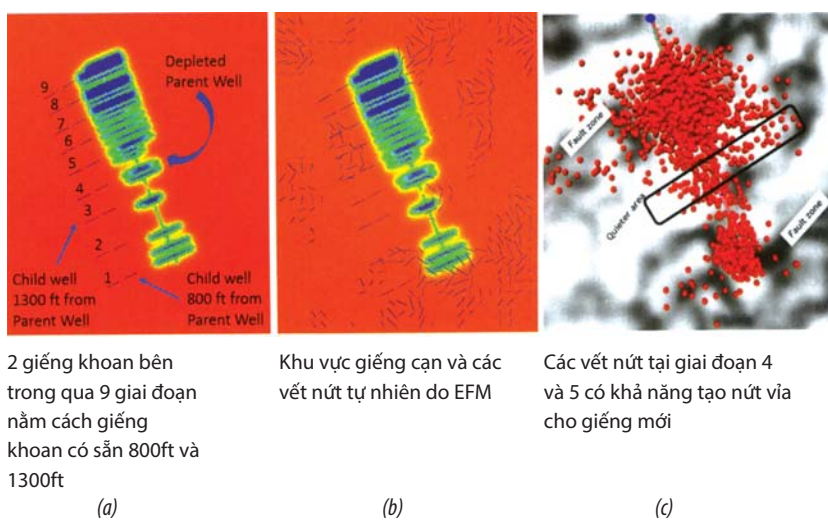
Để thu hẹp khoảng cách giữa tính vật lý đầy đủ trong mô phỏng vỉa và phân tích đường cong suy giảm đơn giản thì phương pháp giải tích dựa trên cơ sở tính chất vật lý cần được sử dụng. Một số phương pháp như mô hình tam tuyến tính của Brown và các cộng sự (2011) cung cấp kết quả mang tính dự đoán giống như các phương pháp mô phỏng vật lý đầy đủ, nhưng với tốc độ tính toán tương đồng các mô hình giải tích. Mô hình tam tuyến tính xem xét 3 vùng khác nhau (Hình 2), trong đó các phương trình Darcy được viết lại bằng các biến không thứ nguyên. Các phương trình kết hợp được giải quyết tại miền Laplace để ước tính áp suất giếng.



Hình 4. So sánh phân bố áp suất cuối cùng tại mô phỏng và chứa thương mại (a) và áp suất ước tính ở mô hình tam tuyến tính bất đối xứng (b)



Hình 5. Suy giảm áp suất 3D tại 3 lớp thực hiện FMM



Hình 6. Vị trí 2 giếng khoan giả định qua 9 giai đoạn

Mô hình Brown (2011) về công thức hai vết đối xứng ban đầu được mở rộng để xử lý các giai đoạn nứt vỡ thủy lực không đối xứng, chiều dài hai vết nứt chính và các đặc tính khác nhau tại mỗi mặt giếng. Mô hình tam tuyến

tính được thực hiện trong một phần mềm thương mại sử dụng kết quả thiết kế nứt vỉa bất đối xứng do Paryani và cộng sự mô tả (2016) làm đầu vào ban đầu. Một quy trình kết nối lịch sử được sử dụng để điều chỉnh các tham số tam tuyến tính bất đối xứng và ước lượng các đặc tính vỉa quan trọng còn thiếu sau thiết kế nứt vỉa (độ thấm trong và phần xa của vỉa, độ dày và độ rỗng của vỉa). Cách tiếp cận mới này đã được thử nghiệm trên nhiều giếng khoan và được phát hiện là rất gần với tính vật lý thu nạp được trong mô phỏng vỉa thương mại (Hình 3).

Một khía cạnh chính của nghiên cứu này phát triển các điểm mạnh của mô hình tam tuyến tính để đưa ra ước tính tương đối hợp lý về suy giảm áp suất xung quanh mỗi mặt của giai đoạn nứt vỉa bất đối xứng. Điều này đã đạt được bằng cách xem xét kết hợp kết quả thiết kế nứt vỉa mô tả trong Paryani và các cộng sự (2016) với khái niệm tam tuyến tính bất đối xứng khi đi sâu xem xét tham số, d_i được tính theo công thức:

$$d_i = \sqrt{\frac{k t}{1.896 \mu \phi C_t}}$$

Trong đó k là độ thấm thấu lấy từ kết quả thiết kế nứt vỉa, t là thời gian, ϕ là độ rỗng, μ là độ nhớt và C_t là độ nén tổng.

Độ sâu thăm dò là không đối xứng và được tính riêng ở mỗi mặt của giai đoạn nứt vỉa. Sự suy giảm áp suất được giả định là vuông góc với vết nứt vỉa thủy lực, thay đổi tuyến tính từ giai đoạn nứt vỉa tới áp suất vỉa và không thể vượt quá điểm giữa của hai vết nứt vỉa thủy lực.

Để minh họa cho các khái niệm trên, giếng Eagle Ford được sử dụng để mô phỏng vỉa chi tiết đã được Vargas-Silva và các cộng sự thực hiện (2017) trong một mô hình động lực học giới hạn về địa cơ học với độ dẫn đầu vào bất đối xứng của mô phỏng vỉa được cung cấp

bởi thiết kế nút vĩa bất đối xứng giới hạn (Paryani và các cộng sự, 2016). Theo Vargas-Silva và các cộng sự (2017), đặc trưng cho mô phỏng vĩa của một mặt phẳng nút vĩa thủy lực tại mỗi giai đoạn là không thể khớp với thời điểm áp suất ban đầu và cần nhiều mặt nút vĩa tại mỗi giai đoạn để xác định mặt tiếp xúc thật được tạo ra trong quá trình nút vĩa. Để minh họa, trong mô hình tam tuyến tính sẽ sử dụng mô tả đơn giản nhất của một bề mặt nút vĩa tại mỗi giai đoạn.

Lưới cấu trúc được sử dụng trong mô hình vĩa để mô hình hóa 9 giai đoạn nút vĩa và trạng thái của chúng được thể hiện trong Hình 4. Hệ thống lưới mô phỏng vĩa có kích thước 50x50ft nhưng lưới cấu trúc sử dụng cho mô hình tam tuyến tính được thu nhỏ xuống 10x10ft do không phụ thuộc vào thời gian tính toán và các kết quả về độ thấm thiết kế nút vĩa được cung cấp ở mức phân giải cao và có thể sử dụng đầy đủ để ước tính sự suy giảm áp suất.

Hình 4b dự báo áp suất xung quanh 9 giai đoạn nút vĩa bằng các mô hình tam tuyến tính. Mặc dù sự suy giảm áp suất dài hạn từ mô hình tam tuyến tính ở Hình 4b giống với mô hình bể chứa đầy đủ ở Hình 4a nhưng mô hình tam tuyến tính chỉ được sử dụng khi diễn tả các giai đoạn nút vĩa bằng mô hình 2D để đánh giá nhanh nhiều thiết kế nút vĩa, trong khi đưa ra ước tính ban đầu về độ thấm SRV cần thiết cho mô hình 3D với một kỹ thuật nhanh khác sẽ được sử dụng.

Ước tính suy giảm áp suất bằng phương pháp khớp nhanh

Đầu những năm 90, dữ liệu động là một thách thức khi sử dụng mô hình vĩa ngẫu nhiên hiện đại do ngành công nghiệp vẫn duy trì quy trình làm việc xây dựng “mô hình tĩnh” mà không có bất kỳ ràng buộc động học nào. Kết quả từ các mô hình tĩnh thường không tái tạo được lịch sử hoạt động của từng giếng, do đó các mô hình vĩa thường không chính xác, khả năng dự đoán kém, đặc biệt cho tình huống vĩa nút nẻ và phi truyền thống và các quá trình vật lý. Những thách thức này bắt nguồn từ thực tế việc sử dụng dữ liệu động tốn nhiều thời gian tính toán để giải phương trình dòng chảy sử dụng công cụ mô phỏng vĩa. Nhiều giải pháp đã được thực hiện để giảm thời gian tính toán trong quá trình đưa vào điều kiện động học bằng cách thay thế các phương trình dòng chảy bằng mô hình proxy dựa trên các mạng neural (Ouenes và các cộng sự, 1994) hoặc bề mặt phản ứng và thiết kế thực nghiệm (Eidi và các cộng sự, 1994). Các giải pháp khác như sử dụng các kỹ thuật theo dõi nhanh sử dụng dòng chảy (Barman và các cộng sự, 2000) và gần đây hơn là áp dụng phương

pháp khớp nhanh hoặc FMM (Lino và các cộng sự, 2017). FMM được sử dụng khi tiếp cận mô hình các bể chứa phi truyền thống để ước lượng suy giảm áp suất 3 chiều (3D).

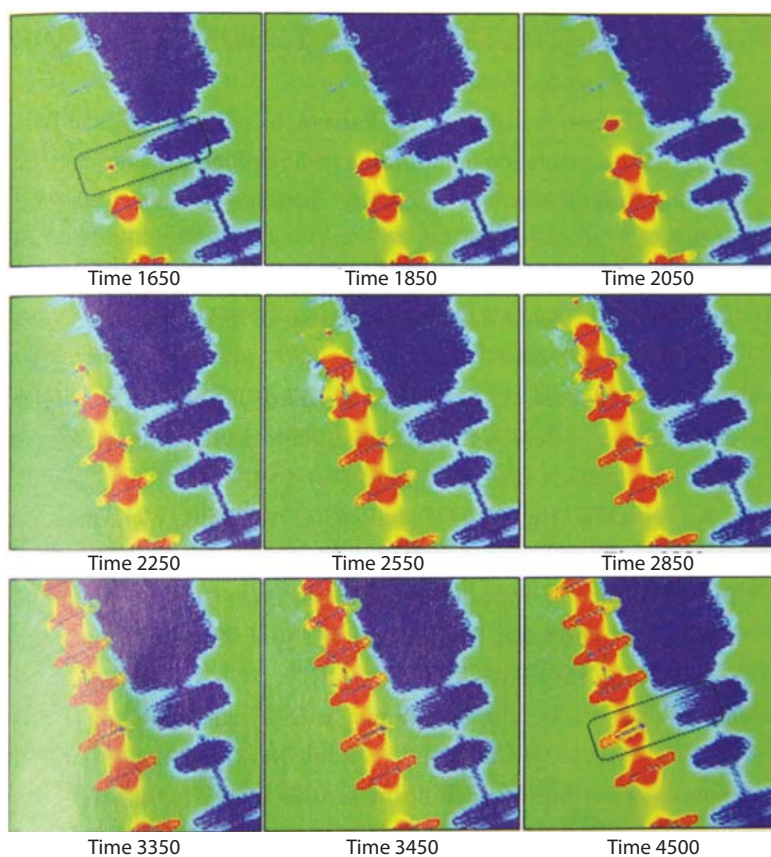
Phương pháp FMM này khác với cách tiếp cận được Lino và cộng sự miêu tả (2017) ở 3 điểm chính. Thứ nhất, khởi tạo mô hình sử dụng các kết quả thiết kế nút vĩa hạn chế địa cơ học dựa trên mô tả nhiều mặt cắt nút vĩa thủy lực tại mỗi giai đoạn (Ahmed và các cộng sự, 2017; Vargas-Silva và các cộng sự, 2017) và kết quả mô hình tam tuyến tính thu được trước đó cho phép khớp nhanh lịch sử dữ liệu động học. Thứ hai, đảo chiều “thời gian khuếch tán” (DTOF) làm cho SRV không đồng nhất theo ước tính từ các kết quả nút vĩa hạn chế về địa cơ học và kết quả tam tuyến tính. Cuối cùng, việc thực hiện FMM có thể xử lý mọi lưới bao gồm cả lưới không cấu trúc. Điểm đặc biệt khi thực hiện FMM là cho phép cải tiến lưới Logarith Local (LGR) quanh nút vĩa phẳng. Khi sử dụng FMM, lưới 3D với các ô 10x10ft có thể dùng để phân chia diện tích, và với các ô LGR nhỏ hơn 1ft gần các nút vĩa thủy lực phẳng sẽ thu nạp từng cụm.

Áp dụng FMM tại cùng một giếng Eagle Ford cho một mô hình 3D kết hợp sự phân bố bất đối xứng độ dẫn nút vĩa do các kết quả thiết kế nút vĩa hạn chế địa cơ học tại từng cụm (Vargas-Silva cùng các cộng sự, 2017). Mô hình này kết hợp các tính chất SRV được ước tính từ đầu qua mô hình tam tuyến tính đã mô tả bên trên. Hai tính năng này giúp khớp nhanh chóng hiệu năng của giếng, đưa ra ước lượng sự suy giảm áp suất trong thể tích 3D xung quanh giếng khoan nút vĩa thủy lực. Hình 5 cho thấy suy giảm áp suất thu được từ FMM tại ba tầng/lớp của mô hình 3D.

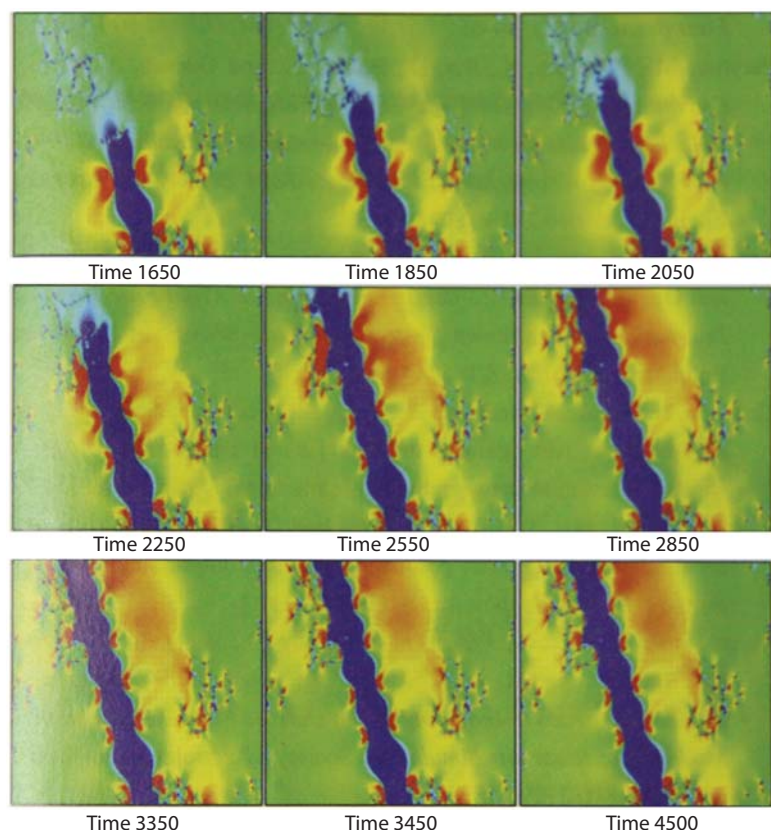
Khi áp suất không cân xứng dưới các giếng cũ được ước lượng nhanh hơn, có thể chuyển sang xác định tính chất vật lý của nút vĩa.

Mất xích còn thiếu trong mô hình hóa liên kết nút vĩa: đặc tính kép rỗng - đàn hồi

Khi bắt đầu nút vĩa thủy lực gần các giếng suy giảm áp suất sẽ dẫn đến một số hiện tượng tương hỗ khác nhau xảy ra ở các quy mô khác nhau. Áp lực cao được sử dụng trong một quy trình nút vĩa tạo ra biến dạng đàn hồi lớn gần giếng khoan và xa hơn, bao gồm cả các khu vực đã được kích thích gần giếng cũ. Liên kết nút vĩa được quan sát thấy ở cách giếng khoan nút vĩa hàng nghìn feet vì sóng áp suất lan truyền vượt qua tuyến chất lỏng. Do vậy để hiểu và dự đoán liên kết nút vĩa đòi hỏi phải mô hình hóa sự lan truyền của sóng áp suất thông qua đặc tính địa chất có độ thấm cao, như các đứt gãy, có thể mở



Hình 7. Thay đổi áp suất lỗ rỗng khi khớp nhanh liên tục từ giai đoạn 3 đến 7 khi giếng mới nằm cách giếng khoan có sẵn 800ft. Màu xanh dương thể hiện áp suất thấp



Hình 8. Thay đổi áp suất YY khi khớp nhanh liên tục từ giai đoạn 3 đến 6 khi giếng mới nằm cách giếng khoan có sẵn 800ft

rộng ra vượt qua tuyến chất lỏng. Mô hình kép rỗng - đàn hồi trong module phần mềm địa cơ học đã được sử dụng để mô phỏng tác động của một giếng Eagle Ford suy giảm áp suất lên một giếng phụ giả định gần kề dự kiến ở cách giếng chính 800ft và 1300ft về phía Tây (Hình 6).

Mô hình kép rỗng - đàn hồi trong module phần mềm địa cơ học vừa được sử dụng để diễn tả sự tương hỗ giữa áp suất chất lỏng và ứng suất rắn tại vỉa trong quá trình nứt vỉa thủy lực. Để tính tới hiệu ứng bóng của ứng suất giữa các giai đoạn, nghiên cứu đã xem xét một giếng với nhiều nứt vỉa thủy lực. Một hệ thống các vết nứt tự nhiên, được mô phỏng trước đó tại khu vực vỉa và xác nhận là đầu vào trong nghiên cứu địa cơ học để tiên đoán dữ liệu vi mô (Aimene and Ouenes, 2015) đã được xem xét. Phương pháp chất điểm (MPM) được dùng để giải các phương trình cơ học động lực liên tục cùng với mô hình nứt vỉa rõ ràng và các phương trình vận chuyển chất lỏng.

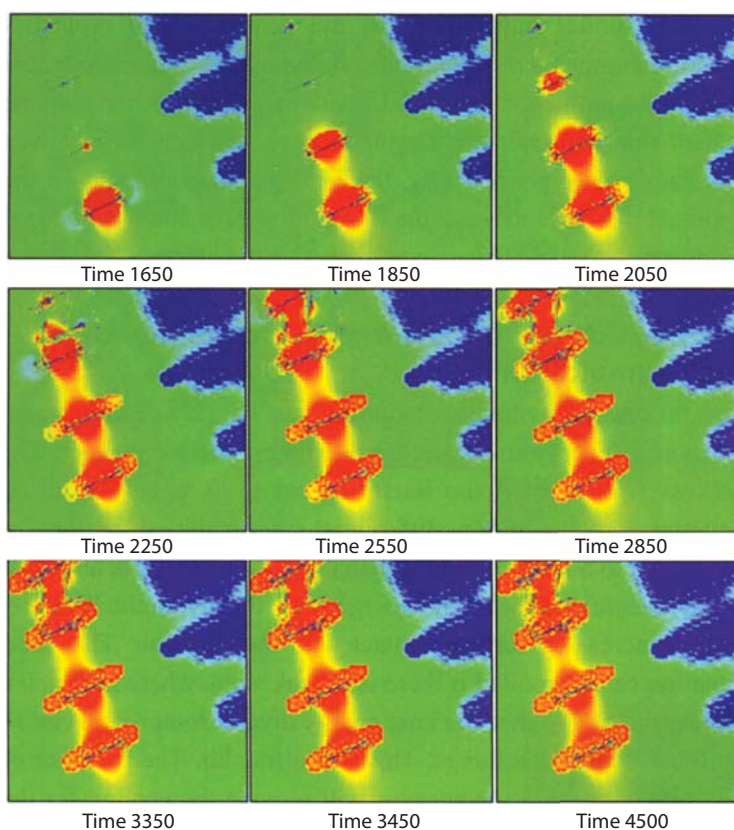
Sự tiến triển của áp suất chất lỏng và các ứng suất của đá trong quá trình nứt vỉa thủy lực đã được đánh giá đồng thời thông qua kết hợp các tính chất vật lý của chúng. Các phương trình dòng chảy chất lỏng và biến dạng đá được kết hợp với nhau dựa trên nghiên cứu của Biot (1956) và Rice (1976). Dưới đây là các phương trình cấu tạo chất rắn và vận chuyển chất lỏng thể hiện mô hình biến dạng - khuếch tán của tính chất rỗng - đàn hồi.

$$\sigma_{ij} = 2G\epsilon_{ij} + \lambda\epsilon_{kk}\delta_{ij} - \alpha p\delta_{ij}$$

$$\frac{dp}{dt} = \frac{k}{\mu\phi C_t} \nabla^2 p - \frac{\alpha}{\phi C_t} \frac{d\epsilon_{kk}}{dt}$$

σ_{ij} , ϵ_{ij} lần lượt là các yếu tố ứng suất và tỷ lệ biến dạng của đá (các chỉ số lặp đi lặp lại để tổng hợp), p là áp suất chất lưu. G và λ là module cắt và hàm số Lamé, k là độ thấm và μ là độ nhớt chất lưu, α là hệ số Biot, δ_{ij} là delta toán tử Kronecker và t là thời gian.

Một điều cần thiết nữa là các tính chất địa cơ học sử dụng được bổ sung với ước lượng độ thấm, phản ánh ảnh hưởng của các vết nứt



Hình 9. Thay đổi áp suất lỗ rỗng khi khớp nhanh liên tục từ giai đoạn 3 đến 6 khi giếng mới nằm cách giếng khoan cũ sẵn 1300ft

tự nhiên cũng như bất kỳ đặc điểm địa chất nào khác có thể tăng khả năng liên thông giữa các giếng. Với độ thấm nền tảng này, áp lực cao tác động lên các vết nứt vỉa thủy lực để phá đá xung quanh có thể giảm bằng cách chuyển năng lượng nứt vỉa hướng vào một bồn chứa áp lực.

Đặc tính vật lý và ảnh hưởng của liên kết nứt vỉa khi kích thích đá

Quá trình nứt vỉa thủy lực có thể được xem như sự chuyển hóa năng lượng để tạo ra sự tiếp xúc bề mặt tối đa. Quá trình này có hiệu quả nếu năng lượng tạo nứt tập trung chủ yếu vào một loại đá có ứng suất chênh lệch thấp và độ giòn cao, kết nối với một hệ thống dày đặc các vết nứt tự nhiên, có thể cắt và nối vào các nứt vỉa thủy lực, làm tăng thêm tiếp xúc bề mặt với vỉa chứa. Điều kiện lý tưởng này sẽ bị hỏng nếu xảy ra rò rỉ ở đâu đó và một phần đáng kể năng lượng nứt vỉa sẽ bị phân tán vào những chỗ khác. Đây chính là liên kết nứt vỉa (frac hit). Khi có đoạn nối với độ thấm cao sẽ cung cấp phân tán năng lượng lớn, tạo ra sự phân bố lại ứng suất và áp suất lỗ rỗng trong quá trình nứt vỉa thủy lực, làm giảm hiệu quả nứt vỉa.

Hình 7 cho thấy sự tiến triển của áp lực lỗ rỗng trong quá trình nứt vỉa thủy lực theo thứ tự tại tất cả các giai đoạn của một giếng mới gần khu vực cận kiệt. Giai đoạn 4 cho thấy một kết quả nứt vỉa, nơi liên thông trực tiếp được tạo ra sớm (bước 1650) và tiếp tục cho đến bước 4500, khi giai đoạn 4 của giếng cũ bắt đầu cho thấy sự gia tăng áp suất đáng chú ý, do năng lượng từ giếng nhỏ (mới) bị rò rỉ.

Sự kết hợp khi có vùng suy giảm áp suất và nứt vỉa tự nhiên dẫn đến sự phân bố phức tạp các áp lực như trong Hình 8 khi giếng mới cách giếng cũ 800ft.

Khi khoảng cách giữa giếng mới và giếng cũ tăng đến 1300ft (Hình 9), nứt vỉa biến mất và hoạt động bơm ở giai đoạn 4 sẽ kích thích xung quanh đá. Trong Hình 9, tại bước 2250, 2550 và 2850, các vết nứt tự nhiên gây ảnh hưởng đến sự phân bố áp suất lỗ rỗng do bơm ở các giai đoạn 5 và 6.

Kết luận

Để ngăn chặn liên kết nứt vỉa, mô hình khuếch tán biến dạng Biot của đặc tính kép rỗng - đàn hồi trong phần mềm địa cơ học đã được sử dụng để mô tả lại tác động của khoảng cách giếng.

Một công thức bất đối xứng mới, nhanh và thiết thực của mô hình tam tuyến tính kết hợp với phương pháp khớp nhanh 3 chiều giúp dự đoán sự suy giảm áp lực và EUR hợp lý khi so sánh với các mô phỏng vỉa với các đặc tính vật lý đầy đủ. Mô hình địa cơ học về lan truyền nứt vỉa thủy lực trong sét kết nứt nề tự nhiên sử dụng sự suy giảm áp suất để giải thích hiện tượng phức tạp làm hạn chế hiệu quả kích thích đối với đá.

Cách tiếp cận mới cho phép mô phỏng đặc tính vật lý do suy giảm áp suất sinh ra cũng như sự tương tác của nó với các đặc điểm địa chất phức tạp như nứt vỉa tự nhiên, mà hướng của chúng có thể giúp tăng cường hoặc làm giảm tác động của các liên kết nứt vỉa.

Chi Linh (theo First Break)

TIN TRONG NƯỚC

Quy định mới về thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí

Ngày 21/12/2017, Thủ tướng Chính phủ đã ký Quyết định 49/2017/QĐ-TTg quy định việc thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí của tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động dầu khí tại Việt Nam. Quyết định này có hiệu lực từ ngày 12/2/2018 và thay thế Quyết định số 40/2007/QĐ-TTg ngày 21/3/2007 của Thủ tướng Chính phủ.

Quyết định quy định cụ thể về thu dọn công trình tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí gồm: công trình cố định trên biển; phương tiện nổi; đường ống nội mỏ trên biển; bảo quản hoặc hủy bỏ giếng khoan dầu khí; thu dọn công trình tìm kiếm thăm dò, phát triển và khai thác dầu khí trên đất liền. Quyết định cũng quy định cụ thể về thu dọn công trình khí gồm: các công trình, thiết bị phục vụ cho việc thu gom, xử lý, vận chuyển khí và đường ống dẫn khí trên bờ, qua sông, hồ, công



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: PVN

trình cố định; công trình nhà máy chế biến - xử lý khí.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu tổ chức, cá nhân có trách nhiệm xử lý và quản lý chất thải theo quy định của pháp luật; đảm bảo các quy định về quản lý an toàn trong hoạt động dầu khí và hoạt động hàng hải. Trước khi thực hiện thu dọn công trình dầu khí, tổ chức, cá nhân trình Bộ Công Thương xem xét, phê duyệt các tài liệu an toàn (chương trình quản lý an

toàn, báo cáo đánh giá rủi ro và kế hoạch ứng cứu khẩn cấp); thực hiện và lập báo cáo quan trắc môi trường báo cáo Bộ Tài nguyên và Môi trường.

Trong trường hợp đặc biệt, công trình dầu khí bị hư hỏng nặng hoặc có nguy cơ mất an toàn, ảnh hưởng đến an toàn hoạt động dầu khí thì tổ chức, cá nhân phải tiến hành ngay việc thu dọn từng phần hoặc toàn bộ công trình dầu khí, đồng thời báo cáo Bộ Công Thương. **Ngọc Phương**

Quy định về đầu tư ra nước ngoài trong hoạt động dầu khí



Khai thác dầu khí tại Lô 67 Peru. Ảnh: PVEP

Nghị định số 124/2017/NĐ-CP của Chính phủ quy định về đầu tư ra nước ngoài trong hoạt động dầu khí quy định các hình thức góp vốn: góp vốn theo hình thức gọi vốn của người điều hành dự án; góp vốn vào

công ty liên doanh điều hành chung, công ty điều hành; mua cổ phần của công ty sở hữu một phần hoặc toàn bộ dự án dầu khí; góp vốn theo hình thức cho công ty điều hành vay vốn; các hình thức khác theo quy định của pháp luật nước tiếp nhận đầu tư hoặc do Thủ tướng Chính phủ quyết định.

Vốn đầu tư ra nước ngoài thể hiện dưới các hình thức: ngoại tệ trên tài khoản tại tổ chức tín dụng được phép hoặc mua tại tổ chức tín dụng được phép hoặc ngoại hối từ nguồn vốn hợp pháp khác theo quy định của pháp luật; đồng Việt Nam phù hợp với pháp luật về quản lý ngoại hối của Việt Nam; máy móc, thiết bị, vật tư, nguyên liệu, nhiên liệu, hàng hoá thành phẩm, hàng hóa bán thành phẩm; giá trị quyền sở hữu công nghiệp, bí quyết kỹ thuật, quy trình công nghệ, dịch vụ kỹ thuật, quyền sở hữu trí tuệ, thương hiệu; các tài sản hợp pháp khác.

Nguyễn Phương

Vietsovpetro hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu bán dầu năm 2017



Giàn công nghệ trung tâm mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

Ngày 14/12/2017, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã hoàn thành doanh thu bán dầu và condensate đạt 1,893 tỷ USD, về đích trước kế hoạch 17 ngày (so với kế hoạch được giao là 1,886 tỷ USD). Việc hoàn thành vượt mức kế hoạch doanh thu là do Vietsovpetro đã thực hiện các giải pháp tiết kiệm chi phí, tăng cường tự thực hiện dịch vụ nội bộ, phát huy sáng kiến cải tiến kỹ thuật hợp lý hóa sản xuất.

Dự kiến đến hết năm 2017, Vietsovpetro ước đạt doanh thu bán dầu/khí 1,97 tỷ USD (bằng 103,5%

kế hoạch); nộp ngân sách Nhà nước các khoản thuế từ dầu/khí (thuế tài nguyên, thuế xuất khẩu, thuế thu nhập doanh nghiệp) là 788,7 triệu USD (đạt 101,8% kế hoạch). Lợi nhuận phía Việt Nam ước đạt 146,4 triệu USD (đạt 103,3% kế hoạch); lợi nhuận phía Liên bang Nga: 143,1 triệu USD (đạt 105,1% kế hoạch).

Tại Kỳ họp Hội đồng lần thứ 48, Vietsovpetro kiến nghị các chỉ tiêu chủ yếu năm 2018 như: khai thác an toàn 4 triệu tấn dầu/condensate, trên 126 triệu m³ khí thiên nhiên, thu gom và cung cấp vào bờ khoảng 300 triệu

m³ khí từ Lô 09-1; khoan tìm kiếm thăm dò 27,42 nghìn mét khoan, kết thúc khoan và thử vỉa 7 giếng ở Lô 09-1, khoan 4,085 nghìn mét khoan và kết thúc khoan thử vỉa 1 giếng ở Lô 09-3/12; sẽ khoan khai thác trên 28,41 nghìn mét khoan, kết thúc thi công 8 giếng mới, tiến hành sửa chữa lớn 37 lượt giếng khoan và cắt thân hai 29,38 nghìn mét tại 15 giếng.

Về xây dựng các công trình biển, Vietsovpetro sẽ đảm bảo tiến độ chế tạo, lắp đặt, xây dựng để đưa vào khai thác giàn nhẹ CTC-1 mỏ Cá Tầm trong Quý IV/2018 và chế tạo trên bờ giàn BK-19 mỏ Bạch Hổ. Đồng thời, Vietsovpetro tiếp tục triển khai công tác đóng mới 2 tàu dịch vụ (sẽ đưa vào hoạt động đầu năm 2018) và đảm bảo tiến độ thực hiện các dự án: hoán cải và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1, cải hoán hệ thống công nghệ trên mỏ Rồng để tăng khả năng tách nước sản phẩm dầu, xây dựng máy nén Booster tại mỏ Rồng để giảm đốt khí...

Nguyễn Thanh

DMC đạt doanh thu trên 3 nghìn tỷ đồng

Trong năm 2017, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đã tập trung đẩy mạnh phát triển các dịch vụ trên bờ như: dịch vụ làm sạch, xử lý môi trường, dịch vụ chống ăn mòn, các dịch vụ nghiên cứu cho khâu sau... DMC đã triển khai cung cấp dịch vụ cho 26 giếng khoan và 4 giếng sửa chữa cho Hoang Long JOC, Vietsovpetro, Thang Long JOC, Repsol, JVPC, Premier Oil, Con Son và Murphy... Tổng doanh thu của DMC ước đạt 3.141 tỷ đồng, đạt 118% kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước

163,2 tỷ đồng, đạt 140% kế hoạch năm; lợi nhuận trước thuế 21,1 tỷ đồng.

Đồng thời, Tổng công ty đã triển khai các giải pháp nghiên cứu phát triển các dòng sản phẩm/dịch vụ mới để đa dạng hóa sản phẩm sản xuất/dịch vụ và gia tăng giá trị hoạt động. DMC đã thử nghiệm công nghiệp thành công hệ dung dịch khoan ức chế sét cao - hệ Protrol trên giếng 902-RC9 tại 6 giếng khoan của Vietsovpetro; thử nghiệm sản phẩm xi măng G và xi măng nóng nhẹ...

Trong năm 2017, DMC đặt mục tiêu sản lượng sản xuất 31.250 tấn, tổng doanh thu đạt 2.883 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 86,5 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 8,6 tỷ đồng. Tổng công ty sẽ tập trung phát triển các dòng sản phẩm, dịch vụ mới; tăng cường công tác quản lý chi phí, giá thành sản phẩm; triển khai nghiên cứu dự án xúc tác dầu khí, dự án CA/EDC/VCM; sản xuất nhựa y tế, nylon tự phân hủy...

Hồng Trang

PVEP POC về đích trước kế hoạch sản lượng 425.000 tấn dầu

Ngày 11/12/2017, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã làm việc với Công ty TNHH MTV Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP POC) nhân sự kiện PVEP POC hoàn thành kế hoạch khai thác năm 2017 với sản lượng 425.000 tấn dầu.

Việc triển khai kế hoạch khai thác dầu mỏ Đại Hùng năm 2017 gặp nhiều khó khăn khi có thời gian mở phải dừng khai thác để tối ưu hóa khí đốt, thay xích phao calm. Tuy nhiên, PVEP POC đã triển khai đồng bộ các giải pháp tối ưu hóa chi phí, quản lý an toàn mỏ, duy trì sản lượng khai thác tối ưu, thực hiện các giải pháp kỹ thuật công nghệ tăng cường thu hồi dầu...

Mỏ Đại Hùng với giàn khai thác Đại Hùng 01 và 02 có đóng góp rất quan



Giàn khai thác Đại Hùng 02. Ảnh: PVEP

trọng vào việc hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác của PVEP. Giàn khai thác Đại Hùng 01 dài 108,2m, rộng 67,36m, chiều dài boong chính 68,6m, mớn nước tối đa là 21,3m. Giàn khai thác Đại

Hùng 02 nằm ở khu vực nước sâu trên 110m, có kích thước và trọng lượng rất lớn và lần đầu tiên được chế tạo tại Việt Nam do các nhà thầu trong nước thực hiện.

Mạnh Hòa

VPI hợp tác với GEUS nghiên cứu xây dựng mô hình tìm kiếm thăm dò dầu khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và Cục Địa chất Đan Mạch và Greenland (GEUS) vừa ký Thỏa thuận hợp tác nghiên cứu “Định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng trên cơ sở nghiên cứu tổng hợp các tài liệu cập nhật”. TS. Trịnh Xuân Cường - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam và TS. Flemming Larsen - Giám đốc GEUS đã đại diện hai bên ký kết Thỏa thuận này.

Trên cơ sở tổng hợp các tài liệu địa chất, địa vật lý mới, các kết quả tìm kiếm thăm dò gần đây và kết quả của dự án ENRECA giai đoạn 3, các chuyên gia của VPI/Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí (VPI-EPC) và GEUS sẽ hợp tác nghiên cứu và phân tích đặc điểm kiến tạo, môi trường trầm tích, đặc điểm địa hóa và hệ thống dầu khí của khu vực phía Bắc bể Sông Hồng, trên cơ sở đó đề xuất mô hình tìm kiếm thăm dò dầu khí mới cho khu vực này.

GEUS và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN)/VPI đã triển khai hợp tác nghiên cứu



Lễ ký kết Thỏa thuận hợp tác nghiên cứu giữa VPI và GEUS. Ảnh: Như Trang

từ năm 1995, đặc biệt là trong Dự án “Phân tích tổng hợp, mô hình hóa và đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích ở Việt Nam” thuộc chương trình “Nâng cao năng lực nghiên cứu” (ENRECA). Dự án đã triển khai 3 giai đoạn (3 pha); khoan khảo sát 3 giếng thăm dò (tại trũng Sông Ba, đảo Phú Quốc và đảo Bạch Long Vĩ), cung cấp các thông tin rất có giá trị cho công tác nghiên cứu

tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại Việt Nam. Các kết quả nghiên cứu của Dự án đã làm sáng tỏ cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí của các bể trầm tích Phú Khánh, Malay - Thổ Chu, Phú Quốc, Sông Hồng và góp phần thu hút đầu tư tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại Việt Nam, định hướng cho hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí, khẳng định và bảo vệ chủ quyền Quốc gia.

Ngọc Linh

Vietsovpetro và PVC hợp tác triển khai Dự án điện gió ngoài khơi Việt Nam



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện thực hiện Dự án phát triển điện gió ngoài khơi Việt Nam. Ảnh: PVC

Ngày 13/12/2017, các nhà đầu tư Enterprize Energy (Singapore) & RE Global Solution (Singapore) đã ký Thỏa thuận hợp tác toàn diện thực hiện Dự án phát triển điện gió ngoài khơi Việt Nam với Liên danh tổng thầu Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) được PVC ủy quyền thực hiện các phần việc trong Liên danh.

Dự án phát triển điện gió ngoài khơi tỉnh Bình Thuận, Việt Nam có tổng công suất 1.200MW, dự kiến trong giai đoạn 1 (2018 - 2021) sẽ đưa vào vận hành 600MW, trong giai đoạn 2 (2021 - 2023) sẽ đưa vào vận hành 600MW.

Liên danh PVC-Vietsovpetro đã đạt được thỏa thuận hợp tác với các nhà đầu tư để thực hiện dây chuyền chế tạo điện gió ngoài khơi (OWT), chế tạo các trạm biến áp ngoài khơi

(OSS), vận chuyển và lắp đặt các trạm biến áp OSS ngoài khơi và lắp đặt các khối chân đế của OWT, cùng với việc hợp tác chế tạo các cột tháp và turbine.

Các bên hợp tác trong các lĩnh vực liên quan đến phát triển, tài chính, xây dựng, sở hữu, vận hành và duy tu bảo dưỡng phù hợp với kế hoạch sử dụng nguồn tài chính cho công tác chế tạo bắt đầu từ năm 2019 - 2020 tương ứng với công tác triển khai lắp đặt ngoài khơi sẽ bắt đầu thực hiện vào năm 2021.

Ông Phạm Tất Thành - Giám đốc PVC-MS cam kết sẽ phối hợp chặt chẽ với Vietsovpetro và các nhà đầu tư để đưa ra phương án thi công, chế tạo tối ưu nhất; chuẩn bị đầy đủ nguồn lực để triển khai dự án đảm bảo tiến độ, hiệu quả, an toàn.

Việc ký kết thỏa thuận này đã mở ra cơ hội hợp tác trong việc triển khai các dự án phong điện không chỉ ở ngoài khơi Việt Nam mà còn ở các nước khác trong khu vực. **Hồng Minh**

PVCFC đã cung cấp cho thị trường gần 5 triệu tấn urea

Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết sau 6 năm đi vào sản xuất, Nhà máy Đạm Cà Mau đã cung cấp cho thị trường gần 5 triệu tấn urea, giúp Việt Nam tiết kiệm gần 1,5 tỷ USD do không phải nhập khẩu phân bón từ nước ngoài. Nhờ sử dụng tối ưu nguồn nguyên liệu khí, Nhà máy Đạm Cà Mau luôn duy trì công suất vận hành ổn định, góp phần đảm bảo an ninh lương thực quốc gia.

Nhà máy Đạm Cà Mau có công suất 800.000 tấn/năm, mỗi năm sử dụng 500 triệu m³ khí để sản xuất ra 2.350 tấn urea/ngày. Theo dự báo trong năm 2018, sản lượng khí tại mỏ PM3 - Cà Mau cấp cho sản xuất điện và đạm sẽ bị sụt giảm. Để đảm bảo kế



Nhà máy Đạm Cà Mau chuẩn bị 300.000 tấn urea cho vụ Đông Xuân 2018. Ảnh: PVCFC

hoạch sản xuất trong năm 2018, Nhà máy Đạm Cà Mau đang đẩy mạnh nghiên cứu đầu tư chuyển đổi một số thiết bị phụ trợ, từ sử dụng khí sang

điện và các nguồn nhiên liệu thay thế khác. Trước mắt, Nhà máy Đạm Cà Mau đã chuẩn bị 300.000 tấn urea cho vụ Đông Xuân 2018. **Bùi Hà**

Giàn PV Drilling VI thực hiện chiến dịch khoan tại Malaysia



Giàn khoan tự nâng PV Drilling VI. Ảnh: PVN

Ngày 7/12/2017, giàn khoan tự nâng PV Drilling VI của Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã di chuyển đến khu vực Bertam thuộc Lô PM307 ngoài khơi Malaysia, để bắt đầu cung cấp chiến dịch khoan cho IPC Malaysia B.V (LUNDIN). Trước đó, giàn khoan tự nâng PV Drilling VI vừa kết thúc chiến dịch khoan 2 giếng khai thác cho Premier Oil tại mỏ Chim Sáo vào ngày 4/12/2017, đảm bảo tiến độ, an toàn và tiết kiệm chi phí cho khách hàng.

Tính đến thời điểm này, PV Drilling có 4/6 giàn cung cấp dịch vụ khoan tại thị trường nước ngoài như: Malaysia (PV Drilling III và VI), Algeria (PV Drilling XI), Thái Lan (PV Drilling I) và 1 giàn khoan tự nâng đang thực hiện dịch vụ cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"... Đây là thành công rất lớn của PV Drilling trong việc gia tăng hiệu suất sử dụng giàn khoan khi dịch vụ khoan dầu khí trong nước và khu vực đang gặp nhiều khó khăn do ảnh hưởng của giá dầu suy giảm. Đặc biệt, PV Drilling tiếp tục thực hiện chiến lược phát triển dịch vụ ra nước ngoài thông qua việc tham gia đấu thầu cung cấp giàn khoan và các dịch vụ kỹ thuật giếng khoan, khẳng định uy tín và năng lực cung cấp dịch vụ của PV Drilling trên thị trường quốc tế.

Thanh Hương

PVCFC phân phối sản phẩm kali Israel tại Việt Nam



Lễ ký Hợp đồng phân phối sản phẩm kali Israel tại Việt Nam giữa PVCFC và ICL Group. Ảnh: PVCFC

Ngày 6/12/2017, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đã ký Hợp đồng phân phối sản phẩm kali Israel tại Việt Nam với

Tập đoàn ICL. Sự kiện này đánh dấu mốc quan trọng trong chiến lược mở rộng hoạt động kinh doanh của PVCFC, trở thành đối tác tin cậy của các doanh nghiệp quốc tế.

Song song với việc ký kết hợp đồng phân phối với ICL, PVCFC đã ký hợp đồng tiêu thụ sản phẩm với 30 đại lý phân phối chiến lược để cung ứng sản phẩm kali Israel tại thị trường trong nước. Dự kiến trong năm 2018, PVCFC sẽ cung cấp 100.000 tấn kali Israel ra thị trường.

Bùi Hà

TIN THẾ GIỚI

BP xây dựng nhà máy dầu nhờn thứ 3 tại Trung Quốc



Hệ thống sản xuất dầu nhờn. Nguồn: Chemarc.com

Ngày 6/12/2017, BP thông báo kế hoạch xây dựng nhà máy dầu nhờn mới tại Trung Quốc nhằm đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng về dầu nhờn chất lượng cao của nước này. Đây sẽ là nhà máy dầu nhờn thứ

3 của BP tại Trung Quốc, có mức đầu tư lớn nhất trên toàn cầu, dự kiến khoảng 230 triệu USD.

Giám đốc điều hành BP Downstream, Tufan Erginbilgic cho biết việc xây dựng nhà máy này là cam kết về tăng cường tính

cạnh tranh của BP tại thị trường dầu nhờn và xây dựng chuỗi cung ứng bền vững tại Trung Quốc.

Nhà máy mới xây dựng trên diện tích hơn 150 nghìn m², công suất 200 nghìn tấn/năm, dự kiến bắt đầu được đưa vào hoạt động cuối năm 2021. Nhà máy cung cấp dầu nhờn cao cấp và chất phụ gia đặc biệt cho các ngành: vận tải, công nghiệp, hàng hải và hàng không; đặc biệt chú trọng đến các sản phẩm tổng hợp đảm bảo an toàn và hiệu suất cao hơn so với dầu nhờn thông thường.

Nhà máy này nằm trong Khu phát triển kinh tế - công nghệ Thiên Tân (TEDA) thuộc Tân Hải, sản xuất và kinh doanh dầu nhờn Castrol. Nhà máy dầu nhờn đầu tiên của BP đặt tại Thâm Quyến, tỉnh Quảng Đông vào năm 1998 và nhà máy thứ 2 tại Thái Thương, Tô Châu, tỉnh Giang Tô năm 2005.

Chi Linh (theo BP)

Yamal LNG vận chuyển chuyến hàng đầu tiên



Tàu LNG Christopher de Margerie. Nguồn: World Maritime News

Liên doanh Yamal LNG bắt đầu khai thác khí thiên nhiên tại mỏ South Tambey (trữ lượng xác minh khoảng 926 tỷ m³) và đưa tàu LNG đầu tiên Christopher de Margerie công suất 5,5 triệu tấn/năm vào hoạt động. Chuyến hàng đầu tiên được vận chuyển vào ngày 8/12/2017 xuất phát từ cảng Sabetta. Liên doanh có kế hoạch bổ sung 2 tàu LNG nữa, nâng

công suất lên 16,5 triệu tấn/năm. Dự kiến 2 tàu LNG sẽ được Liên doanh đưa vào hoạt động trong Quý III/2018 và Quý I/2019; đồng thời lắp đặt thêm 4 kho LNG có sức chứa 160.000m³.

Yamal LNG là liên doanh giữa NOVATEK (50,1%), Total SA (20%), CNPC (20%) và Silk Road Fund (9,9%).

Linh Chi (theo OGI)

NOVATEK MUA LẠI MỎ CHERNICHNOYE

Ngày 11/12/2017, tại Moscow, PAO NOVATEK và Mangazeya đã ký thỏa thuận về việc mua lại OOO Chernichnoye. Việc giao dịch dự kiến kết thúc vào đầu năm 2018.

OOO Chernichnoye sở hữu giấy phép thăm dò và khai thác mỏ Chernichnoye nằm gần với cơ sở hạ tầng của NOVATEK. Trữ lượng dầu khí ước tính khoảng 179 triệu thùng dầu quy đổi theo phân loại tài nguyên ở Liên bang Nga tính đến ngày 31/12/2016.

Chủ tịch Hội đồng Quản trị NOVATEK, ông Leonid Mikhelson cho biết chiến lược của doanh nghiệp là tập trung mua lại các mỏ sản xuất mới, để duy trì công suất chế biến trong thời gian dài và tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng, nâng cao giá trị kinh tế.

Chi Anh (theo NOVATEK)

Petrofac triển khai Dự án xử lý khí Khazzan giai đoạn 2



Nhà máy xử lý khí Khazzan. Nguồn: BP PLC

BP Oman và Petrofac Ltd. (Anh) vừa ký hợp đồng chia khóa trao tay cung cấp dịch vụ thiết kế, mua sắm, xây dựng và vận hành (EPCC) Dự án xử lý khí trung tâm giai đoạn 2 (Ghazeer) ở mỏ Khazzan, Oman.

Theo hợp đồng trị giá 800 triệu USD này, Petrofac sẽ cung cấp gas train thứ 3 có khả năng xử lý 500 triệu ft³ khí/ngày, nâng công suất chế biến của Dự án ổn định ở mức 1,5 tỷ ft³/ngày.

Phạm vi công việc của Petrofac cũng bao gồm cung cấp dịch vụ thiết kế, mua sắm, xây dựng và vận hành các tàu vận chuyển khí nén và khí hóa lỏng, cơ sở hạ tầng cũng như các công việc liên quan đến kết nối các công trình thuộc giai đoạn 1 và 2.

Trước đó, Dự án xử lý khí Khazzan giai đoạn 1 cũng do Petrofac thực hiện với giá trị hợp đồng 1,4 tỷ USD từ năm 2014, đã được đưa vào vận hành từ đầu năm 2017.

Giai đoạn 2 dự án Lô 61 của BP dự kiến khởi động vào năm 2020.

BP PLC là nhà điều hành các mỏ khí tại Lô 61 với 60% cổ phần, Công ty Thăm dò Khai thác Dầu Oman nắm giữ 40% cổ phần còn lại.

Linh Chi (theo BP)

ExxonMobil phát hiện dầu tại Lô EG-06 ngoài khơi Equatorial Guinea



Khai thác dầu khí tại Equatorial Guinea. Nguồn: Equatorialoil.com

ExxonMobil Corp. đã tiến hành khoan thăm dò và đang đánh giá tiềm năng thương mại giếng Avestruz-1, Lô EG-06 ngoài khơi Malabo, Equatorial Guinea.

Lô EG-06 nằm cạnh Lô B và EG-11, 2 lô sản xuất gần đây nhất của ExxonMobil trong khu vực này. Giếng Avestruz-1 nằm sát mỏ Zafiro của

ExxonMobil tại vùng biển phía Bắc của Equatorial Guinea. Hơn 1 tỷ thùng dầu đã được khai thác tại mỏ Zafiro kể từ năm 1996.

Tháng 5/2017, Mobil Equatorial Guinea đã ký hợp đồng 5 năm với GEPsing để tiếp tục vận hành và duy trì FPSO Serpentina tại mỏ Zafiro.

Chi Linh (theo OGI)

NA UY ĐÁNH GIÁ CÁC HỒ SƠ ĐẦU THẦU KHAI THÁC

Bộ Năng lượng và Dầu khí Na Uy đặt mục tiêu cấp giấy phép khai thác mới trong vòng cấp giấy phép thứ 24 trước mùa hè năm 2018. Vòng cấp phép này gồm 102 lô hoặc một phần của 9 lô nằm ở Biển Na Uy và 93 lô còn lại tại Biển Barent. Tính đến ngày 30/11/2017 đã có 11 công ty nộp đơn xin cấp phép khai thác.

Không có lô mới nào được đưa ra đấu thầu trong vòng cấp phép này. Các công ty có đơn xin cấp phép khai thác đang được xem xét gồm: AS Norske Shell, AkerBP ASA, Centrica Resources (Norge) AS, DEA Norge AS, Idemitsu Petroleum Norge AS, Kufpec Norway AS, Lundin Norway AS, OMV (Norge) AS, RN Nordic Oil AS, Statoil Petroleum AS và Wintershall Norge AS. Cục Dầu khí Na Uy (NPD) đang đánh giá các đơn xin cấp phép dựa trên chuyên môn kỹ thuật và hiểu biết địa chất tại khu vực mà các công ty quan tâm.

Chi Anh (theo OGI)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Diễn biến giá dầu khí

Ngày 12/12/2017, giá dầu WTI gần chạm mốc 58USD/thùng trong khi giá dầu Brent đạt trên 64USD/thùng - cao nhất kể từ tháng 6/2015, ngay sau khi Công ty Hóa dầu Ineos của Vương quốc Anh tuyên bố đóng cửa Hệ thống đường ống Forties do phát hiện ra vết nứt gãy.

Hệ thống đường ống Forties có công suất vận chuyển trung bình năm 2016 đạt khoảng 455.000 thùng dầu thô/ngày qua khoảng 85 mỏ dầu ở khu vực Biển Bắc, tương đương 50% sản lượng dầu của Anh. Massimo Di-Odoardo, chuyên gia phân tích khí và LNG của Wood Mackenzie Ltd., cho biết việc dừng hoạt động Hệ thống

đường ống Forties sẽ dừng sản xuất hơn 1,2 triệu ft^3 khí/ngày, tương đương khoảng 10% nhu cầu khí đốt của Anh. Ngoài ra, vụ nổ tại trung tâm đường ống khí đốt ở Baumgarten, Áo làm dừng hoạt động nhập khẩu khí từ Liên bang Nga vào Italia, lượng khí này chiếm hơn 30% nhu cầu khí đốt tại Italia. Các nhà phân tích cho biết tình trạng này có thể làm tăng khả năng thiếu hụt nguồn cung. Theo ông Di-Odoardo, mặc dù còn rất nhiều kho dự trữ trên khắp châu Âu nhưng nếu nguồn cung không được khôi phục trở lại thì giá dầu sẽ tăng mạnh.

Theo ông Andy Lipow, Chủ tịch Lipow Oil Associates, Hệ thống đường ống Forties đóng cửa dẫn đến

việc các nhà máy chế biến dầu khí châu Âu phải tìm kiếm các nguồn dầu thô thay thế, có thể làm tăng lượng dầu xuất khẩu của Mỹ. Vì vậy, giá dầu sẽ duy trì ở mức cao đến khi thời gian sửa chữa đường ống được xác định.

Trữ lượng dầu khí thế giới tăng cao trong năm 2017

Theo số liệu mới nhất của Oil & Gas Journal (OGJ), trong năm 2017, trữ lượng dầu thô xác minh toàn cầu đạt 1,651 nghìn tỷ thùng, trữ lượng khí đốt lên đến 6,95 triệu tỷ ft^3 . Gia tăng trữ lượng phần lớn diễn ra tại các nước thành viên Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC). Các nước ngoài OPEC có trữ lượng dầu thô giảm, trữ lượng khí đốt tăng. Số liệu này thu được từ kết quả phỏng vấn các công ty thăm dò dầu khí và số liệu công bố chính thức của từng quốc gia riêng sau chỉnh lý. Sản lượng dầu thô và condensate ước tính sơ bộ trong năm 2017 giảm nhẹ so với năm 2016.

Trữ lượng khí đốt của khu vực châu Á - Thái Bình Dương tăng khoảng 3% nhưng trữ lượng dầu thô giảm khoảng 1% xuống còn 45,62 tỷ thùng, chủ yếu do điều chỉnh giảm số liệu sau khi kiểm định ở các nước Indonesia, Thái Lan, Ấn Độ, Pakistan.

Theo Báo cáo thống kê dầu khí Ấn Độ năm 2016 - 2017, trữ lượng dầu thô tính đến ngày 1/4/2017 là 4,49 tỷ thùng, giảm từ 4,62 tỷ thùng vào năm 2016. Trữ lượng khí đốt tăng hơn 2 nghìn tỷ ft^3 (tcf), ước lượng khoảng 45,54tcf.

Theo số liệu mới nhất từ Tổng cục Dầu khí Indonesia, trữ lượng dầu thô của nước này giảm 8% so với năm 2016, trong khi trữ lượng khí đốt tăng 3% trong năm 2017. Tại Thái Lan, trữ lượng dầu thô giảm 12% và khí đốt giảm 6,5% so với năm 2016.

■ Hệ thống đường ống Forties của Ineos (kết nối hơn 80 mỏ dầu)

■ Đoạn đường ống bị hư hại



Hình 1. Bản đồ Hệ thống đường ống Forties và vị trí bị hư hại. Nguồn: Bloomberg

Theo Báo cáo Tài nguyên khoáng sản Trung Quốc năm 2017, trữ lượng dầu xác minh của nước này là 25,63 tỷ thùng, giảm nhẹ so với 2016, trong khi trữ lượng khí đốt tăng lên 4%, đạt 192tcf.

Khu vực trữ lượng dầu khí giảm nhiều nhất trên thế giới năm 2017 là Tây Âu với trữ lượng dầu thô giảm 8% và trữ lượng khí đốt giảm 3,6% so với năm 2016.

Trữ lượng xác minh dầu thô của Na Uy giảm 3,5%, đạt 6,37 tỷ thùng và trữ lượng khí đốt giảm 4% xuống còn 62,93tcf. Trữ lượng dầu thô - condensate, khí đốt của Đan Mạch cũng giảm lần lượt còn 439 triệu thùng và 454 tỷ ft³. Tại Anh, so với năm 2016, trữ lượng dầu thô xác minh năm 2017 từ mức 2,56 tỷ thùng giảm xuống mức 2,07 tỷ thùng, trữ lượng khí đốt từ mức 7,3tcf giảm còn 6,2tcf.

Ở Bắc Mỹ, trữ lượng khí đốt của Canada giảm gần 6% nhưng trữ lượng dầu thô tăng nhẹ trong năm 2017. Trữ lượng dầu thô truyền thống và condensate đạt 5,14 tỷ thùng và trữ lượng dầu phi truyền thống - dầu cát đạt 165,4 tỷ thùng.

Trữ lượng dầu thô của Mexico giảm 8,7%, còn 6,63 tỷ thùng và khí đốt giảm 18% còn 9,88tcf. Theo ước tính của OGJ, tổng trữ lượng dầu thô - condensate tại Mỹ vào cuối năm 2016 đạt mức 35,43 tỷ thùng và trữ lượng khí đốt tăng lên mức 310tcf.

Phần lớn các nước Mỹ Latinh (trừ Venezuela), trữ lượng dầu thô đều giảm trong khi trữ lượng khí đốt tăng giảm không đều ở các nước. So với năm 2016, trữ lượng dầu thô Brazil giảm 3% còn 12,63 tỷ thùng và khí đốt giảm 12,2% còn 13,32tcf. Tại Argentina, trữ lượng dầu thô giảm 1% trong khi khí đốt tăng 6,4%.

Hiện nay, OPEC có 14 nước thành viên. Equatorial Guinea trở thành thành viên đầy đủ từ ngày

25/5/2017. Theo thống kê, tổng trữ lượng xác minh dầu thô của các nước trong khối ở mức 1.217 tỷ thùng, tăng 7,8 tỷ thùng so với năm 2016; trữ lượng khí đốt đạt 3.380tcf, tăng 33tcf. Trữ lượng dầu thô của Venezuela năm 2017 đạt 302,25 tỷ thùng, khí đốt tăng 1,34tcf so với 2016, lên mức 202,69tcf. Trữ lượng dầu thô của Saudi Arabia giảm còn 266,2 tỷ thùng, khí đốt tăng lên mức 304,38tcf. So với trữ lượng dầu khí toàn thế giới, hiện nay trữ lượng dầu của OPEC ở mức 73,7% và trữ lượng khí đốt chiếm 48,6%.

Sản lượng khai thác dầu thô năm 2017

Theo OGJ, sản lượng khai thác dầu thô của OPEC năm 2017 đạt trung bình 32,41 triệu thùng/ngày. Sản lượng giảm chủ yếu tại các nước Saudi Arabia, Venezuela, Kuwait và UAE theo thỏa thuận đầu năm giữa OPEC và Liên bang Nga về cắt giảm sản lượng để khôi phục giá dầu.

Sản lượng của Nga năm 2017 đạt trung bình 11 triệu thùng/ngày, tăng từ mức 10,92 triệu thùng/ngày trong năm 2016. Ngoài Gazprom, các công ty dầu khí tại Liên bang Nga đều thực hiện cắt giảm sản lượng. Sản lượng dầu thô và condensate của Kazakhstan tăng hơn 100.000 thùng/ngày trong khi sản lượng dầu thô của Azerbaijan tiếp tục giảm 10% hàng năm từ năm sau so với cùng kỳ năm trước.

Sản lượng dầu thô của Anh năm 2017 tăng nhờ mỏ Schiehallion của BP và mỏ Kraken của Enquest mới đưa vào khai thác sau giai đoạn phát triển mỏ.

Theo OGJ, sản lượng Mỹ tăng 4,2% trong năm 2017, đạt trung bình 9,23 triệu thùng/ngày mặc dù một số giếng khai thác ở bang Texas bị phá hủy do bão.

Sản lượng của Canada trong

năm 2017 tăng 5,7% từ mức thấp vào năm 2016 do nhiều giếng khai thác ở Alberta phải đóng sau nạn cháy rừng. Sản lượng của Brazil tăng mạnh trong năm 2017, đặc biệt tại mỏ Lula. Sản lượng của Argentina năm 2017 giảm khoảng 33.000 thùng/ngày so với năm 2016. Sản lượng của Mexico giảm khoảng 7% do bão mạnh tại vịnh Mexico trong năm 2017.

Hoạt động chào thầu 2018 và mua bán tài sản dầu khí

Iraq: Bộ Dầu mỏ Iraq mời các công ty dầu khí quốc tế tham gia đấu thầu 9 lô gần kề biên giới Iran - Kuwait và 1 lô ở thềm lục địa phía Nam thuộc vịnh Persian, lô ngoài khơi đầu tiên được đưa ra đấu thầu của Iraq. Các lô thăm dò bao gồm lô Basra, Mount Sinam và mỏ Faw, tại khu vực giáp với biên giới Kuwait, lãnh thổ Iraq, thuộc địa phận của nhiều tỉnh bao gồm Basra, Maysan, Muthana, Wasit và Diyala.

Bộ trưởng Jabba cho biết đã bổ sung các điều khoản và điều kiện cho các hợp đồng dịch vụ từ các vòng gọi thầu trước đây để đạt được các mục tiêu sản xuất cũng như hạ thấp chi phí đầu tư và điều hành, nhưng chưa cho biết chi tiết sự khác nhau giữa các điều khoản mới và cũ. Bên cạnh đó, phần lớn các điểm bổ sung vào các hợp đồng dịch vụ của Iraq sẽ áp dụng cho tất cả các pha từ thăm dò, phát triển mỏ đến khai thác các phát hiện mới.

Việc phân loại chất lượng hợp đồng sẽ được thông báo vào ngày 31/5/2018, đồng thời cũng sẽ mở đợt gọi thầu mới trong ngày này.

Iraq hiện khai thác 4,5 triệu thùng/ngày, trong đó có 3,37 triệu thùng/ngày được khai thác từ 7 mỏ dầu lớn và sử dụng các hợp đồng dịch vụ của các đối tác nước ngoài. Theo Tập đoàn đầu tư Dầu khí Arab (APICORP), chính phủ Iraq muốn đạt

sản lượng 6 triệu thùng/ngày vào năm 2020, nhưng các nhà sản xuất nước ngoài ít quan tâm đến mục tiêu này. Các hợp đồng dịch vụ của Iraq ít chú ý đến việc phát triển các mỏ có biên lợi nhuận trong khoảng 1,15 - 2USD/thùng.

Anh: Vòng cấp phép lần thứ 30 của nước Anh đã thu hút được 96 đơn xin dự thầu cho 239 lô đã trưởng thành trên thềm lục địa của nước Anh. Vòng gọi thầu này có diện tích 28.257.280 mẫu Anh trong khu vực phía Nam, trung tâm và phía Bắc của Biển Bắc, khu vực phía Tây của Shetland và Biển Đông Irish. Cuộc đấu thầu bao gồm "hợp đồng sáng kiến" mới của Cơ quan Quản lý Dầu khí (Oil and Gas Authority - OGA). OGA sẽ cấp phép cho những nhà dự thầu thành công trong Quý II/2018. Vòng cấp phép thứ 31 dự kiến được đưa ra vào giữa năm 2018.

Uzbekistan: Tổ hợp các nhà đầu tư gồm Gas Project Development Central Asia AG, Altmax Holding Ltd. và Uzneftgazdobycha có kế hoạch phát triển mỏ khí mang tên "25 năm ngày độc lập" ở vùng Surkhandarya, miền Nam Uzbekistan. Tổ hợp đã thành lập Công ty Surhan Gas Chemical Operating Co. để điều hành các đề án PSA dầu khí, quản lý công tác phát triển mỏ. Mỏ "25 năm ngày độc lập" sẽ trở thành cơ sở cung cấp nguyên liệu thô cho liên hợp hóa học khí đốt ở Surkhandarva để sản xuất polyethylene, polypropylene và lưu huỳnh. Công nghệ chuyển hóa khí sẽ đủ sâu để sản xuất olefins (ethylene glycol, cao su, polyethylene terephthalate và các sản phẩm khác). Đề án sẽ hoạt động trong 35 năm và chi phí ước tính khoảng 2 tỷ USD.

Kuwait Petroleum Co. thành lập một công ty con mang tên Kuwait Integrated Petroleum Industries Co. (KIPIIC) và ký hợp

đồng với W.R. Grace & Co. để cung cấp giấy phép công nghệ cho nhà máy sản xuất polypropylene ở miền Nam Kuwait. Grace sẽ cấp giấy phép sử dụng công nghệ xử lý Unipol PP và cung cấp chất xúc tác nonphthalate CONSISTA thế hệ thứ 6 cho nhà máy có công suất 940.000 tấn polypropylene/năm, gồm homopolymer, random copolymer và nhựa impact copolymer thermoplastic. Nhà máy sản xuất polypropylene sẽ bắt đầu hoạt động trong năm 2023.

Ấn Độ: Một liên doanh gồm Indian Oil Corp. Ltd., Hindustan Petroleum Corp. Ltd. và Bharat Petroleum Corp. Ltd., Ratnagiri Refinery & Petrochemicals Ltd. đang lên kế hoạch xây dựng một liên hợp lọc hóa dầu công suất 1,2 triệu thùng/ngày tại Babulwadi, quận Ratnagiri trên bờ biển Maharashtra cách Mumbai 170 dặm về phía Nam.

Na Uy: Statoil AS sẽ trở thành nhà điều hành mỏ dầu khí Martin Linge và phát hiện Garantiana ngoài khơi Na Uy sau khi mua lại quyền lợi, tài sản của Total S.A với giá 1,45 tỷ USD. Giao dịch đang chờ chính phủ Na Uy phê chuẩn với tỷ lệ mua là 51% quyền lợi tại mỏ Martin Linge và 40% quyền lợi tại phát hiện Garantiana. Mỏ Martin Linge có trữ lượng thu hồi 300 triệu thùng dầu quy đổi và một giàn đầu giếng ở vùng nước sâu 115m. Công việc khai thác mỏ đã bị hoãn lại tới năm 2018 do tai nạn xảy ra tại xí nghiệp đóng tàu của Samsung Heavy Industries ở Hàn Quốc, nơi đang xây dựng các công trình phần trên của giàn khai thác.

Một giàn jacket đang có mặt tại mỏ và tàu chứa nổi sẽ chứa dầu thô, condensate khai thác để chuyển vào các tàu chở dầu. Một đường ống sẽ vận chuyển khí tới đường ống dẫn khí Frigg của Anh.

StatOil sẽ điều hành các hoạt động từ xa, thiết bị kiểm soát đặt trên đất liền được nối tới mỏ bằng một dây cáp dài 160km. Mỏ được trang bị hệ thống cất khí CO₂ 200.000 tấn/ngày, phát thải từ hoạt động khai thác và từ tầng chứa dầu khí dưới sâu.

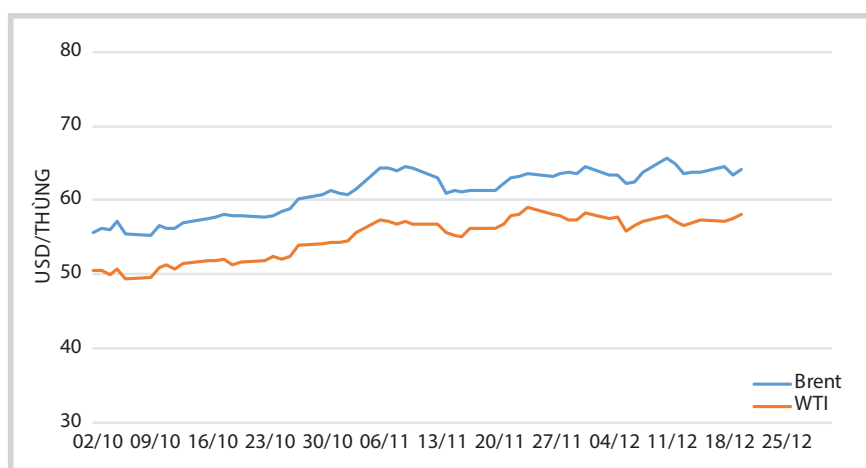
Hoạt động lọc dầu châu Mỹ và châu Phi

Các doanh nghiệp lọc dầu Bắc Mỹ, gồm Mỹ, Canada, Mexico tiếp tục mở rộng công suất, nâng cao hiệu quả lọc dầu, tối ưu hóa khả năng xử lý các loại dầu nguyên liệu, đa dạng và nâng cao giá trị sản phẩm...

Tập đoàn Dầu khí Marathon ký hợp đồng với Fluor để cung cấp công nghệ và mua sắm thiết bị (EP) cho các đề án lọc dầu lớn ở Galveston Bay với công suất 459.000 thùng/ngày và ở Texas City với công suất 86.000 thùng/ngày.

Hai dự án trên sẽ sản xuất các loại xăng từ dầu thô nguyên liệu có chứa hàm lượng lưu huỳnh cao, đáp ứng các tiêu chuẩn môi trường của Mỹ. Tập đoàn Fluor đã ký hợp đồng cung cấp công nghệ và mua sắm thiết bị cho một phân xưởng mới và hiện đại hóa một số phân xưởng hiện có. Chương trình South Texas Asset Repositioning (STAR) có tổng mức đầu tư 1,5 tỷ USD giúp mở rộng khả năng xử lý và sản xuất diesel có hàm lượng lưu huỳnh cực thấp, nâng cấp dầu cặn thành sản phẩm chất lượng cao. Việc tích hợp các nhà máy lọc dầu vào một liên hợp còn cho phép Marathon giảm chi phí sản xuất và giảm giá thành sản phẩm.

Marathon đã hoàn thành giai đoạn 1 của chương trình STAR vào năm 2016 tại nhà máy lọc dầu ở Galveston Bay cùng với đề án nâng cao khả năng chuyển đổi dầu cặn thành các sản phẩm nhẹ tăng thêm 20.000 thùng/ngày. Chương trình STAR sẽ hoàn tất vào năm 2021, theo đó hình thành Liên hợp lọc dầu Galveston Bay - Texas City với công suất lọc dầu thô 585.000 thùng/ngày, xử lý cặn 142.100 thùng/ngày, catalytic



Hình 2. Diễn biến giá dầu giao ngay Quý IV/2017. Nguồn: EIA

cracking - hydrocracking 258.400 thùng/ngày, alkylation 52.800 thùng/ngày và aromatics 33.800 thùng/ngày.

Một hợp đồng dài hạn được giao cho Praxair Inc. để cung cấp hydro cho để sản xuất diesel có hàm lượng lưu huỳnh siêu thấp (ULSD) tại nhà máy lọc dầu ở Garyville, LA. Để án này được Marathon đưa vào kế hoạch năm 2018, có tổng mức đầu tư 120 triệu USD và giúp doanh nghiệp này tăng sản lượng sản xuất diesel có hàm lượng lưu huỳnh siêu thấp 10.000 thùng/ngày. Bên cạnh đó, Marathon cũng dành 220 triệu USD để nâng cấp phân xưởng cracking xúc tác (FCC) của nhà máy lọc dầu Garyville giúp đẩy mạnh sản xuất alkylate và các sản phẩm nhẹ.

Ở Nam Mỹ, Empresa Nacional del Petroleo (Enap) ký hợp đồng với Fluor Corp. để triển khai để án nâng cao hiệu quả bảo vệ môi trường của Nhà máy lọc dầu Bio Bio công suất 116.000 thùng/ngày tại Chile. Fluor sẽ cung cấp dịch vụ để xử lý khí còn sót lại trong các phân xưởng FCC, giúp giảm phát thải khí thải, bao gồm thiết bị tạo hơi khí bẩn, tháp lọc khí khô và xưởng xử lý làm sạch khí phát thải.

Chính phủ Venezuela và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Venezuela (PDVSA) yêu cầu các công ty khai thác dầu ở vành đai Orinoco phải

xây dựng nhà máy lọc dầu công suất 209.000 thùng/ngày để nâng cấp dầu nặng lên thành dầu có tỷ trọng trung bình để vận chuyển bằng tàu chuyên dụng đến các nhà máy lọc dầu Mỹ để lọc tiếp. Naphtha thu hồi tại nhà máy được bán lại cho PDVSA làm chất pha loãng dầu thô thương mại của Venezuela.

Ở châu Phi, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Nigeria (NNPC) thông báo kế hoạch tiến hành một chương trình có giá trị đầu tư 500 triệu USD nhằm hiện đại hóa và nâng cấp các nhà máy lọc hóa dầu quốc doanh, bắt đầu từ năm 2017. Chương trình này là một phần chiến lược đáp ứng nhu cầu xăng dầu và các sản phẩm hóa dầu trên thị trường nội địa, giúp giảm dần mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu các hàng hóa trên.

Chương trình có mục đích cải tổ NNPC, thu hút đầu tư tư nhân và thành lập các liên doanh để thực hiện kế hoạch hiện đại hóa 4 nhà máy lọc dầu quốc doanh của Nigeria, nâng công suất của các nhà máy này từ 60% năm 2017 lên 80% vào cuối năm 2018.

Cơ quan Phát triển và Thương mại Mỹ (US Trade and Development Agency - USTDA) đã bảo đảm cung cấp 1 triệu USD cho Eko Petrochem & Refining Co. Ltd., một tổ chức tư nhân để thực hiện một để án nghiên

cứu khả thi giúp khuyến nghị các công nghệ và phát triển kế hoạch triển khai xây dựng một nhà máy lọc dầu 20.000 thùng/ngày trên đảo Tomaro ở thủ đô Lagos, trong lúc PT Intim Perkasa Nigeria Ltd., một chi nhánh của PT Intim Perkasa, Jakarta cũng dự định xây dựng một nhà máy lọc dầu công suất 10.000 thùng/ngày ở bang Akwa Ibom của Nigeria.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Algeria Sonatrach SPA đã ký hợp đồng với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Trung Quốc (CNPC), một chi nhánh của Tập đoàn Xây dựng và Công nghệ Dầu khí Trung Quốc (China Petroleum Engineering & Construction Corp.) lập để án xây dựng lại và mở rộng Nhà máy lọc dầu Algiers công suất 2,7 triệu tấn/năm, theo OGJ ngày 5/6/2017. Thời hạn hợp đồng kéo dài 21 tháng bao gồm nhiệm vụ phục hồi các hoạt động của nhà máy để tăng khả năng sản xuất lên thêm 30%.

Hiệp hội Lọc dầu Quốc gia Sonara (Societe' Nationale de Raffinage SA) của Cameroon cũng ký hợp đồng với Suez SA, Sogea Satom và Ingenica của Pháp để cung cấp công nghệ, kỹ thuật và xây dựng cho để án hiện đại hóa cũng như mở rộng khả năng sản xuất của nhà máy xử lý công suất 2,1 triệu tấn/năm ở Limbe.

Để bảo đảm hiệu quả kinh tế, các nhà máy lọc dầu cần chọn lựa công nghệ hiện đại, nghiên cứu cải tiến công nghệ trong quá trình hoạt động và nâng cao hiệu quả quản lý sản xuất giúp giá thành sản phẩm lọc thấp nhất với chất lượng sản phẩm tốt nhất, đủ sức cạnh tranh trên thị trường trong xu thế toàn cầu hóa và hiện đại hóa.

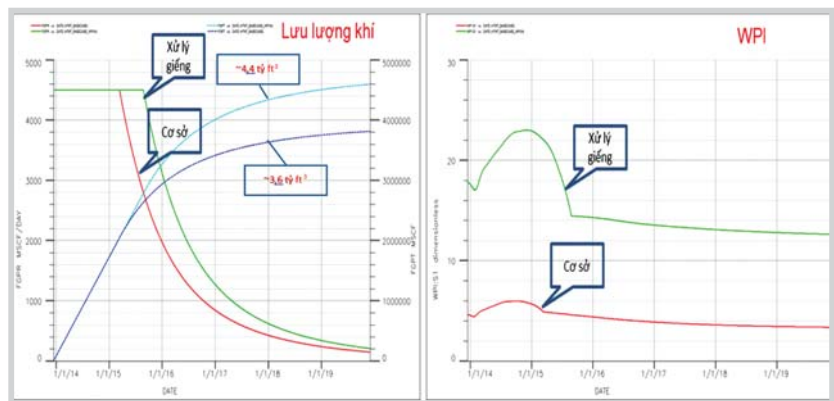
Ngọc Toàn - Tuấn Anh (giới thiệu)

Nghiên cứu đặc thù vỉa chứa và tối ưu khai thác các mỏ khí condensate tại bể Nam Côn Sơn

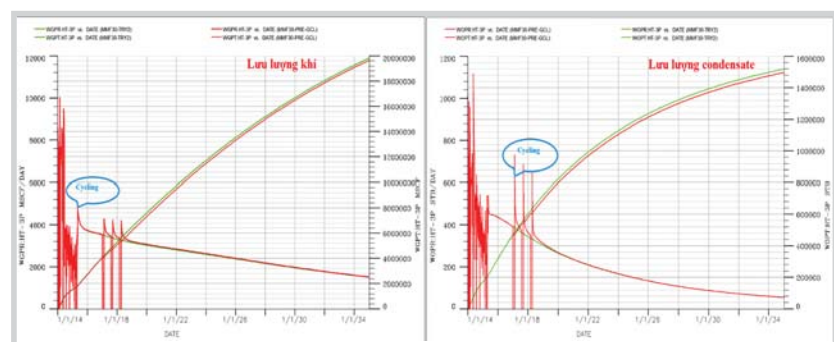
Hiện tượng ngưng tụ condensate trong vỉa (condensate banking), đặc biệt là tại vùng cận đáy giếng khai thác, xuất hiện khi áp suất vỉa thấp hơn áp suất ngưng tụ của hệ hydrocarbon. Lúc này, condensate tách ra khỏi pha khí và ngưng tụ tại vùng xung quanh đáy giếng làm giảm độ thấm khí của đá chứa ở vùng cận đáy giếng, gây cản trở dòng khí vào giếng, giảm chỉ số khai thác của giếng dẫn đến sụt giảm sản lượng. Hiện tượng ngưng tụ pha lỏng (condensate và nước) trong giếng và hệ thống khai thác gây ảnh hưởng đến dòng chảy trong giếng, tạo các nút chất lỏng chặn dòng chảy của khí từ đáy giếng lên miệng giếng dẫn đến giảm sản lượng khai thác. Ngoài ra, condensate ngưng tụ trong vỉa, trong hệ thống khai thác sẽ làm giảm lượng condensate có thể thu hồi được trong bình tách dẫn đến giảm hiệu quả kinh tế.

Để giải quyết tình trạng này, Bộ Công Thương đã giao Viện Dầu khí Việt Nam chủ trì thực hiện đề tài: “Nghiên cứu đặc thù vỉa chứa và tối ưu khai thác các mỏ khí condensate tại bể Nam Côn Sơn” cùng với sự phối hợp chặt chẽ của Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông và Trường Đại học Dầu khí Việt Nam. Đây là nghiên cứu thuộc “Chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm về công nghệ khai thác và chế biến khoáng sản” thực hiện Đề án “Đổi mới và hiện đại hóa công nghệ trong ngành công nghiệp khai khoáng đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025”.

Với đối tượng nghiên cứu là các mỏ khí condensate tại bể Nam Côn Sơn, Chủ nhiệm KS. Lê Vũ Quân - Trưởng Phòng Công nghệ Khoan và Khai thác, Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam và các cộng sự đã tập trung nghiên cứu đặc điểm địa chất của khu vực nghiên



Hình 1. Hiệu quả giải pháp nút vỉa thủy lực trên mô hình mỏ



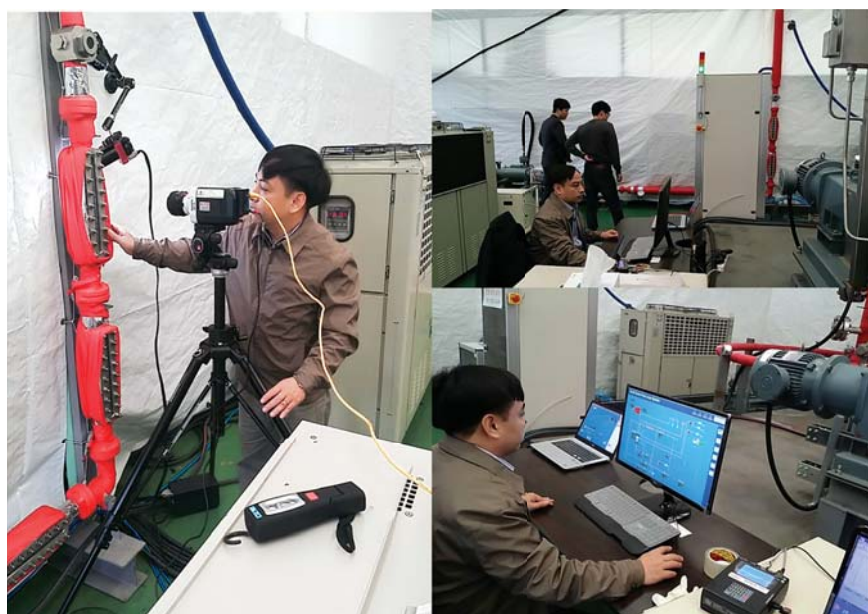
Hình 2. Hiệu quả giải pháp tuần hoàn khai thác-bơm ép trên mô hình mỏ

cứu; cơ chế và nguyên nhân của quá trình ngưng tụ condensate trong vỉa, ngưng tụ pha lỏng trong giếng và hệ thống khai thác; xây dựng các mô hình thủy động lực học mô phỏng vỉa chứa, mô hình mô phỏng giếng khai thác, mô hình mô phỏng hệ thống thu gom... Trên cơ sở kết quả nghiên cứu kết hợp với phân tích, đánh giá hiện trạng hệ thống thiết bị khai thác của các mỏ khí condensate tại mỏ Hải Thạch, nhóm tác giả đã đề xuất các giải pháp tối ưu hóa công nghệ - thiết bị khai thác, gia tăng sản lượng khai thác cho các mỏ khí condensate tại bể Nam Côn Sơn.

Kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả cho thấy đặc điểm địa chất, cấu kiến tạo, cơ chế nhiệt áp của bể Nam Côn Sơn có các điều kiện thuận lợi cho việc hình thành các tích tụ khí và condensate lớn trong

các vỉa carbonate tuổi Miocene giữa, vỉa cát kết turbidite tuổi Miocene muộn và các vỉa cát kết có tuổi từ Miocene sớm đến Pliocene. Kết quả nghiên cứu cho thấy hiện tượng ngưng tụ condensate, lắng đọng thành phần lỏng đã xuất hiện tại một số giếng thuộc mỏ Hải Thạch và cụm mỏ Rồng Đồi - Rồng Đồi Tây. Hiện tượng này đã làm giảm độ thấm của đá chứa, gây bít nhét trong các lỗ rỗng, giảm khả năng dịch chuyển của dòng khí từ vỉa, là nguyên nhân dẫn đến giảm sản lượng khai thác.

Nhóm tác giả đã phân tích, đánh giá đặc tính đá chứa, đặc tính và thành phần chất lưu, đặc điểm nhiệt độ, áp suất các mỏ khí condensate tại bể Nam Côn Sơn và đã lựa chọn được vỉa MMF30 tuổi Miocene giữa mỏ Hải Thạch để thực hiện các nghiên cứu chuyên sâu.



Hình 3. Nhóm tác giả hợp tác với các chuyên gia Hàn Quốc thực hiện các thí nghiệm tại Viện Khoa học Công nghệ Kỹ thuật Hàn Quốc (KITECH)

Nhóm tác giả đã tiến hành thực nghiệm mô phỏng dòng chảy đa pha trong giếng khai thác và trong hệ thống thu gom tại Phòng thí nghiệm của Viện Nghiên cứu Công nghệ Hàn Quốc (KITECH) với các thông số đầu vào phù hợp với thực tế khai thác. Kết quả thực nghiệm đã làm sáng tỏ mối quan hệ giữa vận tốc (lưu lượng khai thác) với gradient áp suất, góc nghiêng của giếng là yếu tố ảnh hưởng chính đến hiện tượng ngưng tụ condensate.

Kết quả xây dựng và nghiên cứu mô hình mô phỏng dòng chảy trong giếng (giếng HT-3P) và hệ thống khai thác (trên giàn đầu giếng HT-WHP) cho thấy các yếu tố như sự thay đổi của nhiệt độ, sự thay đổi của áp suất và lưu lượng khai thác ảnh hưởng lớn đến khả năng ngưng tụ lỏng trong giếng và trong hệ thống thu gom.

Từ kết quả thực nghiệm và kết quả nghiên cứu mô hình mô phỏng dòng chảy trong giếng, nhóm tác giả đã xác định được lưu lượng khai thác tới hạn cho giếng HT-3P, đồng thời đề xuất giải pháp cho các

giếng khai thác tập vỉa MMF30 mỏ Hải Thạch là lắp đặt ống gia tốc với đường kính 27inch nhằm làm giảm lưu lượng khai thác tới hạn, từ đó gia tăng sản lượng khai thác của giếng lên đáng kể.

Từ kết quả nghiên cứu mô hình thủy động lực học, các giải pháp về công nghệ và chế độ khai thác của nhóm tác giả đề xuất áp dụng cho tập vỉa MMF30 là nứt vỡ vỉa thủy lực, khoan giếng ngang và khai thác tuần hoàn kết hợp bơm ép chu kỳ. Kết quả nghiên cứu cho thấy, các giải pháp trên góp phần gia tăng sản lượng khai thác khí hàng năm lần lượt là 11,1%/năm cho nứt vỉa thủy lực, 19,3%/năm cho khoan giếng ngang và 0,5%/năm đối với giải pháp khai thác tuần hoàn kết hợp bơm ép chu kỳ.

Đồng thời, nhóm tác giả đã đề xuất một số giải pháp công nghệ và thiết bị khai thác phù hợp nhằm phòng chống và giảm thiểu sự ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ condensate trong vỉa và trong hệ thống khai thác.

Đối với hiện tượng ngưng tụ condensate khu vực cận đáy giếng,

Tại bể Nam Côn Sơn, các mỏ/cụm mỏ đang khai thác chính gồm: Hải Thạch - Mộc Tinh, Lan Tây - Lan Đỏ và Rồng Đồi - Rồng Đồi Tây. Sản lượng khai thác trung bình của các cụm mỏ này lên đến trên 700 triệu ft³ khí/ngày, cung cấp nguồn năng lượng chính phục vụ phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

giải pháp ưu tiên là nứt vỉa thủy lực trong vỉa cát kết và xử lý acid cho vỉa carbonate. Giải pháp khoan giếng ngang hoặc giếng có góc nghiêng lớn cũng cần được xem xét tùy đặc điểm cụ thể của vỉa chứa. Ngoài ra, các giải pháp như đóng giếng khai thác định kỳ, bơm ép tuần hoàn khí khô, bơm ép hóa chất/dung môi cũng cần xem xét dựa trên điều kiện thực tế mỏ, hệ thống thiết bị và yếu tố kinh tế.

Đối với hiện tượng lắng đọng pha lỏng trong lòng giếng, việc tính toán tối ưu kích thước cột ống khai thác và góc nghiêng của giếng tại vỉa chứa là ưu tiên hàng đầu ngay từ giai đoạn thiết kế khai thác. Các giải pháp khác như: lắp đặt ống gia tốc, sử dụng bơm thủy lực, bơm điện chìm, bơm ép chất tạo bọt... cần xem xét dựa trên điều kiện thực tế của mỏ, hệ thống thiết bị và yếu tố hiệu quả kinh tế.

Đối với hiện tượng lắng đọng pha lỏng trong hệ thống thu gom, các giải pháp được đề xuất theo thứ tự ưu tiên như: bơm methanol, lắp đặt ống gia nhiệt. Ngoài ra, cần có các nghiên cứu chuyên sâu đối với từng mỏ cụ thể nhằm tối ưu hệ thống xử lý như: hệ thống bình tách, hệ thống xử lý chất lỏng, hệ thống làm nóng và làm mát, hệ thống làm khô khí, hệ thống ngưng tụ, máy nén khí...

Quang Minh (giới thiệu)

VÀI SUY NGHĨ VỀ HỆ TẦNG CRETACEOUS YÊN CHÂU VÙNG MỘC CHÂU - SƠN LA

Hệ tầng trầm tích màu đỏ tuổi Cretaceous phân bố rộng ở vùng Tây Bắc Việt Nam. Trầm tích hệ tầng được xác định là trầm tích lục địa, có liên hệ với trầm tích màu đỏ cùng tuổi Cretaceous ở Lào, Campuchia, Thái Lan, Trung Quốc (Vân Nam). So với các vùng khác, trầm tích màu đỏ hệ tầng Yên Châu ở thung lũng Yên Châu thuộc huyện Yên Châu, tỉnh Sơn La được nghiên cứu nhiều về trầm tích (tác giả Lê Thị Nghinh 1983, 1996), kiến tạo (tác giả Tapponier 1998), cổ từ (tác giả Trần Văn Trị 2006)... Đường 6 chạy dọc thung lũng Yên Châu, taluy dọc quốc lộ 6 lộ rất rõ nơi tiếp xúc của hệ tầng với đá vôi Triassic hệ tầng Đồng Giao. Thành phần trầm tích của hệ tầng này theo hướng Tây Bắc: phân dị từ cuội kết, cát kết màu đỏ, cát - bột xen kẽ, nhiều vết gợn sóng trên mặt các lớp cát, bột kết màu đỏ. Ở huyện Yên Châu trong cát kết còn thấy vết in lá thực vật bí tử và ốc nước ngọt *Helix* tạm xác định tuổi Cretaceous (?) (tác giả Lê Thanh Hựu, Vũ Xuân Lực 2003).

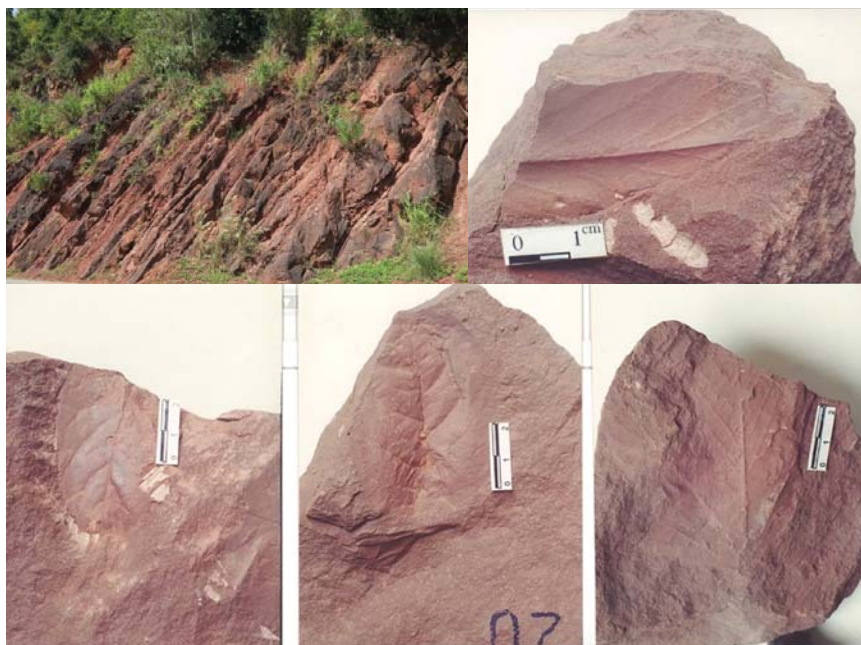
Qua quan sát kết hợp với bản đồ địa chất có thể xác định đoạn từ phố huyện Mộc Châu đến đỉnh Pha Luông là các trầm tích màu đỏ (cát kết?) của hệ tầng Yên Châu tuổi Cretaceous.

Một số vấn đề cần trao đổi về hệ tầng Yên Châu:

Nên xem xét lại tuổi Cretaceous của hệ tầng này vì có những hóa đá mang nhiều yếu tố Đệ Tam. Ở Pu Sam Cáp, huyện Yên Châu năm 1977 đã xác định một tập hợp hóa thạch (tác giả Bùi Phú Mỹ 1970) trong trầm tích sét, bột đen ở Pu Sam Cáp khi làm bản đồ địa chất Việt Nam phần miền Bắc tỷ lệ 1/1.000.000. Các hóa thạch thực vật gồm: *Ulmus longifolia*, *U. carpinoides*, *Laurus similis*, *Betula*,



Thung lũng Yên Châu



Hóa đá thực vật trong cát kết màu đỏ hệ tầng Yên Châu

Ficus beauvieri, *Arundo*, *Alnus*, *Saballites*, *Potamegaton* và *mollusca* nước ngọt: *Unio*. Tác giả Bùi Phú Mỹ, Trịnh Đánh cho rằng đó là thực vật Kainophyta - xuất phát từ cuối Cretaceous. Sau này trong các giếng khoan sâu ở miền vông Hà Nội cũng thấy rất nhiều dạng hóa thạch trên trong hệ tầng Đình Cao Oligocene, Phủ Cừ Miocene giữa và Cổ Phúc - Yên Bái tuổi Oligocene cùng với phân tích bào tử phấn hoa. Vậy có nên tách phần chứa hóa đá của hệ tầng này ở Pu Sam Cáp thành phân vị riêng?

Nếu là trầm tích lục địa thì cần giải thích sự thành tạo các lớp muối

mỏ, thạch cao và nước ngầm của vùng này trong hệ tầng Yên Châu nhiễm mặn (TS. Cao Thế Dũng); nếu trầm tích màu đỏ hệ tầng Yên Châu trong môi trường nước mặn, biển nông... thì màu đỏ hình thành như thế nào và từ khoáng vật gì? Trong các báo cáo của tác giả Đỗ Văn Hân (Đoàn 36C cũ) khi nghiên cứu asphalt vùng Nậm Ún - Sài Lương, Sơn La cũng đã nói đến chuyện nước vùng Mường La rất mặn NaCl. Nếu hệ tầng Yên Châu được thành tạo trong môi trường biển nông, nước mặn thì có thể tìm thấy hóa thạch bò sát thuộc giống/loài nào?

Phan Huy Quỳnh