

Dầu Khí



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

■ SỐ 3 - 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 Đang

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

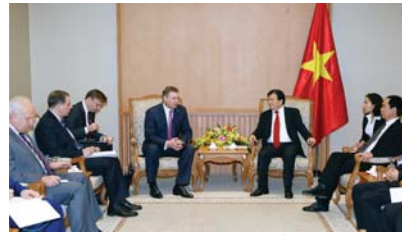
Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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

Ảnh bìa: Khu công nghệ chính Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Ảnh: PV GAS

TIỂU ĐIỂM

TẠO ĐIỀU KIỆN ĐỂ PETROVIETNAM VÀ ZARUBEZHNEFT HỢP TÁC HIỆU QUẢ



Phó Thủ tướng Chính phủ Việt Nam và Liên bang Nga đang họp tại Thủ tướng Chính phủ để thảo luận về hợp tác năng lượng.

Theo Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đình Dũng, để tạo điều kiện cho việc hợp tác giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có ý nghĩa rất quan trọng và có thể hợp tác hiệu quả trong việc thực hiện các dự án đầu tư chung.

Ngay 16/3/2017, tại Trụ sở Chính phủ, Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đình Dũng đã tiếp Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey Ikonnikov đang có chuyến thăm, làm việc tại Việt Nam. Tham dự buổi làm việc với Phó Thủ tướng Chính phủ có Thủ tướng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Sergey Yur'yev.

Phó Thủ tướng Chính phủ khẳng định, lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí là thế mạnh trong nhiều lĩnh vực hợp tác giữa Việt Nam và Liên bang Nga. Trong thời gian qua, Chính phủ hai nước luôn tạo mọi điều kiện để hợp tác giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hoạt động hiệu quả, góp phần quan trọng vào sự phát triển kinh tế - xã hội của Việt Nam và Liên bang Nga.

Phó Thủ tướng Chính phủ Trần Đình Dũng đánh giá cao mong muốn của Zarubezhneft trong việc tiếp tục tăng cường đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam, đồng thời mong muốn Zarubezhneft tiếp tục mở rộng thăm dò, tìm kiếm trữ lượng, khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam.

Phó Thủ tướng nhấn mạnh, dự án hợp tác dầu khí giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có ý nghĩa rất quan trọng về mặt chính trị, kinh tế, kỹ thuật và thể chế năng cao hiệu quả đầu tư vào các dự án thăm dò, khai thác, phân loại các dự án đầu tư để ưu tiên thực hiện các dự án có hiệu quả, ít rủi ro, gần tiến độ triển khai các dự án đầu tư thực sự cấp bách... Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí

TIỂU ĐIỂM

HỘI NGHỊ THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2017: THÁCH THỨC GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG VÀ SẢN LƯỢNG KHAI THÁC

Tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tập trung phân tích các khó khăn, thách thức, rút ra các bài học kinh nghiệm và thảo luận các giải pháp cụ thể nhằm thực hiện thành công kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2017 và định hướng mục tiêu, nhiệm vụ cho giai đoạn 2018 - 2020.



Phó Thủ tướng Chính phủ Việt Nam và các đại biểu đang tham dự Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2017.

Ngay 23/3/2017, tại TP. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí năm 2017 nhằm tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí năm 2016, phương hướng triển khai nhiệm vụ và các giải pháp thực hiện thành công kế hoạch năm 2017 và định hướng giai đoạn 2018 - 2020.

Phát biểu khai mạc Hội nghị, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Nguyễn Quốc Thập cho biết, giai đoạn đầu năm 2017, công tác thăm dò, khai thác dầu khí trong năm 2017 và định hướng mục tiêu, nhiệm vụ cho giai đoạn 2018 - 2020. Hội nghị đã thảo luận về các khó khăn, thách thức và giải pháp thực hiện trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí trong giai đoạn 2016 - 2020, đánh giá tình hình đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ra nước ngoài, kế hoạch năm 2017 và xu hướng đến năm 2020. Hội nghị đã nghe Liên doanh Việt - Nga "Vetsovetpetro" trình bày định hướng

Việt Nam yêu cầu Hội nghị tập trung làm sáng tỏ các quan điểm, nhận xét, kết luận, báo cáo đề xuất, giải pháp để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò, khai thác dầu khí năm 2017 và các năm tiếp theo, nhằm đáp ứng sự phát triển bền vững và hiệu quả của Tập đoàn, để cho lĩnh vực thăm dò, khai thác tiếp tục có những đóng góp quan trọng và to lớn hơn nữa.

Tên cơ sở đó, Hội nghị đã tập trung từ nội dung phân tích các khó khăn, thách thức, rút ra các bài học kinh nghiệm và thảo luận các giải pháp cụ thể nhằm thực hiện thành công kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2017 và định hướng mục tiêu, nhiệm vụ cho giai đoạn 2018 - 2020. Hội nghị đã thảo luận về các khó khăn, thách thức và giải pháp thực hiện trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí trong giai đoạn 2016 - 2020, đánh giá tình hình đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí ra nước ngoài, kế hoạch năm 2017 và xu hướng đến năm 2020. Hội nghị đã nghe Liên doanh Việt - Nga "Vetsovetpetro" trình bày định hướng

thăm dò và phát triển khai thác trong điều kiện giá dầu thấp; Tổng công ty Thăm dò khai thác Dầu khí (PVG) trình bày công tác thăm dò, thăm lường, phát triển khai thác mỏ, kế hoạch triển khai chương trình công tác năm 2017 và các phương án triển khai công tác tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí, định hướng và giải pháp cho công tác thăm dò, khai thác mỏ khu vực phía Bắc bể Sông Hồng; Viện Dầu khí Việt Nam báo cáo kết quả nghiên cứu, ứng dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu và để xuất chương trình nghiên cứu tổng thể.

Trong năm 2016, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được rà soát, tối ưu chi phí và triển khai theo đúng kế hoạch, triển khai các giải pháp về quản lý và kỹ thuật công nghệ. Khối lượng thu hồi dầu tăng trong và ngoài nước đạt 918k tấn, đạt chuẩn 30, 10,472m³ đến cuối năm 2016, trong nước khoan 11 giếng thăm dò - thăm lường, hoàn thành khoan 35 giếng khai thác, phát triển, bơm ép. Có 1 phát hiện dầu khí mới ở vùng Lan Đại -

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

24. Định hướng nghiên cứu, phát triển các hóa phẩm sản xuất trong nước cho các hệ dung dịch khoan ức chế mới

28. Đánh giá ảnh hưởng của các thông số đến thời gian khoan của chèo

35. Cấu trúc địa chất khu vực Bình Long - Tà Thiết và lịch sử phát triển kiến tạo các bể trầm tích trước Cenozoic miền Đông Nam Bộ



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

43. Đánh giá ăn mòn cho hệ thống đường ống thụ gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh



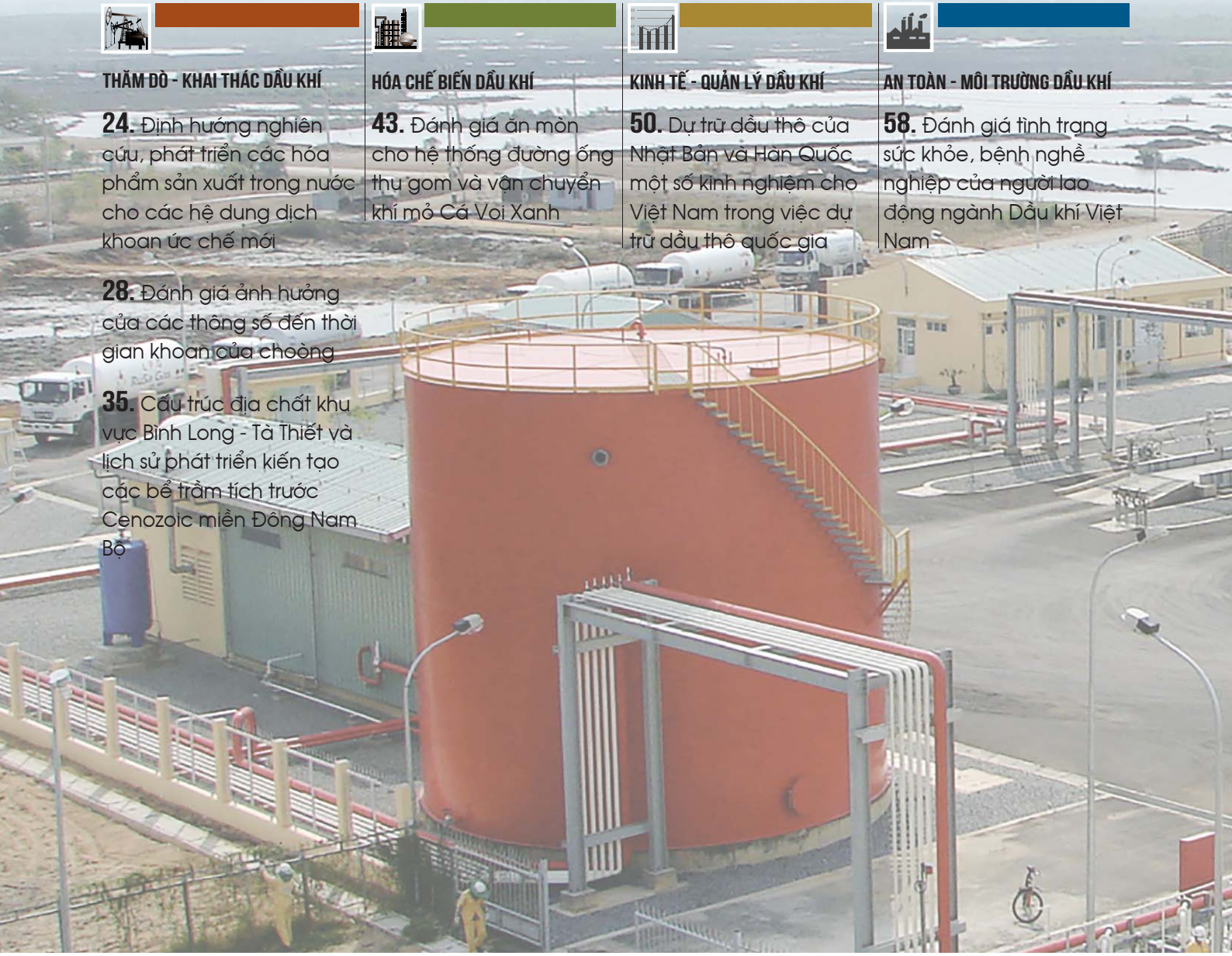
KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

50. Dự trữ dầu thô của Nhật Bản và Hàn Quốc một số kinh nghiệm cho Việt Nam trong việc dự trữ dầu thô quốc gia



AN TOÀN - MÔI TRƯỜNG DẦU KHÍ

58. Đánh giá tình trạng sức khỏe, bệnh nghề nghiệp của người lao động ngành Dầu khí Việt Nam



FOCUS

Conditions to be created for effective co-operation between Petrovietnam and Zarubezhneft	4
Exploration and Production Conference 2017: Challenges to increase reserves and production output	6
Management activities of downstream companies to be improved	11
Petrovietnam's production exceeds its planned targets by 4 - 16%	14
Dung Quat refinery maintains optimal capacity of 105%	16
First gas received by Ca Mau Gas Processing Plant	18
Natural gas resources to be used reasonably, efficiently and economically	20

SCIENTIFIC RESEARCH

Orientations for research and development of chemicals to be domestically produced and used in drilling mud systems in Vietnam	24
Investigating the effects of various parameters on the bit life	28
Geological structure of Binh Long - Ta Thiet area and tectonic evolution of Pre-Cenozoic sedimentary basins in the Southeast region of Vietnam	35
Corrosion assessment for gas pipelines of Ca Voi Xanh gas field	43
Crude oil stockpiling in Japan and Korea and lessons for Vietnam	50
Assessment of occupational health and diseases in Vietnam's oil and gas industry	58

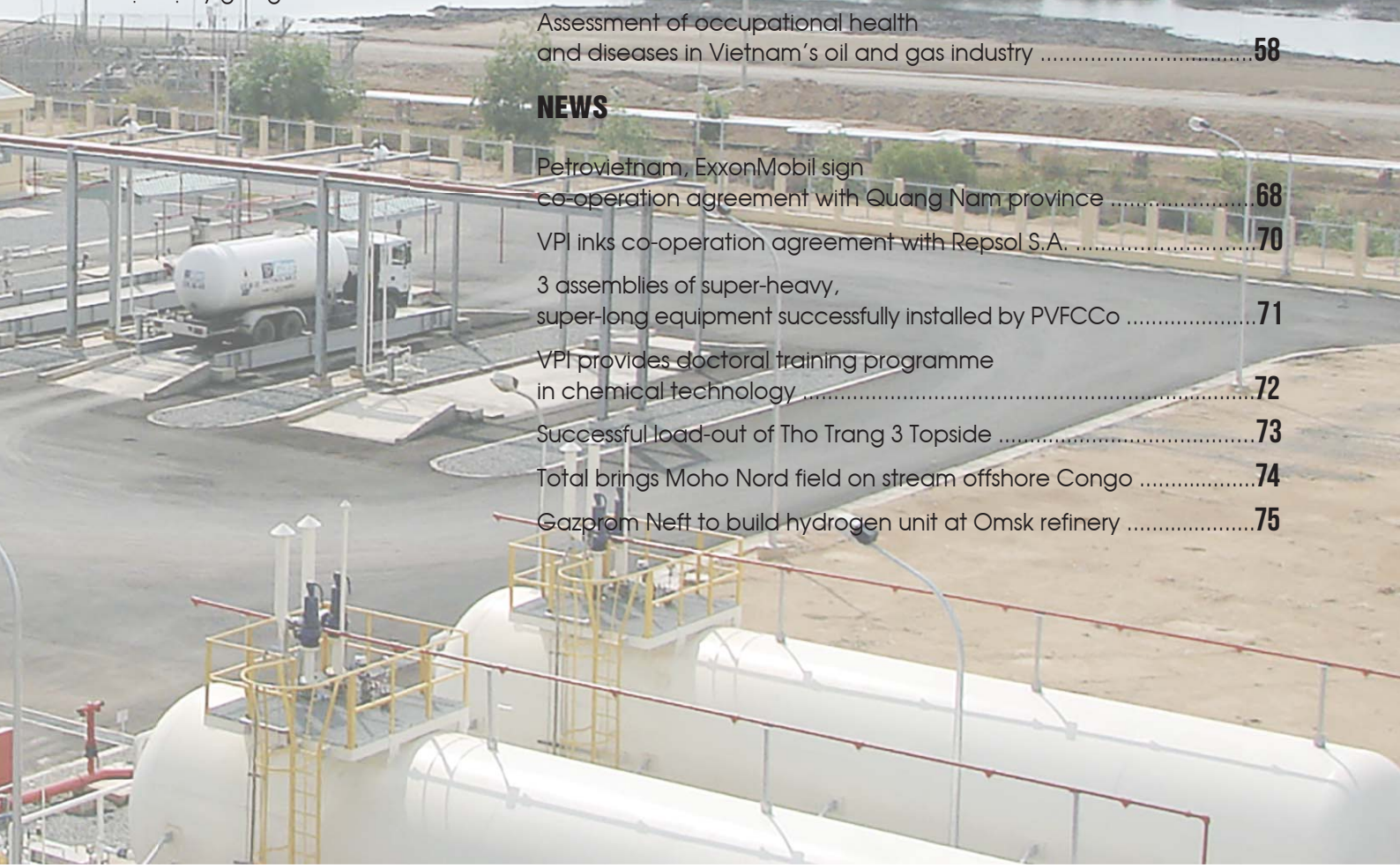
NEWS

Petrovietnam, ExxonMobil sign co-operation agreement with Quang Nam province	68
VPI inks co-operation agreement with Repsol S.A.	70
3 assemblies of super-heavy, super-long equipment successfully installed by PVFCCo	71
VPI provides doctoral training programme in chemical technology	72
Successful load-out of Tho Trang 3 Topside	73
Total brings Moho Nord field on stream offshore Congo	74
Gazprom Neft to build hydrogen unit at Omsk refinery	75

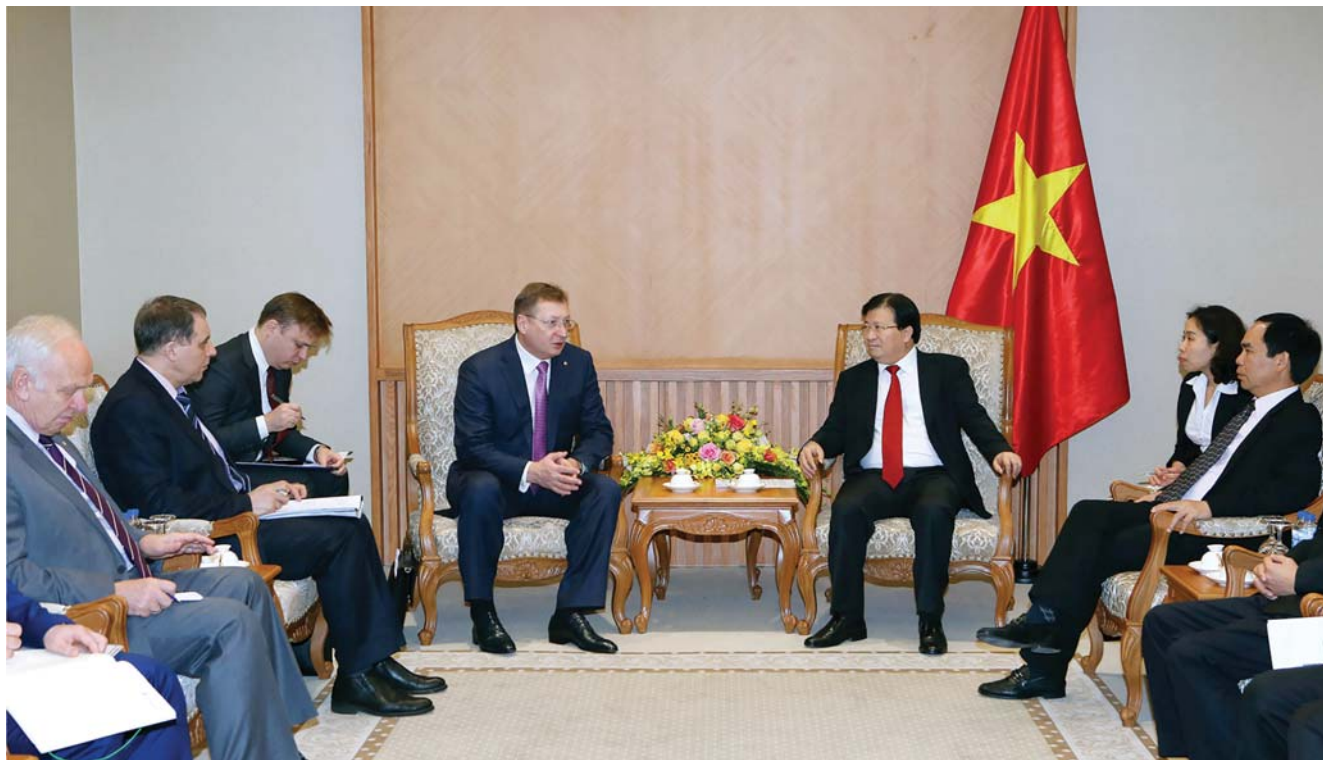


GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

62. Thu thập dữ liệu liên tục giúp tiết kiệm thời gian và chi phí trong địa vật lý giếng khoan



TẠO ĐIỀU KIỆN ĐỂ PETROVIETNAM VÀ ZARUBEZHNEFT HỢP TÁC HIỆU QUẢ



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng tiếp Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey I. Kudryashov. Ảnh: Xuân Tuyến

Theo Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng, dự án hợp tác dầu khí giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có ý nghĩa trụ cột trong việc cụ thể hóa quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga, không chỉ trong quá khứ, hiện tại mà còn ở tương lai. Chính phủ Việt Nam sẽ tạo mọi điều kiện để doanh nghiệp hai nước hợp tác ngày càng có hiệu quả.

Ngày 16/3/2017, tại Trụ sở Chính phủ, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đã tiếp Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey I. Kudryashov đang có chuyến thăm, làm việc tại Việt Nam. Tham dự buổi làm việc với Phó Thủ tướng Chính phủ có Thứ trưởng Bộ Năng lượng Liên bang Nga Sentyurin Yuri.

Phó Thủ tướng Chính phủ khẳng định, lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí là thế mạnh trong nhiều lĩnh vực hợp tác giữa Việt Nam và Liên bang Nga. Trong thời gian qua, Chính phủ hai nước luôn tạo mọi điều kiện để hợp tác giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hoạt động hiệu quả, góp phần quan trọng vào sự phát triển kinh tế - xã hội của Việt Nam và Liên bang Nga.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đánh giá cao mong muốn của Zarubezhneft trong việc tiếp tục tăng

cường đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam; ghi nhận các kiến nghị của Zarubezhneft về các vấn đề liên quan đến thuế; đồng thời yêu cầu Bộ Tài chính nghiên cứu kỹ vấn đề này, đáp ứng yêu cầu hoạt động của Liên doanh Dầu khí Việt - Nga "Vietsopetro".

Tại buổi tiếp, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đề nghị tiếp tục đẩy mạnh quan hệ hợp tác giữa hai nước trong lĩnh vực năng lượng, đặc biệt là lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí; đồng thời mong muốn Zarubezhneft tiếp tục mở rộng thăm dò, tìm kiếm trữ lượng, khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam.

Phó Thủ tướng nhấn mạnh, dự án hợp tác dầu khí giữa Zarubezhneft và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có ý nghĩa trụ cột trong việc cụ thể hóa quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga, không chỉ trong quá khứ, hiện tại mà còn ở tương lai. Chính



Rusvietpetro đã khai thác 17 triệu tấn dầu thô. Ảnh: PVN



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn tiếp Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey I. Kudryashov. Ảnh: Như Trang

phủ Việt Nam sẽ tạo mọi điều kiện để doanh nghiệp hai nước hợp tác ngày càng có hiệu quả.

Tổng giám đốc Zarubezhneft Sergey I. Kudryashov cảm ơn Chính phủ Việt Nam đã tạo điều kiện, giúp đỡ, ủng hộ các dự án hợp tác dầu khí chung; đồng thời báo cáo với Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng về kết quả hoạt động của Vietsovpetro, Rusvietpetro và các nhiệm vụ chính trong năm 2017. Tổng giám đốc Zarubezhneft cho biết, mặc dù giá

dầu duy trì ở mức thấp, nhưng 2 liên doanh dầu khí vẫn đảm bảo sản lượng khai thác ổn định nhờ tối ưu hóa mô hình quản lý, tăng cường ứng dụng khoa học kỹ thuật và triển khai các giải pháp tiết giảm chi phí.

Cùng ngày, tại Trụ sở Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng giám đốc Nguyễn Vũ Trường Sơn đã tiếp Tổng giám đốc Zarubezhneft. Lãnh đạo hai bên đã trao đổi về tình hình hợp tác trong thời gian qua, kết quả sản xuất kinh doanh của Vietsovpetro,

Rusvietpetro và kế hoạch triển khai trong thời gian tới.

Tại Việt Nam, sản lượng khai thác của Vietsovpetro năm 2016 đạt 5,04 triệu tấn dầu thô/condensate và đưa 1,68 tỷ m³ khí vào bờ. Tính đến cuối năm 2016, Vietsovpetro đã khai thác trên 223 triệu tấn dầu thô/condensate, đưa vào bờ trên 30,9 tỷ m³ khí. Để đảm bảo khai thác mở an toàn và hoàn thành chỉ tiêu khai thác 5 triệu tấn dầu/condensate trong năm 2017, Vietsovpetro dự kiến đưa vào khai thác 17 giếng mới, cắt thân hai 14 giếng, sửa chữa lớn 27 giếng, vỡ vỉa thủy lực 5 giếng; minh giải tài liệu địa chấn 3D/4C; tiếp tục triển khai công tác tận thăm dò tại khu vực Lô 09-1. Đồng thời, Vietsovpetro đảm bảo tiến độ chế tạo, lắp đặt, xây dựng các đường ống ngầm để đưa vào khai thác giàn nhẹ ThTC-3 mỏ Thỏ Trắng; thực hiện các giải pháp khoa học và công nghệ phù hợp để nâng cao hệ số thu hồi dầu...

Tại Liên bang Nga, Rusvietpetro đang phát triển 4 lỗ dầu khí gồm 13 mỏ tại Khu tự trị Nenets. Tính đến cuối năm 2016, Rusvietpetro đã đưa vào khai thác 6 mỏ là Bắc Khosedayu, Visovoye, Tây Khosedayu, Bắc Oshkotyn, Sikhorei và Đông - Yanemdei và đang tiếp tục triển khai các công việc cần thiết để đưa các mỏ còn lại vào khai thác. Tính đến ngày 24/3/2017, Rusvietpetro đã khai thác 17 triệu tấn dầu thô. Để tăng cường hợp tác trong khuôn khổ Công ty liên doanh Rusvietpetro, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft đang tích cực tìm kiếm các cơ hội hợp tác mới.

Xuân Tuyến - Hoàng Anh

HỘI NGHỊ THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2017: THÁCH THỨC GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG VÀ SẢN LƯỢNG KHAI THÁC

Tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tập trung phân tích các khó khăn, thách thức, rút ra các bài học kinh nghiệm và thảo luận các giải pháp cụ thể nhằm thực hiện thành công kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2017 và định hướng mục tiêu, nhiệm vụ cho giai đoạn 2018 - 2020.



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chủ trì Hội nghị. Ảnh: Lê Khoa

Ngày 23/3/2017, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí năm 2017 nhằm tổng kết, đánh giá kết quả thực hiện công tác thăm dò, khai thác dầu khí năm 2016; phương hướng triển khai nhiệm vụ và các giải pháp thực hiện thành công kế hoạch năm 2017 và định hướng giai đoạn 2018 - 2020.

Phát biểu khai mạc Hội nghị, Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Nguyễn Quốc Thập cho biết giá dầu giảm sâu trong thời gian dài đã ảnh hưởng trực tiếp đến công tác thăm dò, khai thác dầu khí. Trước khó khăn này, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang chỉ đạo các đơn vị triển khai các giải pháp tài chính, kinh tế, kỹ thuật cụ thể để nâng cao hiệu quả đầu tư vào các dự án thăm dò khai thác, phân loại các dự án đầu tư để ưu tiên thực hiện các dự án có hiệu quả, ít rủi ro, giãn tiến độ triển khai các dự án chưa thực sự cấp

bách... Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Hội nghị tập trung làm sáng tỏ các quan điểm, nhận xét, kết luận, báo cáo đề xuất, giải pháp để thực hiện thành công kế hoạch thăm dò khai thác dầu khí năm 2017 và các năm tiếp theo, nhằm đáp ứng sự phát triển bền vững và hiệu quả của Tập đoàn, để cho lĩnh vực thăm dò, khai thác tiếp tục có những đóng góp quan trọng và to lớn hơn nữa.

Trên cơ sở đó, Hội nghị đã tập trung trí tuệ để phân tích các khó khăn, thách thức, rút ra các bài học kinh nghiệm và thảo luận các giải pháp cụ thể nhằm thực hiện thành công kế hoạch gia tăng trữ lượng, sản lượng khai thác dầu khí trong năm 2017 và định hướng mục tiêu, nhiệm vụ cho giai đoạn 2018 - 2020. Hội nghị đã thảo luận về các khó khăn, thách thức và giải pháp thu hút đầu tư trong lĩnh vực dầu khí trong giai đoạn 2016 - 2020; đánh giá tình hình đầu tư thăm dò khai thác dầu khí ra nước ngoài, kế hoạch năm 2017 và xu hướng đến năm 2020. Hội

nghị đã nghe Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol" trình bày định hướng thăm dò và phát triển khai thác trong điều kiện giá dầu thấp; Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) trình bày công tác thăm dò thăm lượng, phát triển khai thác mỏ, kế hoạch triển khai chương trình công tác năm 2017 và các phương án triển khai công tác tìm kiếm thăm dò khi giá dầu phục hồi; định hướng và giải pháp cho công tác thăm dò khai thác nhằm ổn định và phát triển thị trường khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng; Viện Dầu khí Việt Nam báo cáo kết quả nghiên cứu, ứng dụng nâng cao hệ số thu hồi dầu và đề xuất chương trình nghiên cứu tổng thể.

Trong năm 2016, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được rà soát, tối ưu chi phí và triển khai theo đúng kế hoạch, triển khai các giải pháp về quản lý và kỹ thuật công nghệ. Khối lượng thu nổ địa chấn trong và ngoài nước đạt 915km² địa chấn 3D, 10.472km² địa chấn 2D, ở trong nước khoan 11 giếng thăm dò - thăm

lượng, hoàn thành khoan 35 giếng khai thác, phát triển, bơm ép... Có 1 phát hiện dầu khí mới Phong Lan Đại - 1X tại Lô 06-1, vỉa dầu khí mới ở giếng khoan Bạch Hổ - 47 tại Lô 09-1, thăm lượng thành công phát hiện Cá Tầm - 4X tại Lô 09-3/12, gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 16,6 triệu tấn dầu quy đổi. Sản lượng khai thác dầu khí đạt 27,84 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 8,6% so với kế hoạch năm, về đích trước 29 ngày). Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 17,23 triệu tấn (15,2 triệu tấn ở trong nước, vượt 1,18 triệu tấn so với kế hoạch năm và 2,03 triệu tấn ở nước ngoài); sản lượng khai thác khí đạt 10,61 tỷ m³, vượt 1 tỷ m³ (10,4%) so với kế hoạch năm.

Trên cơ sở kế hoạch Chính phủ giao năm 2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang triển khai các giải pháp để phấn đấu ký 1 - 2 hợp đồng dầu khí mới ở trong nước, đảm bảo gia tăng trữ lượng 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác dầu khí đạt 23,81 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 14,2 triệu tấn dầu và 9,61 tỷ m³ khí). Dự kiến khối lượng thu nổ địa chấn trong nước khoảng từ 10.000 - 13.000km² địa chấn 3D, 9.576km địa chấn 2D, khoan 12 giếng thăm dò - thăm lượng, khoan 40 giếng phát triển khai thác.

Về định hướng công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí đến năm 2020, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí cho biết Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang đối diện với nhiều thách thức khi tiềm năng dầu khí dự báo nằm chủ yếu ở khu vực nước sâu, xa bờ, có điều kiện thi công phức tạp, yêu cầu công nghệ cao, chi phí rất lớn; rủi ro địa chất, CO₂, H₂S, áp suất cao, nhiệt độ cao; bể chứa dạng địa tầng, phi cấu tạo... Khối lượng khảo sát địa chấn không độc quyền/đa khách hàng dự kiến: 33 - 48 nghìn km địa chấn 2D, 24 - 35 nghìn km² địa chấn 3D; khoan thăm

dò/thăm lượng khoảng 80 giếng. Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí cho rằng cần kiên trì thực hiện công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở trong nước, song song với việc tìm kiếm các cơ hội tốt ở nước ngoài. Tập trung thăm dò thăm lượng các cấu tạo/đối tượng ở trong hoặc gần hệ thống khai thác để có thể sớm phát triển khai thác khu vực các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu; thăm dò các đối tượng có tiềm năng cao khi phát triển được sẽ là động lực cho công tác thăm dò khai thác ở khu vực phía Bắc bể Sông Hồng, Tư Chính - Vũng Mây. Tập trung vào khu vực các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng có xác suất thành công cao, có sẵn cơ sở hạ tầng phục vụ công tác phát triển khai thác; đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò các bể địa tầng, phi cấu tạo, các bể trầm tích trước Cenozoic.

Đồng thời, Tập đoàn đẩy mạnh nghiên cứu địa chất - địa vật lý, khoan thăm dò/thăm lượng ở các dự án nước sâu, xa bờ; áp dụng các công nghệ thu nổ và xử lý địa chấn mới nhằm nâng cao chất lượng và độ phân giải của địa chấn 3D phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò, phát triển các mỏ nhỏ và các bể phi cấu tạo, tận thăm dò khai thác. Đẩy mạnh công tác nghiên cứu, ứng dụng công nghệ tiên tiến phục vụ trực tiếp và định hướng cho công tác tìm kiếm thăm dò, xác định đối tượng tối ưu các giếng khoan thăm dò/thăm lượng. Trên cơ sở nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam, Ban Tìm kiếm Thăm dò đề xuất triển khai sớm Chương trình khảo sát địa chấn toàn thềm lục địa Việt Nam thông qua việc thực hiện các dự án địa chấn đa khách hàng ở các bể trầm tích nhằm xây dựng bộ cơ sở tài liệu địa chấn 2D, 3D đồng bộ, có độ phân giải chất lượng cao, phục vụ tìm kiếm thăm dò các đối tượng mới, tận thăm dò các đối tượng truyền thống,

lựa chọn vị trí giếng khoan tìm kiếm thăm dò, giếng khoan phát triển bổ sung ở các mỏ đang khai thác, gia tăng thu hồi dầu. Các thông tin, kết quả từ chương trình này sẽ là cơ sở để đánh giá tổng thể và chi tiết tiềm năng dầu khí toàn thềm lục địa Việt Nam và triển khai hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò cho giai đoạn tới, gồm cả ngắn, trung và dài hạn.

Về các giải pháp đảm bảo sản lượng khai thác năm 2017, Ban Khai thác Dầu khí cho rằng cần thường xuyên và sát sao theo dõi động thái khai thác tại các mỏ để điều chỉnh chế độ khai thác kịp thời, đảm bảo an toàn mỏ, đặc biệt đối với các mỏ Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Nâu, Sư Tử Trắng, Tê Giác Trắng; đẩy nhanh công tác chuẩn bị, tổ chức khoan giếng phát triển khai thác/cắt thân; tiến hành 123 lượt can thiệp, sửa chữa giếng, kích thích vỉa; đưa công trình Thỏ Trắng 3 vào khai thác đúng kế hoạch. Đảm bảo hệ thống khai thác tại các mỏ hoạt động ổn định, an toàn; chuẩn bị và thực hiện tốt công tác bảo dưỡng sửa chữa bảo dưỡng lớn, rút ngắn thời gian đóng mỏ so với kế hoạch; nâng cấp hệ thống xử lý nước đồng hành tại giàn H1 mỏ Tê Giác Trắng; tiếp tục sử dụng đường ống WI để vận chuyển khí tại giàn E1 - Rạng Đông để giảm áp suất miệng giếng; nghiên cứu nâng công suất xử lý nước đồng hành tại Lô 09-1. Ban Khai thác Dầu khí kiến nghị đảm bảo tiến độ phát triển khai thác các mỏ trong kế hoạch và bổ sung mỏ mới; cần tăng cường công tác thăm dò thăm lượng để bổ sung trữ lượng; cổ phần hóa một số dự án để đảm bảo dòng tiền triển khai; đẩy mạnh công tác tìm kiếm/triển khai các dự án thăm dò khai thác dầu khí tại nước ngoài.

Về định hướng triển khai công tác thăm dò dầu khí trong thời gian

tới, Vietsovpetro cho biết sẽ tập trung nguồn lực cho công tác thăm dò, ưu tiên cho các giếng thăm dò được dự báo có xác suất thành công cao, thuận lợi cho công tác phát triển mỏ trong trường hợp có phát hiện với chi phí thấp. Áp dụng khoa học công nghệ, tập trung nghiên cứu để giảm rủi ro cho các giếng thăm dò; tiết giảm chi phí đối với công tác nghiên cứu, khoan... bằng cách tự thực hiện với nguồn lực sẵn có của Vietsovpetro, giảm thiểu tối đa thuê ngoài, tối ưu công nghệ. Trong thời gian tới, Vietsovpetro sẽ tiến hành tận thăm dò các khu vực tiềm năng còn lại ở Lô 09-1, khai thác thông tin từ nguồn tài liệu địa chấn đa phương vị 3D/4C, tối ưu hóa vị trí, quỹ đạo giếng khoan thăm dò; thăm dò bổ sung các phát hiện cận biên Lô 09-1, thăm dò các lô mới (09-3/12, 16-1/15)... Đối với công tác khai thác, Vietsovpetro tiếp tục hoàn thiện và ứng dụng công nghệ khoan, khai thác tiết kiệm chi phí bằng cách áp dụng các biện pháp kỹ thuật - công nghệ để tăng vận tốc, giảm thời gian và chi phí thi công khoan như: hoàn thiện, tối ưu lựa chọn đường kính giếng khoan, choòng khoan, chế độ khoan; sử dụng kết hợp choòng khoan PDC và động cơ đáy; áp dụng công nghệ tiên tiến RSS, Karat-Memory, Tool Pusher; sử dụng hệ dung dịch khoan có giá thành thấp. Áp dụng công nghệ khoan giếng thân ngang gia tăng hệ số bao trùm và giảm số lượng giếng khoan. Ứng dụng công nghệ khoan đa thân đa đáy nhằm gia tăng hiệu suất khai thác các vỉa sản phẩm; giảm giá thành giếng khoan do tận dụng được thân giếng chính và thiết bị bề mặt... Vietsovpetro cho biết sẽ tập trung thực hiện các giải pháp nhằm tiết kiệm chi phí trong công tác xây dựng mỏ như hoàn thiện các giải pháp công nghệ, kỹ thuật phục



vụ khai thác hiệu quả các cấu tạo cận biên; tối ưu hóa thiết kế và tổ chức thi công đường ống ngầm, giúp tiết giảm thời gian thi công trên biển, tiết giảm giá trị đầu tư xây dựng 10 - 15% so với hiện nay. Đồng thời, nghiên cứu thiết kế các giàn BK mini hoạt động không người với hệ thống thiết bị tối thiểu (chi phí đầu tư bằng 60% so với BK truyền thống), giảm chi phí vận hành; tối ưu chi phí nhân lực, hóa phẩm, sửa chữa giàn, gaslift; duy trì và kéo dài tuổi thọ của các công trình đã hoạt động quá thời hạn thiết kế.

Để hoàn thành kế hoạch gia tăng sản lượng khai thác năm 2017, PVEP

cho biết sẽ tăng cường công tác quản lý, giám sát và làm việc định kỳ với các nhà điều hành nhằm tháo gỡ kịp thời các khó khăn và kiểm soát tốt việc thực hiện kế hoạch; đảm bảo đủ điều kiện kỹ thuật - kinh tế để khoan 12 giếng phát triển chắc chắn, chuẩn bị nguồn vốn khoan thêm 6 giếng khai thác dự phòng; tăng cường công tác can thiệp giếng (xử lý acid, cát, muối, ngăn cách nước, chuyển tầng khai thác hợp lý, nâng cao thời gian hoạt động của mỏ và giếng). Giám sát chặt chẽ động thái khai thác các mỏ, tối ưu hóa chế độ khai thác/bơm ép, nâng cao hiệu quả gaslift để đạt



Mô Hải Thạch - Mộc Tinh. Ảnh: Trung Linh

chế độ khai thác tối ưu, đảm bảo an toàn mỏ trong dài hạn. Lập kế hoạch chủ động bảo trì bảo dưỡng thiết bị, đảm bảo hệ thống thiết bị khai thác được duy trì liên tục, an toàn. PVEP cho biết các giải pháp chủ yếu để gia tăng sản lượng là đẩy nhanh tiến độ và hiệu quả của các chiến dịch khoan đan dày và phát triển mỏ, thúc đẩy tiến độ và hiệu quả của công tác can thiệp giếng; tối ưu chế độ khai thác để tăng thêm lưu lượng giếng, tối ưu thời gian hoạt động từ khảo sát vỉa, giảm thời gian đóng mỏ...

Về định hướng và giải pháp triển khai công tác tìm kiếm thăm dò

trong thời gian tới, PVEP cho biết tiếp tục thực hiện cắt giảm/dừng giãn các công việc và cắt giảm/tối ưu chi phí tại các dự án dầu khí; rà soát chất lượng tài sản dầu khí để phân loại và thực hiện ưu tiên đầu tư; tái cơ cấu, tối ưu nhân sự; tăng cường hoạt động nghiên cứu khoa học và ứng dụng khoa học công nghệ, các giải pháp quản lý, kỹ thuật tiên tiến vào sản xuất nhằm tối ưu chi phí, giảm giá thành khai thác. Trên cơ sở đó, PVEP sẽ xây dựng các kịch bản chắc chắn và dự phòng; tăng cường nghiên cứu tối ưu hóa và giảm thiểu rủi ro cho công tác khoan thăm dò thăm lượng,

đảm bảo thi công an toàn và tối ưu chi phí; chủ động xây dựng kịch bản điều hành giếng khoan thăm dò/thăm lượng do PVEP trực tiếp điều hành (vị trí, độ sâu giếng khoan, khoảng thử vỉa...) trước khi tiến hành thi công, phối hợp chặt chẽ với nhà điều hành kiểm soát mục tiêu, tiến độ theo đúng kế hoạch; kiểm soát chặt chẽ tiến độ và chi phí thực hiện các công việc tìm kiếm thăm dò, đặc biệt là công tác khoan thăm dò/thăm lượng, rà soát đàm phán giảm giá dịch vụ dầu khí.

Đối với các giải pháp tăng cường khai thác và nâng cao hệ số thu hồi



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Trần Minh Sơn

dầu, Viện Dầu khí Việt Nam cho rằng giải pháp sử dụng hóa chất phù hợp áp dụng trong phạm vi nhỏ, có thể áp dụng nhanh do chi phí ban đầu thấp; giải pháp bơm ép khí có hiệu quả cao về kỹ thuật, nhưng chi phí đầu tư lớn, khó khăn về nguồn khí. Việc xây dựng chương trình tổng thể và lộ trình áp dụng các giải pháp trên diện rộng (toàn bể, toàn thềm lục địa) giúp tối ưu chi phí và nâng cao hiệu quả kinh tế. Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam đề xuất xây dựng, cập nhật mô hình mô phỏng thủy động lực 3D cho các mỏ chính, có trữ lượng lớn và tiềm năng nâng cao hệ số thu hồi cao, nhằm đánh giá chi tiết hiệu quả nâng cao hệ số thu hồi dầu khí áp dụng trên phạm vi toàn mỏ, phục vụ các đánh giá về hiệu quả kinh tế cũng như các chỉ số kỹ thuật công nghệ. Đánh giá hệ thống công nghệ, thiết bị khai thác, xử lý, thu gom và vận chuyển; xây dựng phương án cải hoán thiết bị cũng như tối ưu hệ thống thiết bị phục vụ EOR trên phạm vi toàn bể, toàn thềm lục địa;

nghiên cứu, xác định quy hoạch nguồn khí, nguồn hóa phẩm phục vụ nâng cao hệ số thu hồi dầu. Tính toán hiệu quả kinh tế của toàn bộ dự án tổng thể trên cơ sở phân tích chi tiết các chi phí và lợi nhuận gia tăng từ hiệu quả áp dụng các giải pháp EOR, có tính đến các yếu tố rủi ro về kỹ thuật và kinh tế chính trị. Nghiên cứu tiền khả thi và xây dựng chương trình tổng thể áp dụng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho toàn bộ mỏ dầu clastic trong bể Cửu Long; đề xuất chương trình áp dụng thử nghiệm cho các đối tượng chính, có trữ lượng còn lại lớn và tiềm năng hệ số thu hồi cao.

Phát biểu tại Hội nghị, TS. Đinh Văn Sơn - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhấn mạnh Tập đoàn sẽ tập trung nguồn vốn để đầu tư phát triển lĩnh vực cốt lõi. Lãnh đạo Tập đoàn yêu cầu các đơn vị tiếp tục triển khai các giải pháp nhằm tối ưu chi phí cho công tác phát triển khai thác các mỏ nhỏ/cận biên; tăng cường thu hút đầu tư nước ngoài

song song với việc tăng cường hoạt động của nước chủ nhà.

Để thực hiện các mục tiêu đã đề ra, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị phải đổi mới nhận thức và tư duy để tìm ra cách làm hiệu quả hơn; rà soát mô hình tổ chức hoạt động thăm dò khai thác dầu hiện tại để có những điều chỉnh cho phù hợp với thực tiễn và khả thi khi triển khai thực hiện. Đối với công tác đầu tư ra nước ngoài, Tập đoàn tiếp tục tìm kiếm các dự án tốt, khả thi về mọi mặt và lấy hiệu quả kinh tế làm trọng tâm. Về công tác nghiên cứu khoa học, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ghi nhận đóng góp và mong muốn Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục chuyển tải chất xám và hiểu biết về công nghệ giúp các đơn vị nâng cao hiệu quả hoạt động, đặc biệt là đóng góp thiết thực cho hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, nâng cao hệ số thu hồi dầu cũng như gia tăng trữ lượng.

Lê Khoa

NÂNG CAO CÔNG TÁC QUẢN TRỊ CHO CÁC DOANH NGHIỆP KHÂU SAU

Trên cơ sở phân tích các cơ hội và thách thức về cơ chế chính sách, thị trường, năng lực cạnh tranh, nguồn nguyên liệu, tài chính, nhân lực và năng lực quản trị..., các doanh nghiệp khâu sau của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ động tìm kiếm, đề xuất các giải pháp nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh trong giai đoạn hội nhập và phát triển, trong đó giải pháp cốt lõi là tối ưu hóa và nâng cao hiệu quả quản trị.



TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu chỉ đạo tại Hội thảo. Ảnh: PVN

Ngày 10/3/2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội thảo “Nâng cao công tác quản trị cho các doanh nghiệp khâu sau trong giai đoạn cạnh tranh và hội nhập”. Hội thảo đã tập trung thảo luận các vấn đề: Cơ hội và thách thức của các nhà máy khâu sau trong tiến trình hội nhập và phát triển; Hoạch định và thực thi chiến lược phát triển ngành hóa dầu: Một số nguyên lý then chốt và kinh nghiệm quốc tế; Phát triển ngành hóa dầu ở Việt Nam: Thời cơ, thách thức và một số vấn đề lớn về chính sách, chiến lược; Góc nhìn toàn diện về quản trị rủi ro đối với các doanh nghiệp dầu khí trong bối cảnh cạnh tranh và hội nhập; Quy hoạch phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí đến năm 2025, định hướng đến năm 2035: Đánh giá mô hình quản trị và mô hình kinh doanh của các doanh nghiệp khâu sau của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam...

Theo Ban Chế biến Dầu khí, lĩnh vực chế biến dầu khí chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu doanh thu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (năm 2016 chiếm 38%). Trên cơ sở phân tích các cơ hội và thách thức về cơ chế chính sách, thị trường, năng lực cạnh tranh, nguồn nguyên liệu, tài chính, nhân lực và năng lực quản trị... Ban Chế biến Dầu khí cho rằng công tác quản trị phải được chú trọng ở các khâu và phải được thực hiện thường xuyên, liên tục. Theo đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần áp dụng đồng bộ các công nghệ, ứng dụng quản trị (ERP, RBI, Shell, Mesc...); đẩy mạnh nghiên cứu phát triển, đa dạng sản phẩm, tiết giảm chi phí; tích hợp, tổ hợp công trình dự án, nâng cao chuỗi giá trị. Đồng thời, đào tạo, quy hoạch cán bộ có trình độ cao. Cuối cùng, xây dựng kế hoạch chi tiết, giao nhiệm vụ cụ thể, giám sát, quyết liệt để đẩy nhanh các dự án trong Quy hoạch.

Về công tác quản trị, tập trung nghiên cứu, hoàn thiện Chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí; tổ chức thực hiện và quản trị Chiến lược tổng thể của Tập đoàn và từng đơn vị; đẩy nhanh việc hoàn thiện mô hình quản lý khâu sau thống nhất nhằm tập trung nguồn lực, giảm thiểu cạnh tranh nội bộ, tạo liên kết chuỗi để nâng cao năng lực cạnh tranh.

Về nghiên cứu phát triển, tối ưu hóa, Tập đoàn xây dựng chiến lược nghiên cứu phát triển dài hạn; tập trung phát triển nghiên cứu theo hướng ưu tiên phát triển sản phẩm mới, đa dạng hóa sản phẩm, nâng cao năng lực cạnh tranh của các nhà máy khâu sau. Đẩy mạnh nghiên cứu nâng cao công suất, năng suất, hiệu suất, chất lượng sản phẩm nhằm khai thác tối đa hiệu quả các công trình, dự án đã đầu tư, giảm chi phí sản xuất tiến tới ngang bằng hoặc cạnh tranh với các nhà máy chế biến dầu



khí trong khu vực. Đầu tư cơ sở vật chất và đào tạo, thu hút các chuyên gia nghiên cứu khoa học theo hướng đảm bảo năng lực tư vấn lựa chọn công nghệ và nghiên cứu chuyên sâu một số công nghệ sản xuất sản phẩm hóa dầu, hóa chất.

Về vấn đề tích hợp, tổ hợp công trình/dự án, cần tập trung đầu tư phát triển dự án theo định hướng khai thác tối đa lợi thế và sử dụng hiệu quả cơ sở vật chất, sản phẩm của các nhà máy sẵn có hoặc đang xây dựng để phát triển lĩnh vực chế

biến dầu khí. Cụ thể là tận dụng các nguồn tài nguyên trong nước đặc biệt là khí thiên nhiên để đa dạng hóa nguyên liệu đầu vào của tổ hợp lọc hóa dầu; tận dụng kết nối cơ sở vật chất đã đầu tư, mở rộng quy mô công suất ngang tầm khu vực/thế giới và tích hợp lọc hóa dầu để giảm chi phí sản xuất; đa dạng hóa sản phẩm, tăng cường chế biến sâu lọc dầu - hóa dầu để gia tăng chuỗi giá trị và giảm rủi ro.

Theo TS. Nguyễn Anh Đức - Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam cho

biết, Quy hoạch phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 tập trung hình thành 4 cụm lọc hóa dầu tích hợp ở miền Bắc, miền Trung, Đông Nam Bộ, Tây Nam Bộ (nhằm tận dụng tài nguyên trong nước, cơ sở vật chất đã đầu tư, mở rộng công suất ngang tầm khu vực/thế giới; ưu tiên sản xuất sản phẩm có giá trị gia tăng cao); phối hợp với đối tác nước ngoài xây dựng kế hoạch nhập khẩu dầu thô dài hạn, ổn định; ưu tiên xây dựng kho dự trữ quốc gia liền kề với



Nhà máy Dạm Phú Mỹ. Ảnh: PVN

nhà máy lọc hóa dầu... Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam xác định các mục tiêu đến năm 2035 (công suất lọc dầu; nhu cầu sản phẩm LPG, xăng dầu, hóa dầu, đạm; công suất kho LPG; dự trữ dầu thô và sản phẩm; nhu cầu vốn...). Từ mô hình quản trị doanh nghiệp hiệu quả của một số công ty trong khu vực, Viện Dầu khí Việt Nam đang nghiên cứu, đề xuất mô hình quản trị doanh nghiệp khâu sau cho Tập đoàn với mục tiêu xây dựng môi trường của lòng tin, tính minh bạch, các yếu tố

cần thiết để thúc đẩy phát triển đầu tư dài hạn, ổn định tài chính và đạo đức trong kinh doanh, từ đó hỗ trợ thúc đẩy tăng trưởng...

Từ kinh nghiệm của Singapore, PGS.TS. Vũ Minh Khương, Trường Chính sách công Lý Quang Diệu, Đại học Quốc gia Singapore chia sẻ chiến lược phát triển tổ cụm công nghiệp nhằm tăng quy mô, mức độ chuyên sâu, giảm chi phí, tăng năng suất và hiệu quả... Chiến lược phát triển tổ cụm công nghiệp coi trọng tăng năng suất lao động, tiếp thu

công nghệ và nỗ lực đổi mới sáng tạo; có chính sách đặc biệt thu hút các doanh nghiệp hàng đầu thế giới có vị thế về công nghệ và thị trường. PGS.TS. Vũ Minh Khương cho rằng Việt Nam cần phát triển tổ cụm công nghiệp dầu khí gắn kết với nhau bằng quan hệ cung ứng, hỗ trợ, chia sẻ nguồn lực và thị trường; đồng thời xây dựng Dung Quất, Nghi Sơn, Cà Mau, Long Sơn thành địa bàn có thể cạnh tranh quốc tế.

Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam TS. Lê Mạnh Hùng cho biết, các doanh nghiệp khâu sau có đặc thù là quy mô tài sản lớn; công nghệ kỹ thuật hiện đại và phức tạp; nguồn nhân lực trình độ cao; có mối liên hệ chặt chẽ với thị trường năng lượng, đặc biệt là dầu thô và khí thiên nhiên. Để nâng cao công tác quản trị và phát triển bền vững, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tăng cường công tác dự báo các cơ hội và thách thức, các xu hướng có ảnh hưởng đến sự phát triển của ngành Dầu khí nói chung và lĩnh vực chế biến dầu khí nói riêng. Đặc biệt, cần nhận diện chính xác các xu hướng công nghệ, gia tăng chuỗi giá trị (chế biến sâu, kéo dài chuỗi giá trị). Khi giá nguyên liệu đầu vào ngày càng cao, TS. Lê Mạnh Hùng cho rằng các đơn vị cần tập trung sản xuất các sản phẩm ở phân khúc cao thì mới có cơ hội bù đắp chi phí và đảm bảo hiệu quả.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị khâu sau tiếp tục tăng cường hệ thống quản trị rủi ro, chú trọng đổi mới sáng tạo, nghiên cứu phát triển; Viện Dầu khí Việt Nam đánh giá công tác quản trị rủi ro, mô hình quản trị doanh nghiệp cho các đơn vị khâu sau và đề xuất giải pháp phù hợp cho từng doanh nghiệp.

Quang Minh



PETROVIETNAM

HOÀN THÀNH VƯỢT MỨC CÁC CHỈ TIÊU SẢN XUẤT TỪ 4 - 16%

Mặc dù giá dầu thô tiếp tục duy trì ở mức thấp, ảnh hưởng lớn đến hoạt động sản xuất kinh doanh và đầu tư... song Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã triển khai đồng bộ các giải pháp ứng phó, các chỉ tiêu sản xuất trong Quý I/2017 đều hoàn thành vượt kế hoạch từ 4 - 16%. Trong đó, sản lượng khai thác dầu khí ước đạt 6,47 triệu tấn, vượt 5,3% kế hoạch.

Trong Quý I/2017, giá dầu thô tiếp tục duy trì ở mức thấp đã ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động của các đơn vị tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trong việc triển khai các dự án thăm dò gia tăng trữ lượng và cân đối sản lượng ở một số mỏ có giá thành cao. Việc triển khai các dự án phát triển mỏ có quy mô lớn ở trong nước (như Lô B, Cá Voi Xanh, Cá Rồng Đò) đòi hỏi vốn đầu tư cao, gặp khó khăn trong công tác thu xếp vốn... Đối diện với thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và triển khai đồng bộ các giải pháp nhằm phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, bám sát diễn biến của giá dầu thô để có các giải pháp ứng phó linh hoạt, kịp thời; tái cơ cấu toàn diện để phát triển bền

vững, ổn định, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh... Kết quả trong Quý I/2017, Tập đoàn đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất từ 4 - 16%.

Cụ thể, các đơn vị thuộc lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí đã tập trung nghiên cứu địa chất địa vật lý, lựa chọn vị trí các giếng khoan; triển khai dự án khảo sát địa chấn PVN-15 theo đúng kế hoạch đề ra. Công tác phát triển mỏ được triển khai theo đúng chương trình công tác và ngân sách đã được duyệt. Vietsovetro đã khoan thêm 21.860m khoan khai thác, hoàn thành và đưa 5 giếng mới vào hoạt động. PVEP đã hoàn thành khoan phát triển 2 giếng ở Lô 16-1. Sản lượng khai thác dầu khí ước đạt 6,47 triệu tấn, vượt 5,3% kế hoạch. Trong đó, sản lượng khai thác dầu



Trên cơ sở đó, Tập đoàn kiểm soát chặt chẽ các hoạt động dầu khí và triển khai công tác điều tra cơ bản trên biển Đông; đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò thăm lường; kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ/công trình đưa vào khai thác trong năm 2017 và sản lượng khai thác dầu khí năm 2017 theo đúng kế hoạch đề ra; vận hành an toàn, ổn định các nhà máy/công trình dầu khí.

Đặc biệt, Tập đoàn sẽ bám sát diễn biến giá dầu năm 2017 để có các giải pháp kịp thời ứng phó với sự biến động của giá dầu; đẩy mạnh ứng dụng các giải pháp khoa học công nghệ mới để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; tăng cường công tác quản trị rủi ro; tiếp tục củng cố và tăng cường công tác dự báo thị trường để chủ động cân đối hợp lý sản lượng khai thác của từng mỏ so với giá thành. Điều phối hợp lý giữa sản lượng khai thác, xuất khẩu và chế biến để đảm bảo hiệu quả giữa: chỉ tiêu tăng GDP, thu ngân sách Nhà nước, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả của doanh nghiệp.

Đồng thời, Tập đoàn tiếp tục thực hiện công tác tái cơ cấu trong giai đoạn 2016 - 2020 theo đề án được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt; giám sát chặt chẽ tiến độ các dự án đầu tư trong năm 2017.

Tại Hội nghị giao ban công tác sản xuất kinh doanh Quý I/2017, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn yêu cầu các đơn vị bám sát nhiệm vụ được giao, chủ động thực hiện các giải pháp để thực hiện tốt nhất các chỉ tiêu nhiệm vụ kế hoạch đề ra. Nâng cao công tác quản trị tài chính, quản lý chi phí, xây dựng kế hoạch dòng tiền đến năm 2025.

Ngọc Linh

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Kế hoạch tháng 4/2017	Kế hoạch Quý II/2017
1	Khai thác Dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	2,04	6,05
	Dầu thô	Triệu tấn	1,18	3,55
	- Trong nước	Triệu tấn	1,03	3,08
	- Ngoài nước	Triệu tấn	0,15	0,47
	Khí	Tỷ m ³	0,86	2,50
2	Điện	Tỷ kWh	1,92	5,86
3	Đạm	Nghìn tấn	148,0	420,0
4	Xăng dầu các loại	Nghìn tấn	502	1.096

ước đạt 3,95 triệu tấn, vượt 5% kế hoạch; sản lượng khai thác khí ước đạt 2,52 tỷ m³, vượt 5,7% kế hoạch. Sản lượng khai thác của các mỏ dầu khí ở nước ngoài như PM 304 - Malaysia, Khu tự trị Nenets - Liên bang Nga vượt 2 - 14%.

Bên cạnh đó, Tập đoàn đã sản xuất 5,44 tỷ kWh điện, 447 nghìn tấn đạm (vượt 9,7%) và 1,69 triệu tấn xăng dầu (vượt 15,5%). Giá trị sản xuất công nghiệp (theo giá cố định năm 2010) ước đạt 116 nghìn tỷ đồng (vượt 7,4%). Các chỉ tiêu tài chính (tổng doanh thu, nộp ngân

sách Nhà nước) trong Quý I/2017 đều hoàn thành vượt mức kế hoạch đề ra và cao hơn so với cùng kỳ năm 2016, cụ thể: tổng doanh thu toàn Tập đoàn vượt 16%; nộp ngân sách Nhà nước vượt 12,2%, lợi nhuận sau thuế hợp nhất vượt 18%.

Theo kế hoạch Quý II/2017, Tập đoàn phấn đấu sản lượng khai thác dầu khí đạt 6,05 triệu tấn, trong đó có 3,55 triệu tấn dầu thô và 2,5 tỷ m³ khí; sản xuất 5,86 tỷ kWh điện, 420 nghìn tấn đạm và 1.096 nghìn tấn xăng dầu.



NHÀ MÁY LỘC DẦU DUNG QUẤT: DUY TRÌ CÔNG SUẤT VẬN HÀNH TỐI ƯU 105%

Ngày 24/3/2017, tại Nhà máy Lộc dầu Dung Quất, Công ty TNHH Lộc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR) đã tổ chức Hội nghị sơ kết công tác sản xuất kinh doanh Quý I/2017. Hội nghị đã tập trung thảo luận các phương hướng, đề án thực hiện cổ phần hóa, tối ưu hóa năng lượng, tình hình nhập - xuất dầu thô, sáng kiến cải tiến giúp tiết kiệm chi phí vận hành, cạnh tranh thị trường với các nhà máy lọc dầu khác trong thời gian tới, tình hình kinh doanh xăng E5...

Theo Tổng giám đốc BSR Trần Ngọc Nguyên, trong Quý I/2017, tổng doanh thu của BSR đạt khoảng 21 nghìn tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước trên 2.400 tỷ đồng. Nhà máy Lộc dầu Dung Quất hoạt động ổn định, vận hành ở công suất tối ưu (105%). Các chỉ số KPI chính của Nhà máy được kiểm soát tốt, trong đó chỉ số tiêu thụ năng lượng nội bộ đã giảm đáng kể. Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lộc dầu Dung Quất đã triển khai được 23/78 tháng kể từ thời điểm phát hành gói thầu Tư vấn lập thiết kế tổng thể (FEED). Dự kiến đến ngày 30/6/2017, UBND tỉnh Quảng Ngãi sẽ bàn giao 100% mặt bằng sạch cho BSR triển khai dự án.

Tại Hội nghị, TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá cao BSR đã vận hành Nhà máy Lộc dầu Dung Quất ở 105% công suất, duy trì mức tồn kho hợp lý và đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu BSR: "Công tác cổ phần hóa và nâng cấp mở rộng Nhà máy Lộc dầu Dung Quất cần làm song song với việc nâng cấp về

công nghệ, đưa công nghệ vận hành phát triển hơn".

Kết luận Hội nghị, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn yêu cầu BSR rà soát hệ thống phân phối sản phẩm khi Liên hợp Lộc hóa dầu Nghi Sơn đưa sản phẩm vào thị trường, tối ưu hóa sản xuất, có khả năng tiêu thụ sản phẩm, cạnh tranh ở thị trường miền Bắc. Đồng thời, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu BSR đảm bảo tiến độ, an toàn, chất lượng công tác bảo dưỡng tổng thể lần 3; chú trọng công tác quản trị chi phí, tài chính, nguồn lực để Nhà máy Lộc dầu Dung Quất hoạt động hiệu quả nhất.

Theo kế hoạch năm 2017, BSR sẽ sản xuất trên 5,13 triệu tấn sản phẩm; doanh thu đạt trên 62 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước trên 7,1 nghìn tỷ đồng. Trên cơ sở đó, BSR đang tập trung thực hiện nhóm giải pháp trọng tâm: tập trung cao độ, chủ động vận hành Nhà máy Lộc dầu Dung Quất an toàn, ổn định ở công suất tối ưu; kiểm soát các điểm nhạy cảm về kỹ thuật; áp dụng từng phần hệ thống



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: PVJ



Bộ Khoa học và Công nghệ khảo sát tính năng vận hành của thiết bị kiểm tra van Unigrind TS 30. Ảnh: BSR

bảo dưỡng dựa vào độ tin cậy (RCM) cho một số phân xưởng chính; tăng cường kiểm soát bảo vệ chống ăn mòn, rò rỉ. Đồng thời, BSR tiếp tục tối ưu thông số vận hành, sản xuất; kiểm soát và thường xuyên cập nhật hệ thống định mức kinh tế kỹ thuật theo hướng giảm thiểu tiêu thụ năng lượng nội bộ, giảm thiểu hao hụt, tối ưu hóa lưu kho.

Cùng ngày 24/3/2017, tại Thái Lan, Ban QLDA Nâng cấp Mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (DQRE) đã nhận bàn giao Hồ sơ thiết kế FEED và tổng dự toán từ Amec

Foster Wheeler (AFW). Cấu hình Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau nâng cấp, mở rộng sẽ gồm 25 phân xưởng công nghệ, trong đó bổ sung mới 10 phân xưởng công nghệ (7 phân xưởng công nghệ bản quyền, 3 phân xưởng công nghệ không bản quyền). Ngoài ra, một số hạng mục của Nhà máy sẽ được cải hoán, hoặc đầu tư mới như phao rót dầu không bến một điểm neo (SPM) cho phép tiếp nhận các loại tàu chở dầu thô siêu trọng lên đến 300.000 DWT để tiết giảm chi phí vận chuyển các dầu thô từ Trung Đông.

Đức Chính

Văn phòng Công nhận Chất lượng (Bureau of Accreditation - BoA) thuộc Bộ Khoa học và Công nghệ đã đánh giá năng lực vận hành và kiểm tra các thiết bị trong Phòng thí nghiệm VILAS 754 của BSR trong lĩnh vực thử nghiệm van áp suất (gồm van an toàn và các loại van công nghiệp khác). Thiết bị này được sử dụng để hiệu chuẩn, kiểm định các loại van có đường kính 1/2inch đến 24inch với hệ thống kiểm tra áp suất thủy tĩnh lên đến 240atm, đủ để kiểm tra được các loại van trong Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Ban Bảo dưỡng Sửa chữa BSR cho biết đã xây dựng và vận hành Phòng thí nghiệm VILAS 754 đảm bảo yêu cầu chung về năng lực của phòng thử nghiệm và hiệu chuẩn ISO/IEC 17025:2005. Đồng thời, Ban Bảo dưỡng Sửa chữa đã đề xuất xây dựng "Hệ thống quản lý chất lượng theo tiêu chuẩn ASME (chứng nhận U, S) và National Board (chứng nhận R) cho Xưởng cơ khí" nhằm kiểm soát chất lượng các công việc liên quan đến thiết kế, chế tạo mới và sửa chữa các thiết bị nồi hơi, bình chịu áp lực theo tiêu chuẩn quốc tế, giảm dần sự phụ thuộc vào các nhà chế tạo/cung cấp từ nước ngoài.

Từ tháng 12/2016, đơn vị tư vấn Lloyd's đã hợp tác với BSR để tư vấn, đào tạo và xây dựng Hệ thống quản lý chất lượng bảo dưỡng sửa chữa thiết bị áp lực đạt tiêu chuẩn quốc tế ASME và National Board. Dự kiến đến tháng 5/2017, Xưởng cơ khí thuộc Ban Bảo dưỡng Sửa chữa sẽ nhận được chứng nhận của ASME/ National Board. Các chứng nhận này sẽ giúp BSR chủ động triển khai thực hiện công tác bảo dưỡng sửa chữa, chế tạo ống, bồn, bình chịu áp lực đạt tiêu chuẩn quốc tế và đảm bảo an toàn, độ tin cậy của các loại thiết bị này sau chế tạo hoặc sửa chữa.

Việc đạt được chứng nhận của ASME/ National Board khẳng định BSR có đủ năng lực trong việc thiết kế, chế tạo, lắp đặt, sửa chữa và lắp đặt các thiết bị lò hơi, bình áp lực đạt yêu cầu rất cao về chất lượng, độ tin cậy, độ an toàn theo tiêu chuẩn quốc tế ngay trên lãnh thổ Việt Nam mà không phải tốn chi phí nhập khẩu.



NHÀ MÁY XỬ LÝ KHÍ CÀ MAU

TIẾP NHẬN DÒNG KHÍ ĐẦU TIÊN

Vào 9 giờ 12 phút ngày 13/3/2017, Nhà máy xử lý khí Cà Mau (GPP Cà Mau) đã chính thức tiếp nhận an toàn dòng khí đầu tiên. Cán bộ, kỹ sư của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đang kiểm tra, giám sát công tác chạy thử nghiệm thu trong thời gian 3 tháng, sau đó là giai đoạn chạy kiểm tra độ tin cậy trong vòng 1 tháng để sớm đưa công trình vào vận hành thương mại, giúp nâng cao giá trị của khí khai thác từ cụm mỏ PM3-CAA, đảm bảo cân đối cung - cầu về khí tại khu vực Tây Nam Bộ, đa dạng hóa các sản phẩm dầu khí có giá trị cao.

Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy xử lý khí Cà Mau được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao cho Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) làm chủ đầu tư. Dự án bao gồm 1 nhà máy xử lý khí công suất 6,2 triệu m³ khí/ngày, hệ thống kho có sức chứa 8.000 tấn LPG, 3.000m³ condensate và hệ thống cảng xuất sản phẩm lỏng tại Khu công nghiệp Khánh An, xã Khánh An, huyện U Minh, tỉnh Cà Mau.

Nhà máy xử lý khí Cà Mau là nhà máy xử lý khí đầu tiên tại

Việt Nam sử dụng công nghệ bản quyền của UOP. Công tác chạy thử sẽ được thực hiện từng bước theo các giai đoạn/hệ thống khác nhau. Dự kiến thời gian từ khi Nhà máy tiếp nhận dòng khí đầu tiên đến khi hoàn thành chạy thử nghiệm thu khoảng 3 tháng, sau đó sẽ chạy kiểm tra độ tin cậy trong vòng 1 tháng. Khi đi vào hoạt động, Nhà máy xử lý khí Cà Mau sẽ cung cấp ra thị trường 593 tấn LPG/ngày - tương đương 207.500 tấn LPG/năm, 34 tấn condensate/ngày - tương đương 11.900 tấn condensate/năm.



Khu công nghệ chính Nhà máy xử lý khí Cà Mau. Ảnh: PV GAS

Việc đưa công trình vào vận hành sẽ giúp nâng cao giá trị của khí khai thác từ cụm mỏ PM3-CAA, cân đối cung - cầu về khí tại khu vực Tây Nam Bộ, đa dạng hóa các sản phẩm dầu khí có giá trị cao, đáp ứng nhu cầu sản phẩm khí hóa lỏng và hóa dầu tại tỉnh Cà Mau, khu vực Tây Nam Bộ, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đồng thời góp phần giải quyết các vấn đề về kinh tế - xã hội: tạo việc làm cho lực lượng lao động địa phương, tăng nguồn thu cho ngân sách Nhà nước... cho khu vực Tây Nam Bộ, đặc biệt là tỉnh Cà Mau.

Trong giai đoạn 2016 - 2020, PV GAS tập trung tái cơ cấu, thực hiện

mục tiêu phát triển thành doanh nghiệp khí mạnh, hiệu quả, có sức cạnh tranh cao, hoạt động hoàn chỉnh trong các khâu thu gom - xuất nhập khẩu - vận chuyển - chế biến/ chế biến sâu - tồn trữ - dịch vụ - kinh doanh khí và sản phẩm khí, tham gia hoạt động đầu tư thượng nguồn; đóng vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí trên toàn quốc, phấn đấu phát triển thành doanh nghiệp ngành khí hàng đầu khu vực và có tên trong các doanh nghiệp ngành khí mạnh của châu Á.

Trên cơ sở đó, PV GAS đang tập trung phát huy tối đa các nguồn lực, thực hiện đồng bộ các giải pháp để

hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch sản xuất kinh doanh 5 năm 2016 - 2020; chủ động trong công tác dự báo về tình hình biến động của thị trường để có các giải pháp ứng phó và quản trị rủi ro linh hoạt, kịp thời.

Đồng thời, Tổng công ty đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh, vận hành an toàn, chế biến và kinh doanh khí, giữ vai trò chủ đạo trong hoạt động thu gom khí; tham gia đầu tư vào các dự án ở khâu thượng nguồn ở trong và ngoài nước để chủ động nguồn khí cung cấp, phấn đấu từ năm 2021 bắt đầu có sản lượng khí/LNG nhập từ nước ngoài. Bên cạnh đó, PV GAS chủ động phối hợp chặt chẽ với các đơn vị cung cấp khí để tối ưu sản lượng khí đưa về bờ; đảm bảo các hệ thống khí được xây dựng, vận hành và kinh doanh đồng bộ, an toàn, hiệu quả. PV GAS cũng thực hiện đa dạng hóa và gia tăng sản lượng các sản phẩm khí; tăng cường chế biến sâu khí và sản phẩm khí; nghiên cứu giải pháp tăng tỷ lệ thu hồi LPG; triển khai đầu tư dự án tách ethane cung cấp cho dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam; rà soát công tác đầu tư hệ thống kho chứa, cảng xuất, trạm nạp và hệ thống phân phối sản phẩm khí (LPG, CNG, LNG), đảm bảo việc tồn trữ, phân phối kịp thời, thuận tiện, ổn định, hiệu quả.

Bên cạnh đó, PV GAS tiếp tục phát triển hệ thống phân phối và đẩy mạnh chiến lược kinh doanh bán lẻ trong nước (duy trì 60 - 70% thị phần LPG); đẩy mạnh hoạt động xuất nhập khẩu, kinh doanh tại nước ngoài, đảm bảo hiệu quả, cân bằng và ổn định nguồn cung trong nước, phát triển thương hiệu PV GAS trên thị trường quốc tế.

Hồ Cẩm

SỬ DỤNG TIẾT KIỆM, HIỆU QUẢ VÀ HỢP LÝ NGUỒN TÀI NGUYÊN KHÍ THIÊN NHIÊN

Theo Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, Chính phủ xác định mục tiêu phát triển ngành công nghiệp khí trên nguyên tắc sử dụng tiết kiệm, hiệu quả, hợp lý nguồn tài nguyên trong nước; triển khai nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) song song với việc thu gom các nguồn khí mới trong nước để bổ sung cho các nguồn khí đang suy giảm, duy trì khả năng cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ. Tổng nhu cầu vốn đầu tư cho ngành công nghiệp khí ước tính khoảng 10,6 tỷ USD trong giai đoạn 2016 - 2025 và cần khoảng 8,5 tỷ USD trong giai đoạn 2026 - 2035.



Nhà máy xử lý khí Đình Cố. Ảnh: PV GAS

Phát triển thị trường tiêu thụ khí theo cơ chế thị trường

Theo Quyết định số 60/QĐ-TTg, Chính phủ xác định phát triển lĩnh vực công nghiệp khí hoàn chỉnh, đồng bộ tất cả các khâu, từ khai thác - thu gom - vận chuyển - chế biến - dự trữ - phân phối khí và xuất nhập khẩu sản phẩm khí trên toàn quốc; đảm bảo thu gom 100% sản lượng khí của các lô/mỏ mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các nhà thầu dầu khí khai thác tại Việt Nam. Sản lượng khai thác khí phần đầu đạt 10 - 11 tỷ m³/năm (giai đoạn 2016 - 2020); 13 - 19 tỷ m³/năm (giai đoạn 2021 - 2025); 17 - 21 tỷ m³/năm (giai đoạn 2026 - 2035). Về công tác nhập khẩu, phân phối LNG, cần nghiên cứu, tìm kiếm thị trường và đẩy nhanh việc xây dựng hệ thống cơ sở hạ tầng kho cảng để sẵn sàng tiếp nhận, nhập khẩu LNG với mục tiêu đạt 1 - 4 tỷ m³/năm (giai đoạn 2021 - 2025) và đạt 6 - 10 tỷ m³/năm (giai đoạn 2026 - 2035).

Về phát triển thị trường tiêu thụ khí, Chính phủ yêu cầu tiếp tục phát triển thị trường điện là thị trường trọng tâm tiêu thụ khí (bao gồm LNG nhập khẩu) với tỷ trọng khoảng 70 - 80% tổng sản lượng khí, đáp ứng nguồn nhiên liệu khí đầu vào để sản xuất điện. Phát triển lĩnh vực hóa dầu từ khí, tăng cường đầu tư chế biến sâu khí thiên nhiên để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm khí, tạo ra các nguyên, nhiên, vật liệu để phục vụ phát triển sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu, giảm tỷ trọng nhập siêu. Tiếp tục duy trì và mở rộng hệ thống phân phối khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp, giao thông vận tải, sinh hoạt đô thị nhằm mục đích bảo vệ môi trường và nâng cao giá trị sử dụng của khí. Phát triển đồng bộ hệ thống phân phối khí thấp áp và hệ thống phân phối khí nén thiên nhiên (CNG) làm tiền đề để phát triển hệ thống phân phối khí cung cấp cho giao thông vận tải. Phần

đầu phát triển thị trường khí với quy mô đạt 11 - 15 tỷ m³/năm (giai đoạn 2016 - 2020); 13 - 27 tỷ m³/năm (giai đoạn 2021 - 2025); 23 - 31 tỷ m³/năm (giai đoạn 2026 - 2035).

Về cơ sở hạ tầng tồn trữ, kinh doanh, phân phối khí LPG, Chính phủ yêu cầu mở rộng công suất các kho LPG hiện hữu kết hợp với xây dựng các kho LPG mới để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ trong nước với quy mô khoảng 3,5 - 4 triệu tấn/năm vào năm 2025 và đạt quy mô khoảng 4,5 - 5 triệu tấn/năm vào năm 2035, đảm bảo đáp ứng yêu cầu dự trữ tối thiểu đạt trên 15 ngày cung cấp; phần đầu đáp ứng 70% thị phần LPG toàn quốc.

Định hướng phát triển đồng bộ

Về định hướng phát triển, Chính phủ yêu cầu nghiên cứu các giải pháp, đẩy mạnh việc thu gom khí từ các mỏ nhỏ, nằm phân tán trong khu vực nhằm tăng cường khả năng cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ



Kho LPG lạnh Thị Vải. Ảnh: PV GAS



Tổng nhu cầu vốn đầu tư cho ngành công nghiệp khí trong giai đoạn 2016 - 2025 ước tính 10,6 tỷ USD. Ảnh: PV GAS

công nghiệp khu vực Bắc Bộ, từng bước nghiên cứu, triển khai xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG để duy trì khả năng cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ công nghiệp khi nguồn khí khu vực Bắc Bộ suy giảm, phát triển các nhà máy điện sử dụng LNG theo Quy hoạch điện lực quốc gia đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Ở khu vực Trung Bộ, tích cực đẩy mạnh phát triển và hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển, xử lý khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh để cung cấp cho các nhà máy điện sử dụng khí thuộc khu vực

Trung Bộ theo Quy hoạch điện lực quốc gia đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Phát triển công nghiệp hóa dầu sử dụng khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh sau khi đã đáp ứng đủ nhu cầu khí cho các nhà máy điện. Phát triển hệ thống phân phối khí thấp áp, sản xuất CNG/LNG quy mô nhỏ cấp cho các hộ tiêu thụ công nghiệp trong khu vực. Từng bước nghiên cứu, xây dựng hệ thống cơ sở hạ tầng nhập khẩu, phân phối LNG khi nguồn khí trong khu vực suy giảm và trong trường hợp xuất hiện thêm các hộ tiêu thụ mới.

Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam để thực hiện các mục tiêu về lĩnh vực công nghiệp khí trong Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam gắn liền với chiến lược và quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, nhằm sử dụng hiệu quả nguồn nhiên liệu sạch, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, giảm phát thải khí nhà kính. Phát triển đồng bộ, hiệu quả ngành công nghiệp khí thông qua việc phát huy các nguồn lực trong nước và đẩy mạnh hợp tác quốc tế. Phát triển ngành công nghiệp khí trên nguyên tắc sử dụng tiết kiệm, hiệu quả, hợp lý nguồn tài nguyên trong nước; triển khai nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) song song với việc thu gom các nguồn khí mới trong nước để bổ sung cho các nguồn khí đang suy giảm, duy trì khả năng cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ. Hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển, xử lý khí trên nguyên tắc sử dụng tối đa công suất hệ thống hạ tầng hiện hữu, từng bước xây dựng và hoàn thiện cơ sở hạ tầng hệ thống kho chứa, nhập khẩu, phân phối LNG. Đẩy mạnh đầu tư chế biến sâu khí thiên nhiên, đa dạng hóa sản phẩm nhằm nâng cao giá trị sử dụng của khí và hiệu quả của sản phẩm khí trong nền kinh tế. Xây dựng cơ chế chính sách để từng bước chuyển đổi mô hình quản lý ngành công nghiệp khí Việt Nam, cơ chế kinh doanh khí theo hướng thị trường khí tự do, hội nhập với thị trường khí trong khu vực, thế giới. Phát triển thị trường tiêu thụ khí theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của Nhà nước, khuyến khích các nhà thầu, nhà đầu tư nước ngoài tham gia đầu tư vào chuỗi giá trị khí từ khâu thượng nguồn, trung nguồn đến hạ nguồn, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng dài hạn cho đất nước và thực hiện chính sách phát triển bền vững.



Tại khu vực Đông Nam Bộ, hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển các mỏ khí tiềm năng nhằm duy trì nguồn khí cung cấp cho các hộ tiêu thụ hiện hữu, đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ để đảm bảo duy trì đáp ứng nhu cầu tiêu thụ khí trong khu vực. Triển khai xây dựng hệ thống kho, cảng nhập khẩu LNG để bổ sung cho nguồn khí trong nước suy giảm và cung cấp cho các nhà máy điện theo Quy hoạch điện lực quốc gia đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Đối với khu vực Tây Nam Bộ, cần hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển khí từ Lô B & 48/95, 52/97 và các mỏ nhỏ khu vực Tây Nam (Khánh Mỹ, Đầm Dơi, Nam Du, U Minh...) để cung cấp cho các trung tâm điện lực mới theo Quy hoạch điện lực quốc gia được Thủ

tướng Chính phủ phê duyệt; bổ sung cho các hộ tiêu thụ hiện hữu khu vực Tây Nam Bộ. Xây dựng cơ sở hạ tầng nhập khẩu LNG để duy trì khả năng cung cấp cho các hộ tiêu thụ, phát triển các nhà máy điện sử dụng LNG mới.

Nghiên cứu đánh giá tiềm năng, trữ lượng khí

Để triển khai thực hiện Quy hoạch, Chính phủ xác định 8 nhóm giải pháp: tổ chức quản lý; đầu tư; tài chính và thu xếp vốn; thị trường; khoa học công nghệ; phát triển nhân lực; an toàn, môi trường và phát triển bền vững; quốc phòng - an ninh. Đối với giải pháp về tổ chức quản lý (cơ chế chính sách, mô hình), Chính phủ yêu cầu tiếp tục nghiên cứu, sửa đổi, bổ sung, cập nhật các văn bản quy phạm pháp luật liên quan đến quản lý ngành công nghiệp khí Việt Nam phù hợp với hiện trạng phát

triển ngành công nghiệp khí trong nước và thông lệ quốc tế. Hoàn thiện chuyển đổi mô hình quản lý ngành công nghiệp khí Việt Nam theo hướng thị trường khí tự do giai đoạn sau năm 2020, từng bước tiến tới Nhà nước chỉ quản lý các hoạt động của ngành công nghiệp khí thông qua hệ thống văn bản quy phạm pháp luật, các bên tham gia thị trường tự chủ trong việc đàm phán các thỏa thuận thương mại, hợp đồng mua bán, vận chuyển, kinh doanh khí. Xây dựng chính sách giá khí thị trường hợp lý, đảm bảo hài hòa lợi ích giữa Nhà nước, doanh nghiệp và người tiêu dùng.

Đối với giải pháp về đầu tư, Chính phủ yêu cầu công bố công khai quy hoạch, danh mục các dự án đầu tư, khuyến khích các thành phần kinh tế trong và ngoài nước tham gia đầu tư vào lĩnh vực công nghiệp khí;



Tổng nhu cầu vốn đầu tư của ngành công nghiệp khí cần khoảng 10,6 tỷ USD trong giai đoạn 2016 - 2025 và cần khoảng 8,5 tỷ USD trong giai đoạn 2026 - 2035. Chính phủ yêu cầu công bố công khai quy hoạch, danh mục các dự án đầu tư, khuyến khích các thành phần kinh tế trong và ngoài nước tham gia đầu tư vào lĩnh vực công nghiệp khí; xây dựng chính sách ưu đãi đầu tư hấp dẫn cho từng loại hình dự án, khu vực địa lý, đặc biệt đối với các mỏ khí quy mô nhỏ, nước sâu xa bờ, hàm lượng CO₂ cao tại các bể Sông Hồng, Phú Khánh, Malay - Thổ Chu, Tư Chính - Vũng Mây, Trường Sa - Hoàng Sa.

xây dựng chính sách ưu đãi đầu tư hấp dẫn cho từng loại hình dự án, khu vực địa lý, đặc biệt đối với các mỏ khí quy mô nhỏ, nước sâu xa bờ, hàm lượng CO₂ cao tại các bể Sông Hồng, Phú Khánh, Malay - Thổ Chu, Tư Chính - Vũng Mây, Trường Sa - Hoàng Sa. Phát huy vai trò của Nhà nước trong việc đầu tư hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển, xử lý khí có ý nghĩa chiến lược làm nòng cốt để khuyến khích các tổ chức, cá nhân tham gia đầu tư phát triển ngành công nghiệp khí. Đẩy mạnh hợp tác quốc tế, ưu tiên hợp tác với các đối tác truyền thống, các khu vực thuận lợi về quan hệ chính trị, các công ty dầu khí quốc gia trong khu vực và trên thế giới để thu hút đầu tư phát triển các dự án khâu thượng nguồn. Xây dựng và áp dụng các chính sách ưu đãi thuế hợp lý nhằm thu hút đầu tư nước ngoài; ban hành chính sách khuyến khích các nhà

đầu tư trong nước, nước ngoài hình thành và triển khai các dự án hợp tác sản xuất LNG ở nước ngoài, vận chuyển và phân phối tại Việt Nam và các nhà đầu tư trong nước tham gia vào các dự án nhập khẩu, phân phối LNG, CNG, các dự án sản xuất và phân phối nhiên liệu sạch... nhằm bảo vệ môi trường.

Đối với giải pháp về khoa học công nghệ, Chính phủ yêu cầu hoàn thiện hệ thống cơ sở dữ liệu về ngành công nghiệp khí Việt Nam, thường xuyên cập nhật, đánh giá tiềm năng, trữ lượng khí trên toàn quốc. Đẩy mạnh ứng dụng các thành tựu khoa học công nghệ trong các hoạt động thăm dò, khai thác để đảm bảo nâng cao hiệu quả, tiết kiệm tài nguyên thiên nhiên, nâng cao hệ số thu hồi khí và tiết kiệm các nguồn lực khác, bảo vệ tốt tài nguyên quốc gia. Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp thu gom, xử lý và sử dụng nguồn khí

có hàm lượng CO₂ cao, các mỏ khí cận biên, xa bờ. Xây dựng cơ sở dữ liệu về ngành công nghiệp khí Việt Nam và ngành công nghiệp khí của các nước trong khu vực và trên thế giới. Xây dựng đồng bộ các chính sách về khoa học công nghệ, gắn kết công tác nghiên cứu khoa học, đào tạo với thực tiễn sản xuất kinh doanh, cập nhật các ứng dụng khoa học công nghệ trong hoạt động dầu khí, khuyến khích các tổ chức, cá nhân tham gia đầu tư thử nghiệm các ứng dụng khoa học công nghệ mới trong phát triển các dự án khí có tiềm năng tại Việt Nam. Tăng cường nghiên cứu, phát triển các phần mềm mô hình hóa, mô phỏng hóa, tối ưu, phân tích quản lý rủi ro, quản lý hiệu quả đầu tư, phân tích thị trường, công tác dự báo... triển khai các ứng dụng công nghệ thông tin, tự động hóa trong tất cả các khâu của ngành công nghiệp khí. Nghiên cứu, triển khai công nghệ, giải pháp chế biến sâu, gia tăng giá trị sử dụng khí và các sản phẩm khí hiệu quả, đánh giá khả năng khai thác, thu gom, nhập khẩu khí than, khí hydrate, khí từ các tầng đá sét...

Ngọc Phương

ĐỊNH HƯỚNG NGHIÊN CỨU, PHÁT TRIỂN CÁC HÓA PHẨM SẢN XUẤT TRONG NƯỚC CHO CÁC HỆ DUNG DỊCH KHOAN ỨC CHẾ MỚI

**Đặng Cửa, Ngô Văn Tự, Bùi Việt Đức, Hà Ngọc Khuê
Hoàng Hồng Linh, Vũ Văn Hưng, Bùi Văn Thơm**
Chi hội Công nghệ Khoan - Khai thác Tp. Vũng Tàu
Email: scott.bui.viet.duc@gmail.com

Tóm tắt

**Để đáp ứng yêu cầu kỹ thuật công nghệ thi công giếng khoan tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", hệ dung dịch khoan CFL-
AKK-KCI-PAG và Protex Sta đã được nghiên cứu, đưa vào sử dụng thử nghiệm. Bài báo giới thiệu các định hướng nghiên cứu và áp dụng
các hóa phẩm cho các hệ dung dịch khoan mới tại Việt Nam nhằm đáp ứng các yêu cầu về thông số kỹ thuật để thi công các giếng khoan,
có giá thành chi phí thấp và đảm bảo an toàn môi trường sinh thái.**

Từ khóa: Dung dịch, hệ dung dịch, địa chất, công nghệ, gốc nước, gốc sét, ức chế, trương nở, phân tán, mất dung dịch, phun trào, tăng sản phẩm, vỉa sản phẩm, polymer, tính chất thấm chứa, pha rắn, mùn khoan, môi trường, sinh thái.

1. Mở đầu

Các hệ dung dịch khoan sử dụng ở Vietsovpetro cho đến trước năm 1990 chủ yếu là các hệ dung dịch khoan gốc sét lignosulfonate và các hệ dung dịch khoan ức chế Ca, K bổ sung thêm các chất làm loãng ferrochrome lignosulfonate, chất ổn định nhiệt sodium dichromate.

Sau đó, Vietsovpetro đưa vào sử dụng phổ biến hệ dung dịch khoan ức chế phenol nhôm kali (AKK) và hệ dung dịch khoan ức chế kỵ nước polymer silic hữu cơ (KR-22, STOKOPOL-35) để khoan qua các địa tầng sét trương nở và tầng sản phẩm thuộc Miocene và Oligocene. Hệ dung dịch khoan ức chế kỵ nước polymer silic hữu cơ giúp giảm thiểu các tình huống phức tạp khi khoan, cải thiện đáng kể các tính chất thấm chứa collector sản phẩm, góp phần rút ngắn thời gian đưa giếng vào khai thác.

Hệ dung dịch khoan ức chế mới hệ "COR và PAG" từng được sử dụng thi công 5 giếng khoan tại mỏ Bạch Hổ do có tính chất ức chế và chịu nhiệt rất tốt, song do nguồn cung ứng hợp chất polymer silic hữu cơ không ổn định và khan hiếm nên Vietsovpetro đã dừng sử dụng từ năm 2006.

Để đáp ứng yêu cầu công nghệ thi công các giếng khoan có góc xiên lớn và đặc biệt là các giếng khoan ngang (góc xiên bằng 90°) giếng khoan 1010 Bạch Hổ kể từ năm 1995 Vietsovpetro đã đưa vào sử dụng các hệ dung dịch khoan polymer phi sét (quy trình chuyển giao công nghệ do Mi-Swaco Mỹ) thực hiện và sau đó Vietsovpetro đã tự đảm nhiệm đó là các hệ dung dịch khoan Claycap/KCI, IDBOND/KCI, ANCO-2000. Các hệ dung dịch khoan polymer phi sét đã được sử dụng thành công, đảm bảo an toàn thi công nhiều giếng khoan ở Vietsovpetro. Tuy

nhien, các hệ dung dịch khoan trên có khả năng chịu bền nhiệt kém, rất nhạy cảm khi bị xâm nhập mạnh các ion Ca^{++} và Mg^{++} nên cấu trúc của dung dịch dễ bị phá vỡ nhất là ở điều kiện nhiệt độ đáy giếng cao, có thể dẫn đến sập sụt thành giếng khoan hoặc sa lắng mùn khoan tại vùng cận đáy giếng.

Để cải thiện các đặc tính kỹ thuật công nghệ của các hệ dung dịch khoan sử dụng, cần tiếp tục nghiên cứu và hoàn thiện các hệ dung dịch khoan sử dụng kể cả các hóa phẩm sản xuất trong nước, góp phần đảm bảo tối đa an toàn thi công giếng khoan, đồng thời tạo ra hệ dung dịch khoan mới thân thiện với môi trường phù hợp với đặc thù thi công khoan ở Vietsovpetro, có giá thành thấp và hợp lý.

2. Các hệ dung dịch khoan đang được sử dụng thử nghiệm để thi công các giếng khoan ở Vietsovpetro

2.1. Hệ dung dịch khoan ức chế Ultradril

Hệ dung dịch Ultradril là một trong những hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét có các tính năng kỹ thuật ưu việt hơn so với các hệ dung dịch khoan đã và đang sử dụng tại khu vực châu Á - Thái Bình Dương. Hệ dung dịch khoan ức chế Ultradril được sử dụng tại Việt Nam từ năm 2003 và đã thay thế dung dịch khoan gốc dầu hoặc gốc dầu tổng hợp. Công nghệ áp dụng hệ dung dịch khoan Ultradril do Mi-Swaco đảm nhiệm, đang được sử dụng cho một số giếng khoan của Vietsovpetro [1]. Hệ dung dịch khoan ức chế Ultradril có khả năng ức chế rất tốt sét thành hệ và sét mùn khoan nhờ sự có mặt đồng thời 3 tác nhân ức chế là KCI, Ultradril và Ultracap. Hợp chất Ultrafree giúp giảm độ bám dính của sét lên bề mặt kim loại, đặc biệt là bề mặt khoáng khoan, qua đó làm cho

răng và chóp xoay luôn sạch, tăng tính bôi trơn và khả năng phá hủy đất đá, góp phần tăng tốc độ cơ học khoan. Hệ dung dịch khoan ức chế Ultradril có tính bền nhiệt cao hơn so với các hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét khác; thân thiện với môi trường sinh thái. Nhược điểm của hệ dung dịch khoan này là giá thành cao, yêu cầu nghiêm ngặt về tính đồng bộ các thiết bị gia công xử lý và làm sạch bùn trên các giàn thi công. Đơn pha chế tổng quát của hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét Ultradril thể hiện trong Bảng 1.

2.2. Hệ dung dịch khoan ức chế CFL-AKK-KCI-PAG

CFL-AKK-KCI-PAG là hệ dung dịch khoan ức chế mới đang được áp dụng thử nghiệm tại một số giếng khoan ở Vietsovpetro để khoan qua các thành hệ sét kém bền vững thuộc Miocene dưới và Oligocene [2]. Ưu điểm của hệ dung dịch khoan này là ức chế sét tốt do sự có mặt đồng thời của 3 tác nhân ức chế KCI, AKK và PAG; chịu bền nhiệt cao; các thông số dung dịch ổn định, phù hợp với yêu cầu thiết kế tính chất giếng khoan; giá thành thấp; quy trình gia công và xử lý đơn giản; an toàn cho môi trường. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế CFL-AKK-KCI-PAG thể hiện ở Bảng 2.

2.3. Hệ dung dịch khoan ức chế Protex Sta

Hệ dung dịch Protex Sta là hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét với thành phần gồm có nhiều tác nhân ức

chế khác nhau như: KCI, Polyalkylene Glycol-PAG, IDcap và đặc biệt là hợp chất Protex Sta có gốc silic và nhôm, vì vậy có khả năng làm ổn định các thông số dung dịch ở nhiệt độ cao đến 150°C [3]. Hệ dung dịch khoan Protex Sta ức chế tốt sét thành hệ và sét mùn khoan; có các thông số kỹ thuật, công nghệ ổn định và phù hợp với yêu cầu kỹ thuật thiết kế thi công giếng khoan; có tính chất bôi trơn tốt, ổn định ở nhiệt độ đáy giếng cao; an toàn và thân thiện với môi trường sinh thái.

Hệ dung dịch khoan ức chế Protex Sta được áp dụng thử nghiệm thành công khoan và chống ống thông suốt từ chiều sâu 2.654m đến chiều sâu 4.079m ở giếng khoan ThT-12H, tại mỏ Thổ Tráng của Vietsovpetro. Đơn pha chế hệ dung dịch Protex Sta được trình bày ở Bảng 3.

3. Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện các hệ dung dịch khoan ức chế mới

Trên cơ sở phân tích thành phần, ưu nhược điểm của từng loại dung dịch khoan đã và đang được sử dụng tại Việt Nam, nhóm tác giả cho rằng việc nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện các hệ dung dịch khoan ức chế mới cần đáp ứng các yêu cầu sau:

- Có tính chất ức chế tốt sét thành hệ và sét mùn khoan, giúp ngăn ngừa tối đa các biểu hiện trương nở, sập sụt lở thành giếng khoan, đảm bảo an toàn thi công khoan;

Bảng 1. Đơn pha chế hệ dung dịch Ultradril

TT	Thành phần	Chức năng chính	Hàm lượng	
			ppb	kg/m ³
1	ULTRAHIB	Ức chế sét và ngăn cản sự hydrate hóa của khí, ức chế kỵ nước	-	2 - 3,5
2	ULTRACAP	Ức chế phân tán sét	1,5 - 3	-
3	ULTRAFREE	Chống bó chèoong	-	1,0 - 3,0
4	DUOVIS (DUOPLUS, FLOVISPLYS)	Chất tạo nhớt và tạo cấu trúc	1,0 - 2,0	-
5	PAC-UL (FLO-TROL, DUALFLO HT)	Giảm độ thải nước	2,0 - 4,0	-
6	Asphasol Supreme hoặc (Soltex, sack Black, poposeal)	Bít nhét các khe nứt nhỏ, làm ổn định sét	Theo yêu cầu	Theo yêu cầu
7	Barite hoặc CaCO ₃	Tăng trọng	Theo yêu cầu	Theo yêu cầu

Bảng 2. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan ức chế CFL-AKK-KCI-PAG

TT	Thành phần	Chức năng chính	Hàm lượng (kg/m ³)
1	PAC UL	Giảm độ thải nước	10 - 20
2	Biopolymer (XCD/Duovis)	Tạo cấu trúc, chảy loãng	2 - 4
3	CFL	Ức chế sét	20 - 40
4	KCI	Ức chế sét	80 - 120
5	AKK	Ức chế sét	5
6	PAG	Ức chế sét	3 - 3,5
7	KOH	Tăng pH	6 - 12
8	Soltex	Ổn định sét, HTHP FL, tăng độ bôi trơn	8 - 10
9	Bôi trơn	Giảm moment, tăng độ bôi trơn	5 - 20

Bảng 3. Đơn pha chế hệ dung dịch khoan Protex Sta

TT	Thành phần	Chức năng chính	Hàm lượng (kg/m ³)
1	Na ₂ CO ₃	Kết tủa Ca ⁺⁺	0,5 - 1,2
2	NaOH	Tăng độ pH	1,2 - 2,0
3	Xanthan gum	Tăng độ bền Gel	3,5 - 5,5
4	PAC-LV	Giảm độ thải nước	10 - 15
5	DPEC-HT	Giảm độ thải nước	6 - 10
6	Soltex	Ổn định thành giếng	10 - 20
7	KCl	Ức chế sét	80 - 120
8	Polyalkylene Glycol	Ức chế sét	30 - 40
9	Protex Sta	Ức chế sét	10 - 20
10	CaCO ₃	Bít nhét, ổn định thành giếng	10 - 15
11	Bactericide	Diệt khuẩn	1 - 2
12	LUB-LS [®]	Bôi trơn	10 - 20
13	Antifoam	Khử bọt	1 - 2
14	Barite	Tăng tỷ trọng	Theo tính toán
15	Nước	Môi trường phân tán	Cho đủ 1m ³

- Dung dịch có tính chất chảy loãng tốt, có khả năng lưu giữ và tải mùn tốt trong quá trình khoan, tăng khả năng làm sạch bùn, giảm hàm lượng pha rắn trong dung dịch, góp phần tăng vận tốc cơ học và vận tốc thương mại;

- Ổn định cấu trúc của dung dịch khi bị nhiễm bẩn các ion đa hóa trị (Ca⁺⁺, Mg⁺⁺) đặc biệt bền vững ở điều kiện nhiệt độ cao;

- Các thông số kỹ thuật công nghệ của dung dịch ổn định phù hợp với yêu cầu thiết kế kỹ thuật thi công khoan;

- Có tính chất bôi trơn tốt, đặc biệt là khả năng ngăn ngừa bó chèo khoan;

- Ngăn ngừa và hạn chế nhiễm bẩn tầng sản phẩm;

- Các hóa phẩm sử dụng sẵn có trên thị trường;

- An toàn với môi trường sinh thái;

- Quy trình gia công và xử lý đơn giản, phù hợp với điều kiện thi công tại các giếng khoan ở Vietsovpetro;

- Sử dụng tối đa nguồn nguyên liệu và công nghệ trong nước;

- Giá thành chi phí thấp và hợp lý.

3.1. Hệ dung dịch khoan ức chế CFL-AKK-KCl-PAG

Vietsovpetro đã sử dụng hệ dung dịch khoan ức chế CFL-AKK-KCl-PAG để thi công 9 giếng khoan tại mỏ Bạch Hổ. Trong quá trình sử dụng, cần xem xét và đánh giá hiệu quả kinh tế kỹ thuật từ đó tiến hành nghiên cứu hoàn thiện nhằm tạo ra các tính chất tốt hơn.

3.2. Các hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét khác

Nhược điểm của các hệ dung dịch khoan ức chế gốc

sét là khả năng làm sạch bùn hạn chế và gây nhiễm bẩn tầng sản phẩm. Vì vậy, việc nghiên cứu lựa chọn hệ dung dịch khoan ức chế polymer phi sét là rất cấp thiết.

Đồng thời, cần khắc phục nhược điểm cơ bản nhất của hệ dung dịch ức chế polymer phi sét là tính kém ổn định ở điều kiện nhiệt độ đáy giếng khoan cao. Do đó ngoài việc áp dụng đại trà hệ dung dịch khoan ức chế "CFL-AKK-KCl-PAG", cần tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện để đưa vào áp dụng thử nghiệm hệ dung dịch khoan Protex Sta hoặc nghiên cứu lựa chọn các hệ dung dịch ức chế polymer phi sét khác có các đặc tính kỹ thuật - công nghệ ưu việt hơn.

3.3. Các hệ dung dịch polymer ít sét để khoan mở vỉa tầng sản phẩm (tầng đá móng)

Khoan mở vỉa tầng đá móng có dị thường áp suất thấp, nhiệt độ đáy giếng cao, khả năng xảy ra hiện tượng mất dung dịch là rất lớn. Do đó, để bảo vệ các tính chất thẩm chứa, cần lựa chọn hệ dung dịch khoan đáp ứng các yêu cầu như: tỷ trọng dung dịch càng thấp càng tốt, bền nhiệt để ổn định cấu trúc của dung dịch, đảm bảo tối đa hệ số phục hồi độ thấm.

Hệ dung dịch khoan polymer silic bổ sung thêm chất hoạt tính bề mặt (PAV) và polymer silic hữu cơ từng được sử dụng trong quá trình thi công 5 giếng khoan tại mỏ Bạch Hổ. Kết quả ban đầu cho thấy tính chất kỹ thuật công nghệ của hệ dung dịch khoan này cơ bản đáp ứng yêu cầu kỹ thuật thi công giếng khoan, song có nhược điểm là cấu trúc dung dịch khoan mất ổn định (giảm độ nhớt và lực cắt tính do phân hủy nhanh CMC-HV). Để khắc phục nhược điểm trên cần nghiên cứu, bổ sung vào đơn pha chế loại sét bột biến tính có hiệu suất cao và hợp chất

biopolymer có độ nhớt cao và bền nhiệt tốt. Đối với hệ dung dịch polymer ít sét bổ sung thêm PAV cần thiết tối ưu hóa quá trình điều chế và xử lý chất PAV trong quá trình khoan.

3.4. Nghiên cứu hoàn thiện các hóa phẩm sản xuất trong nước

Hiện nay, các công ty DMC, Thuận Phong, CHEMICO, DPEC... đã sản xuất và cung ứng cho Vietsovpetro và các nhà thầu dầu khí quốc tế đang thi công khoan tại thềm lục địa phía Nam các loại hóa phẩm: barite, sét bột bentonite biến tính, CaCO_3 , chất phụ gia bôi trơn, chất diệt khuẩn, các loại vật liệu bít nhét chống mất dung dịch... Đồng thời, việc nghiên cứu hoàn thiện và đưa vào sử dụng thêm một số vật liệu hóa phẩm khác cho khoan vẫn đang tiếp tục được chú trọng nhằm giảm chi phí nhập khẩu, cải thiện các đặc tính kỹ thuật của dung dịch khoan đáp ứng kịp thời yêu cầu thiết kế.

- Nghiên cứu hoàn thiện nâng cao chất lượng sét bentonite đang sử dụng ở Vietsovpetro, trong đó đặc biệt đánh giá hiệu quả kỹ thuật kinh tế sử dụng của vật liệu sét bentonite do DPEC cung ứng.

- Nghiên cứu hoàn thiện chất lượng chất phụ gia bôi trơn sản xuất trong nước.

- Nghiên cứu và đưa vào áp dụng vật liệu tăng trọng dạng calcium carbonate (CaCO_3) để khoan các giếng khoan có tỷ trọng dung dịch thấp hơn 1,40 - 1,50g/cm³, sử dụng bột CaCO_3 làm vật liệu tăng trọng có ưu điểm là dễ tìm kiếm, sẵn có và dồi dào, dễ tan trong acid khi khoan mở vỉa tầng sản phẩm, giá thành thấp.

- Nghiên cứu và đưa vào sử dụng các hóa phẩm polymer anionic (PAC-R, PAC-LV, UL-PAC) thay cho hóa

phẩm dạng cellulose (CMC) nhằm cải thiện các tính chất thấm của dung dịch khoan.

4. Kết luận

Các giải pháp đã được đề xuất và áp dụng thành công nhằm nâng cao hiệu quả kỹ thuật - kinh tế thi công các giếng khoan, đáp ứng kịp thời yêu cầu kỹ thuật thi công khoan (khoan qua các tầng sét phức tạp, tầng đá móng có dị thường áp suất thấp xảy ra mất dung dịch trầm trọng, khoan mở vỉa sản phẩm, đặc biệt là kỹ thuật khoan xiên, khoan ngang...). Trong đó, giải pháp hiệu quả nhất cho đến nay là đưa vào sử dụng hệ dung dịch khoan CFL-AKK-KCI-PAG.

Tài liệu tham khảo

1. Mi Swaco. Báo cáo kết quả áp dụng hệ dung dịch khoan "Ultradril" để thi công các giếng khoan tại thềm lục địa Nam Việt Nam. 2013.
2. Hoàng Hồng Lĩnh, Đặng Đình Hà, Bùi Văn Thơm, Nguyễn Mạnh Hùng, A.I.Derevianko. Nghiên cứu đề xuất một số giải pháp nhằm nâng cao chất lượng dung dịch khi thi công các giếng khoan và sửa giếng tại Liên doanh Vietsovpetro. 2013.
3. Đặng Cửa, Ngô Văn Tự, Bùi Việt Đức, Vũ Văn Hưng, Hoàng Hồng Lĩnh. Nghiên cứu, ứng dụng các hóa phẩm và hệ dung dịch ức chế mới cho khoan dầu khí. 2012.
4. Đặng Cửa, Ngô Văn Tự, Bùi Việt Đức, Hà Ngọc Khuê, Hoàng Hồng Lĩnh, Vũ Văn Hưng, Bùi Văn Thơm. Nghiên cứu, ứng dụng các hệ dung dịch khoan có đặc tính kỹ thuật - công nghệ phù hợp để thi công các giếng khoan tìm kiếm, thăm dò - khai thác ở Việt Nam. Tạp chí Dầu khí. 2017; 2: trang 25 - 33.

Orientations for research and development of chemicals to be domestically produced and used in drilling mud systems in Vietnam

Dang Cua, Ngo Van Tu, Bui Viet Duc, Ha Ngoc Khue
Hoang Hong Linh, Vu Van Hung, Bui Van Thom

Sub-association of Drilling and Production Technology - Vung Tau city
Email: scott.bui.viet.duc@gmail.com

Summary

To satisfy technical and technological requirements of well execution at the Vietsovpetro Joint Venture, researches have been conducted for development and trial application of CFL-AKK-KCI-PAG and Protex-STA drilling mud systems. The paper presents the orientations for further researches and application of new chemicals to be used in drilling mud systems in Vietnam to fulfill the technical requirements for execution of well drilling at reasonable expenses and to ensure environmental and ecological safety.

Key words: Mud, mud system, geology, technology, water-based, clay-based, inhibit, swelling, disperse, mud loss, eruption, sequence, reservoir, polymer, permeability, solid phase, slime, environment, ecology.

ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC THÔNG SỐ ĐẾN THỜI GIAN KHOAN CỦA CHOÒNG

Nguyễn Hữu Trường

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Trong quá trình thi công giếng khoan, thời gian khoan của chòong khoan chịu ảnh hưởng bởi rất nhiều thông số như: tải trọng thực lên chòong, chiều sâu của giếng khoan, tốc độ vòng quay, lưu lượng nước rửa, tính chất của đất đá, tính chất của dung dịch khoan sử dụng. Vì vậy, cần phải xây dựng chính xác mô hình thời gian làm việc của chòong khoan cho đối tượng khoan móng. Nếu không đánh giá chính xác thời gian làm việc của chòong khoan, trong quá trình thi công khoan sẽ gặp các sự cố như chòong mất chóp, tốc độ khoan chậm, làm tăng chi phí giá thành khoan. Bài báo đề xuất xây dựng mô hình thời gian làm việc của chòong cho đối tượng khoan móng với độ tin cậy cao bằng phương pháp toán thống kê, từ đó đánh giá các thông số khác nhau ảnh hưởng tới thời gian làm việc của chòong bằng phương pháp phân tích hồi quy đa biến.

Từ khóa: Thời gian khoan của chòong, các thông số khác nhau, phần mềm toán thống kê, phân tích hồi quy đa biến.

1. Mô hình đánh giá ảnh hưởng của tải trọng lên chòong tới tốc độ mài mòn của chòong khoan

Galle và Woods đã đưa ra mô hình đánh giá ảnh hưởng của tải trọng lên chòong tới tốc độ mài mòn tức thời của chòong khoan theo dạng như sau [1]:

$$\frac{dh}{dt} \propto \frac{1}{1 - \log\left(\frac{W}{d_b}\right)} \quad (1)$$

Trong đó:

W: Tải trọng lên chòong (1.000lbm);

d_b : Đường kính của chòong khoan (inch);

Điều kiện có tốc độ mài mòn của chòong khi:

Theo mô hình tốc độ mài mòn của chòong khoan (1), khi tải trọng lên chòong tăng dẫn tới tốc độ mài mòn nhanh hơn, thời gian mòn chòong nhanh hơn.

$$\frac{W}{d_b} < 10$$

Tốc độ mài mòn của chòong khoan ứng với các tải trọng lên chòong khác nhau và được biểu diễn trong một hệ thống tính toán tốc độ mài mòn của chòong. Ở các tải trọng lên chòong khác nhau thì tốc độ mài mòn của chòong được biểu diễn trong một điều kiện biên nhất định của tải trọng lên chòong là 4.000lbf/inch. Mô hình sẽ có dạng như sau:

$$\frac{dh}{dt} \propto \frac{0,3979 \left(\frac{dh}{dt}\right)_s}{1 - \log\left(\frac{W}{d_b}\right)} \quad (2)$$

Trong điều kiện biên của tải trọng lên chòong lớn nhất và điều kiện biên tải trọng lên chòong tối thiểu tại 4.000lbf/inch, mô hình tốc độ mài mòn của chòong được biểu diễn dưới dạng:

$$\frac{dh}{dt} \propto \left(\frac{dh}{dt}\right)_s \left[\frac{\left(\frac{W}{d_b}\right)_m - 4}{\left(\frac{W}{d_b}\right)_m - \frac{W}{d_b}} \right] \quad (3)$$

Trong đó:

$\left(\frac{W}{d_b}\right)_m$: Tải trọng lên chòong lớn nhất do nhà chế tạo đã kiểm tra, 10.000lbm/inch;

$\frac{W}{d_b}$: Tải trọng lên chòong ở các tải trọng khác nhau trong quá trình thi công khoan, 10.000lbm/inch.

Như vậy tải trọng lên chòong tăng, dẫn tới tốc độ mài mòn của chòong tăng theo, thời gian khoan của chòong sẽ giảm.

2. Mô hình ảnh hưởng của tốc độ vòng quay tới tốc độ mài mòn của chòong [1]

Galle và Woods đã biểu diễn mối liên hệ tức thời của tốc độ mài mòn chòong khoan với tốc độ vòng quay của chòong khoan theo mô hình [1]:

$$\frac{dh}{dt} \propto N + 4,34 \times 10^{-5} N^3 \quad (4)$$

Có nhiều nghiên cứu gần đây đã đưa ra mối liên hệ của tốc độ vòng quay tới độ mài mòn tức thời của chòong khoan theo mô hình sau:

$$\frac{dh}{dt} \propto N^{H_1} \quad (5)$$

Giá trị H_1 , H_2 hằng số ứng với các loại chèo khoan khác nhau. Galle và Woods đưa ra mối liên hệ giữa tốc độ mài mòn chèo tức thời với tốc độ vòng quay cho loại chèo khoan Milled-tooth cho khoan đất đá mềm. Trong điều kiện biên tốc độ vòng quay tại 60 vòng/phút [1], tốc độ mài mòn chèo được biểu diễn như sau:

$$\frac{dh}{dt} \propto \left(\frac{dh}{dt}\right)_s \left(\frac{N}{60}\right)^{H_1} \quad (6)$$

Trong đó:

N : Tốc độ vòng quay (vòng/phút);

$\frac{dh}{dt}$: Tốc độ mài mòn của chèo.

Như vậy, tốc độ vòng quay của chèo khoan tăng thì tốc độ mài mòn của chèo sẽ tăng và thời gian khoan sẽ giảm.

3. Ảnh hưởng của lưu lượng nước rửa tới tốc độ mài mòn của chèo khoan [1]

Ảnh hưởng của lưu lượng nước rửa tới hiệu quả làm sạch mùn khoan ở đáy giếng, làm mát chèo khoan đối với chèo khoan kim cương rất quan trọng so với mức độ ảnh hưởng của lưu lượng nước rửa tới chèo khoan chóp xoay. Hệ dung dịch khoan có ảnh hưởng rất lớn đến thời gian khoan của chèo khoan. Nếu hệ dung dịch khoan không đáp ứng đủ để bảo đảm làm mát chèo khoan, dẫn đến nhiệt độ sinh ra do ma sát giữa chèo khoan với việc phá hủy đất đá tại đáy giếng tăng lên, làm

Bảng 1. Yêu cầu hệ số mài mòn cho chèo khoan chóp xoay [1]

Loại chèo khoan	H_1	H_2	(W/d)max
1-1 tới 1-2	1,90	7	7,0
1-3 tới 1-4	1,84	6	8,0
2-1 tới 2-2	1,80	5	8,5
2-3	1,76	4	9,0
3-1	1,70	3	10,0
3-2	1,65	2	10,0
3-3	1,60	2	10,0
4-1	1,50	2	10,0

Bảng 2. Số liệu thông số khoan thực tế giếng khoan X, đường kính chèo 4 1/2 inch

Số chèo khoan đã sử dụng	Chiều sâu giếng (m)	Thời gian khoan (giờ)	Số mét khoan được (m)	Tải trọng lên chèo (1.000lbm)	Tốc độ vòng quay (vòng/phút)	Lưu lượng nước rửa (gallons/phút)
1	4.070	30,15	70	11,0	60	127
2	4.140	43,00	113	13,2	60	127
3	4.253	41,75	100	13,2	60	127
4	4.353	24,50	66	13,2	60	127
5	4.419	18,75	48	15,4	65	111
6	4.467	25,50	79	13,2	65	111
7	4.546	17,50	54	13,2	65	111
8	4.600	25,50	77	15,4	65	127
9	4.677	9,00	27	15,4	65	127

thay đổi tính chất của các răng chèo khoan kim cương. Nếu thủy lực khoan tại chèo khoan không được tối ưu sẽ làm giảm tốc độ khoan và tăng tốc độ mài mòn của chèo khoan ở đáy giếng khoan, thời gian khoan của chèo sẽ giảm nhanh hơn so với chương trình thủy lực khoan đã được tối ưu.

4. Mô hình giá thành khoan

Mô hình giá thành khoan thực tế rất phức tạp, phụ thuộc vào nhiều yếu tố, thông số. Về mặt kỹ thuật, mô hình cơ bản của giá thành khoan trung bình được biểu diễn như sau:

$$CPF = \frac{C_B + C_r(T_d + T_c + T_t + T_i)}{F} \quad (7)$$

Trong đó:

CPF: Giá thành khoan trung bình (USD/m);

ROP: Tốc độ cơ học khoan (m/giờ);

C_B : Giá thành của chèo khoan được sử dụng (USD);

C_r : Giá thành thuê giàn khoan (USD/giờ);

T_d : Thời gian khoan của chèo khoan (giờ);

T_c : Thời gian nối cần khoan (giờ);

F : Số mét khoan được, m;

T_i : Thời gian kéo cần khoan để thay chèo khoan, hay thay thế bộ khoan cụ mới, thời gian thả cần khoan (giờ);

T_j : Thời gian chết (Downtime) do hệ thống khoan không tham gia khoan giếng như: cất cáp khoan, sửa máy bơm, sửa máy phát điện, sửa tời khoan, sửa hệ thống nâng hạ, thời gian xử lý sự cố trong khoan sẽ làm gia tăng giá thành khoan. Một số sự cố như: thời gian xử lý mất dung dịch, thời gian xử lý kẹt bộ khoan cụ, thời gian khoan và xử lý các fishing hay các mảnh kim loại rơi vào bên trong giếng khoan. Trong quá trình tháo lắp bộ khoan cụ, các

mảnh kim loại nhỏ hay thiết bị cầm tay có thể bị rơi xuống giếng như: chèo bị rơi chóp, các mảnh vụn kim loại do quá trình cọ xát giữa cột cần khoan với thân giếng, thời gian bơm đập giếng... Như vậy, để giảm giá thành khoan, thì tốc độ khoan phải nhanh, thời gian khoan của chèo dài, thời gian nối cần ngắn, thời gian kéo cần khoan nhanh và thời gian sửa chữa hệ thống khoan ngắn, thời gian xử lý các sự cố ngắn.

5. Xây dựng mô hình thời gian làm việc của chèo khoan 4½inch khi khoan móng

Dựa trên số liệu thực tế khoan trong Bảng 2, mô hình thời gian khoan của chèo khoan 4½inch có dạng tổng quát sau:

$$T_d = f(W, N, Q, MD)$$

Trong đó:

MD: Chiều sâu của giếng (m);

Q: Lưu lượng nước rửa (gallons/phút).

Đề xuất mô hình thời gian khoan của chèo có dạng sau [2]:

$$T_d = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \beta_4 X_4 \quad (8)$$

Trong đó:

$\beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4$: Các hệ số trong mô hình;

X_1 : Chiều sâu của giếng, MD, (m);

X_2 : Tải trọng lên chèo khoan (1.000lbm);

X_3 : Tốc độ vòng quay của chèo khoan (vòng/phút);

X_4 : Lưu lượng nước rửa (gallons/phút).

Mô hình về thời gian khoan của chèo khoan theo số liệu có trong Bảng 2 như sau:

$$T_d = 245 - 0,0379X_1 + 1,84X_2 - 1,24X_3 + 0,005X_4 \quad (9)$$

Bảng 3 chỉ ra hệ số độ tin cậy trong mô hình (9) chỉ đạt $R^2 = 65,7\%$, điều đó chứng tỏ các tham số có trong mô hình (9) chỉ giải thích được 65,7%. Như vậy mô hình (9) còn đến 34,3% các tham số tham gia trong mô hình chưa được giải thích, mặt khác giá trị F test trong Bảng 3 đạt giá trị rất nhỏ là 1,91. Như vậy mô hình (9) chưa đạt độ tin cậy cao.

Mô hình thời gian khoan của chèo có độ tin cậy cao và có sự tương tác ảnh hưởng của các tham số tới thời gian khoan của chèo được đề xuất như sau [2]:

$$T_d = \alpha_0 + \alpha_1 Y_1^2 + \alpha_2 Y_2^2 + \alpha_3 Y_3^2 + \alpha_4 Y_4^2 + \alpha_5 Y_1 Y_2 + \alpha_6 Y_2 Y_3 + \alpha_7 Y_1 Y_3 Y_4 \quad (10)$$

Trong đó:

$\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, \alpha_5, \alpha_6$, và α_7 là các hệ số của các tham số trong mô hình (10), ảnh hưởng của sự tương tác giữa các tham số trong mô hình (10);

Bảng 3. Bảng kết quả ANOVA

Thời gian khoan của chèo (giờ)	Bậc tự do (DF)	Tổng bình phương (SS)	Bình phương trung bình (MS)	Giá trị thống kê (F)	P
Các tham số tham gia hồi quy	4	637,27	159,32	1,91	0,273
Phần dư	4	333,28	83,32		
Tổng	8	970,54			
$S = 9,12792 \quad R^2 = 65,7\% \quad R^2_{(adj)} = 31,3\%$					

Bảng 4. Giải thích các hệ số có trong mô hình (9) của mô hình thời gian khoan của chèo khoan chóp xoay 4½inch

Thời gian khoan của chèo (giờ)	Hệ số	Độ lệch chuẩn (SE Coefficient)	Kiểm định các tham số (T)	P
Hằng số	245	194,4	1,26	0,277
Chiều sâu của giếng (m)	-0,0379	0,03935	-0,96	0,390
Tải trọng lên chèo (1.000lbm)	1,84	3,614	0,51	0,637
Tốc độ vòng quay (vòng/phút)	-1,237	3,815	-0,32	0,762
Lưu lượng nước rửa (gallons/phút)	0,0049	0,6846	0,01	0,995
Khoảng tin cậy = 95%				

Bảng 5. Bảng kết quả ANOVA

Thời gian khoan của chèo (giờ)	Bậc tự do (DF)	Tổng bình phương (SS)	Bình phương trung bình (MS)	Giá trị thống kê (F)	P
Các tham số tham gia hồi quy	7	967,07	138,15	39,81	0,121
Phần dư	1	3,47	3,47		
Tổng	8	970,54			
$S = 1,86298 \quad R^2 = 99,6\% \quad R^2_{(adj)} = 97,1\%$					

Bảng 6. Giải thích các hệ số có trong mô hình (11) của mô hình thời gian khoan của chèo khoan chớp xoay 4½inch

Thời gian khoan của chèo (giờ)	Hệ số	Độ lệch chuẩn (SE Coefficient)	Kiểm định các tham số (T)	P
Hằng số	-30.553	6.663	-4,59	0,137
Y_1^2	-0,00006286	0,0001553	-4,05	0,154
Y_2^2	-45,175	8,456	-5,34	0,118
Y_3^2	5,05	1,240	4,07	0,153
Y_4^2	1,0062	0,2186	4,60	0,136
$Y_1 Y_2$	0,8088	0,1885	4,29	0,146
$Y_2 Y_3$	-8,748	3,632	-2,41	0,251
$Y_1 Y_2 Y_3 Y_4$	-0,00005387	0,00001181	-4,56	0,137

Khoảng tin cậy = 95%

Y_1 : Chiều sâu giếng khoan (m);

Y_2 : Tải trọng lên chèo (1.000lbm);

Y_3 : Tốc độ vòng quay (vòng/phút);

Y_4 : Lưu lượng nước rửa (gallons/phút) .

Từ Bảng 4 thu được mô hình thời gian khoan của chèo khoan chớp xoay 4½inch.

$$T_d = -30553 - 0,000629 Y_1^2 - 45,2 Y_2^2 + 5,05 Y_3^2 + 1,01 Y_4^2 + 0,809 Y_1 Y_2 - 8,75 Y_2 Y_3 - 0,000054 Y_1 Y_2 Y_3 Y_4 \quad (11)$$

Bảng 5 chỉ ra hệ số độ tin cậy của mô hình (11) đạt $R^2 = 99,6\%$, chứng tỏ các tham số có tham gia trong mô hình (11) đã được giải thích gần như tuyệt đối. Trong mô hình về thời gian khoan của chèo (11) chỉ có 0,4% tham số tham gia mô hình chưa được giải thích, mặt khác giá trị F test trong Bảng 5 đạt giá trị 39,81. Như vậy, mô hình (11) biểu diễn thời gian khoan của chèo có độ tin cậy cao với $R^2 = 99,6\%$.

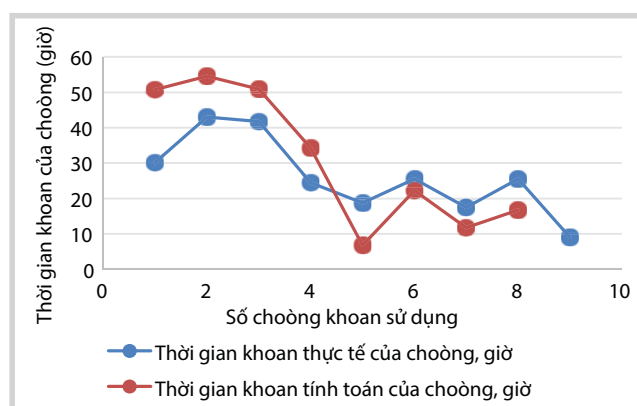
6. Phân tích sự ảnh hưởng của các yếu tố khác nhau đến thời gian khoan của chèo khoan 4½inch

- Ảnh hưởng của chiều sâu của giếng

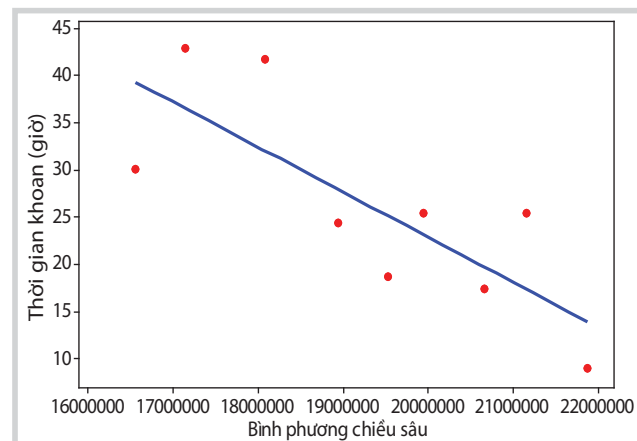
Hình 2 cho thấy khi chiều sâu của giếng tăng lên thì thời gian khoan của chèo giảm xuống. Điều này được giải thích khi chiều sâu giếng khoan tăng, đất đá thành hệ chặt sít hơn do hiệu ứng nén ép của đất đá, có nghĩa khi khoan càng xuống sâu, đất đá có cường độ bền nén tăng theo, do đó thời gian phá hủy của chèo khoan cũng khó khăn hơn, dẫn tới thời gian khoan của chèo giảm trước khi chèo khoan bị mất chớp hay giếng gặp sự cố.

- Ảnh hưởng của tải trọng và tốc độ vòng quay

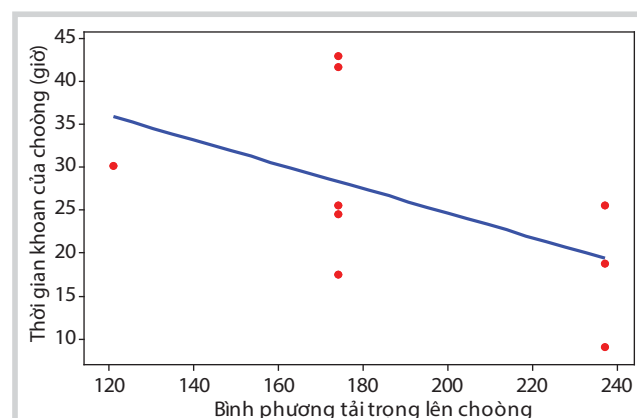
Hình 3 và 4 cho thấy khi tăng tải trọng lên chèo, răng chèo bị mài mòn nhanh hơn, thời gian khoan của chèo giảm đi và khi tăng tốc độ vòng quay, răng



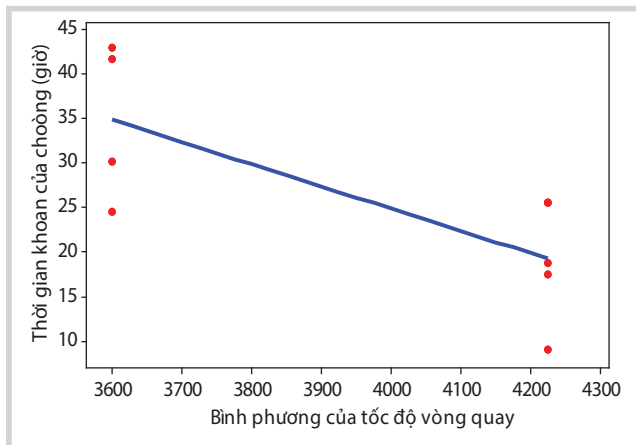
Hình 1. Thời gian khoan của chèo



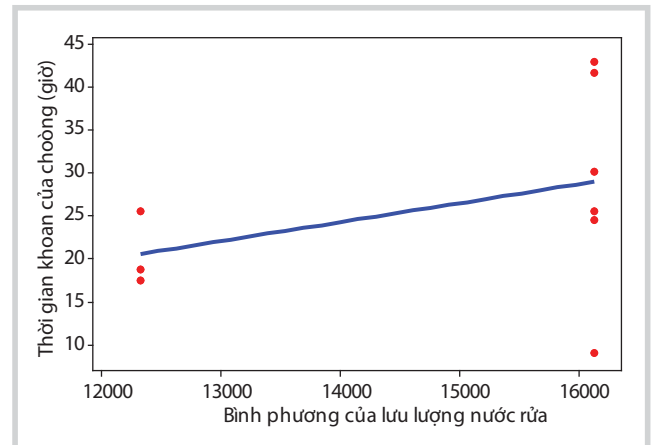
Hình 2. Ảnh hưởng của chiều sâu của giếng tới thời gian khoan của chèo



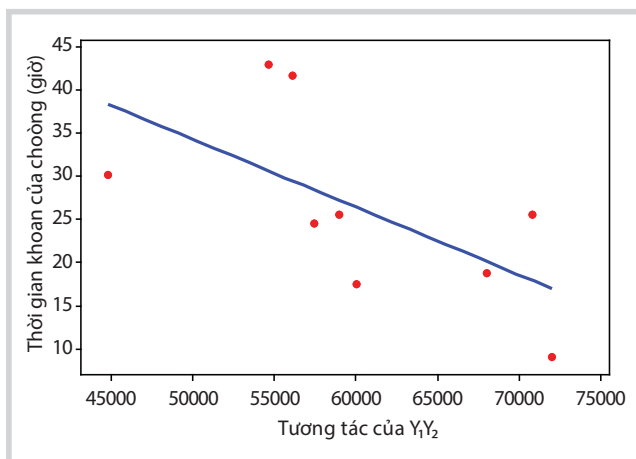
Hình 3. Ảnh hưởng của tải trọng lên chèo tới thời gian khoan của chèo



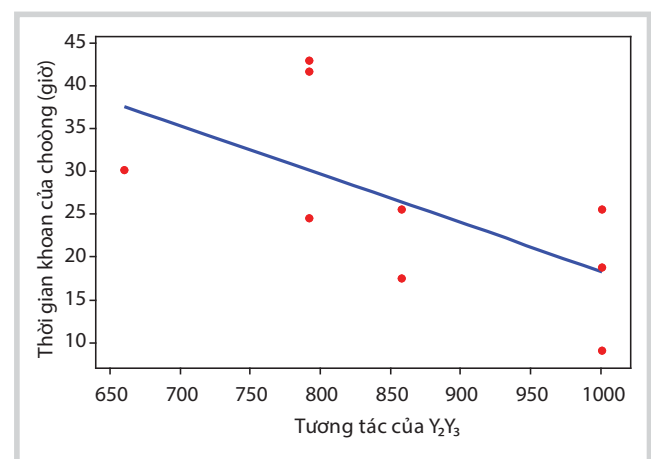
Hình 4. Ảnh hưởng của tốc độ vòng quay tới thời gian khoan của chòong



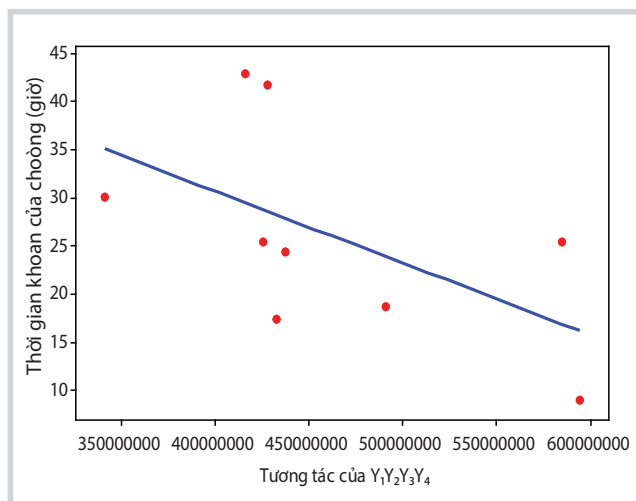
Hình 5. Ảnh hưởng của lưu lượng nước rửa tới thời gian khoan của chòong



Hình 6. Ảnh hưởng của chiều sâu giếng và tải trọng lên chòong tới thời gian khoan của chòong



Hình 7. Ảnh hưởng của tải trọng lên chòong và tốc độ vòng quay lên thời gian khoan của chòong



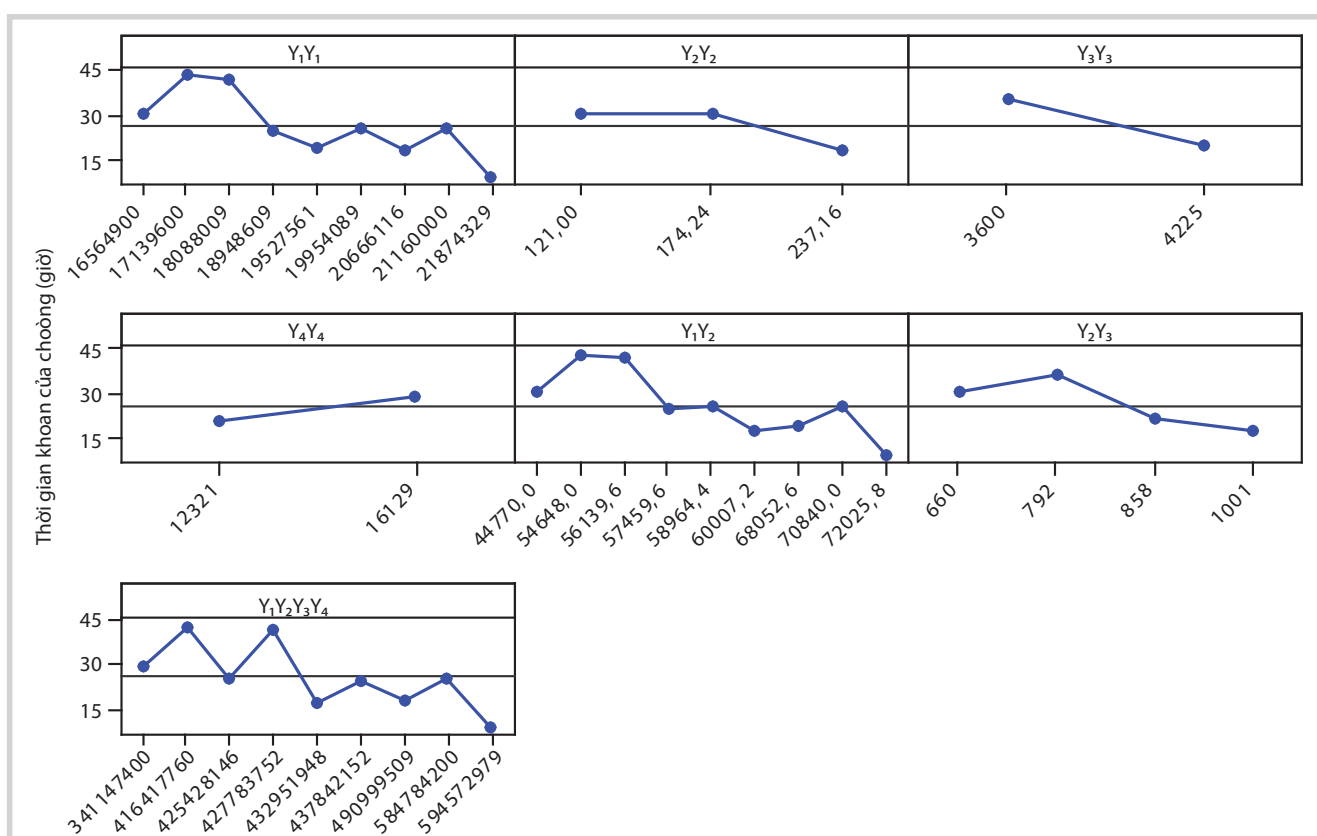
Hình 8. Ảnh hưởng của các yếu tố khác nhau $Y_1Y_2Y_3Y_4$ tới thời gian khoan của chòong

chòong sẽ bị mài mòn nhanh hơn như mô hình ảnh hưởng của tốc độ vòng quay tới tốc độ mài mòn của chòong của Galle và Woods, dẫn tới thời gian khoan của chòong bị giảm khi tăng tốc độ vòng quay trước khi chòong gặp vấn đề.

- Ảnh hưởng của lưu lượng nước

Hình 5 cho thấy khi tăng lưu lượng nước rửa thì chòong khoan được giảm nhiệt độ tối đa do sinh ra ma sát giữa chòong khoan và phá hủy đất đá ở đáy giếng khoan, giúp gia tăng phá hủy đất đá do hiệu ứng phá hủy của vôi phun, làm thời gian khoan của chòong tăng lên.

Ngoài ra còn có ảnh hưởng của sự tương tác giữa các yếu tố khác nhau trong quá trình khoan tới thời gian khoan của chòong (từ Hình 6 - 8). Khi các yếu tố tương tác của chiều sâu giếng khoan với tải trọng lên chòong tăng, thời gian khoan của chòong cũng giảm xuống trước khi chòong gặp sự cố. Tương tự khi giải thích sự ảnh hưởng của tốc độ vòng quay với tải trọng lên chòong và ảnh hưởng của chiều sâu của giếng, tải trọng lên chòong, tốc độ vòng quay, lưu lượng nước rửa tới thời gian làm việc của chòong... cho thấy các yếu tố tương tác này đều làm giảm thời gian làm việc của chòong, có nghĩa là tổng số vòng quay thực tế sẽ nhỏ hơn nhiều so với thiết kế từ nhà sản xuất.



Hình 9. Ảnh hưởng của các thông số lên thời gian khoan của chông 4 1/2 inch

7. Kết luận

Qua nghiên cứu xây dựng mô hình thời gian làm việc của chông khoan 4 1/2 inch dựa trên mô hình hồi quy đa biến, trên cơ sở các số liệu thu được từ thực tế khoan, đánh giá ảnh hưởng của các yếu tố khác nhau tới thời gian khoan của chông, nhóm tác giả rút ra một số nhận xét sau:

- Để xây dựng mô hình thời gian làm việc của chông khoan có độ tin cậy cao, phản ánh đúng các yếu tố tác động tới thời gian làm việc của chông trong quá trình khoan, thông qua hệ số tin cậy $R^2 = 99,6\%$;

- Trong thực tế thi công khoan móng, các yếu tố sau làm giảm thời gian khoan của chông, có nghĩa là chông khoan bị mòn nhanh: tăng tải trọng lên chông, tăng chiều sâu khoan giếng, tăng tốc độ vòng quay, tăng sự tương tác của các yếu tố chiều sâu giếng khoan và tải trọng lên chông, tăng sự tương tác của tải trọng lên chông và tốc độ vòng quay, tăng sự tương tác của chiều sâu của giếng khoan, tải trọng lên chông, tốc độ vòng quay và lưu lượng nước rửa.

- Tăng lưu lượng nước rửa sẽ làm tăng thời gian làm việc khoan của chông, có nghĩa là tốc độ mài mòn chông sẽ diễn ra chậm hơn. Như vậy, khi tối ưu các thông

số: lưu lượng nước rửa, độ nhớt, tỷ trọng, lưu biến, độ thái nước, hàm lượng pha rắn, độ bền gel của dung dịch, áp lực vòi phun tại chông, điều chỉnh tỷ trọng tuần hoàn nằm trong vùng áp suất vừa và áp suất nứt vừa... sẽ làm chậm tốc độ mài mòn của chông.

- Tiếp tục nghiên cứu về các yếu tố khác tác động tới thời gian làm việc của chông khoan 4 1/2 inch trong quá trình thi công khoan, để từ đó điều chỉnh các thông số hợp lý nhằm giảm độ mài mòn của chông.

Tài liệu tham khảo

1. Adam T.Bourgoyne Jr, Keith K.Millheim, Martin E.Chenevert, F.S.Young Jr. *Applied drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers. 1986.
2. Raymond H.Myers, Douglas C.Montgomery, Christine M.Anderson-Cook. *Response surface methodology: Process and product optimization using designed experiments (4th edition)*. Wiley. 2016.
3. Xin Yan, Xiao Gang Su. *Linear regression analysis - Theory and computing*. World Scientific. 2009.
4. E.Tansey. *A heuristic approach to drilling optimization*. Society of Petroleum Engineers. 1975.

5. Nguyễn Thế Vinh, Nguyễn Trần Tuấn, Nguyễn Hữu Trường, Nguyễn Xuân Thảo. *Ảnh hưởng của các yếu tố khác nhau tới tốc độ cơ học khoan*. Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học lần thứ 21. Đại học Mở - Địa chất, Hà Nội. 2014.

6. Petrovietnam. *Fractured basement reservoir*. Science and Technics Publishing House. 2008.

Investigating the effects of various parameters on the bit life

Nguyen Huu Truong
Petrovietnam University
Email: truongnh@pvu.edu.vn

Summary

During well drilling execution, several parameters affect the bit life, such as weight on the bit, well depth, rotary speed, pump flow rate, rock properties, drilling technology, and the rheological properties of the drilling fluid that has been used. It is, therefore, important to accurately construct the bit life model for the basement. If the bit life is not accurately predicted, there will be certain risks during the drilling process in the field such as cone loss and low penetration rate, leading to increase in the cost of drilling. In this article, the authors propose to construct a highly reliable bit life model to drill wells in the basement with the statistical software, based on which the effects of various parameters on the bit life will be estimated using multiple regression analysis.

Key words: Bit life, various parameters, statistical software, multiple-regression analysis.

CẤU TRÚC ĐỊA CHẤT KHU VỰC BÌNH LONG - TÀ THIẾT VÀ LỊCH SỬ PHÁT TRIỂN KIẾN TẠO CÁC BỂ TRẦM TÍCH TRƯỚC CENOZOIC MIỀN ĐÔNG NAM BỘ

Nguyễn Trung Chí¹, Phạm Huy Long², Đinh Quang Sang¹
Đỗ Thị Thùy Linh¹, Trần Thị Oanh¹, Nguyễn Bá Duy²

¹Đại học Dầu khí Việt Nam

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: chint@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Bình Long - Tà Thiết là một trong các khu vực nghiên cứu của đề tài “Khảo sát, lựa chọn các tuyến lộ trình thực tập địa chất cấu tạo và địa kiến tạo khu vực Bình Phước, Đồng Nai và ven biển Mũi Né đến Vũng Tàu” của Trường Đại học Dầu khí Việt Nam năm 2016 [1]. Trên cơ sở tổng hợp, phân tích các công trình nghiên cứu và đo vẽ bản đồ địa chất có sẵn, kết hợp với tài liệu khảo sát bổ sung, nhóm tác giả đã chính xác hóa ranh giới các thành tạo địa chất của khu vực nghiên cứu và phân ra được các tầng cấu trúc với những đặc điểm biến dạng uốn nếp, đứt gãy khu vực, đặc trưng cho các kiểu bể tách giãn sau va chạm vào Permian muộn - Triassic. Đồng thời góp phần luận giải lịch sử phát triển kiến tạo và tiến hành nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích trước Cenozoic miền Đông Nam Bộ.

Từ khóa: Địa chất cấu tạo, bối cảnh kiến tạo, tầng cấu trúc, bể trầm tích trước Cenozoic, miền Đông Nam Bộ.

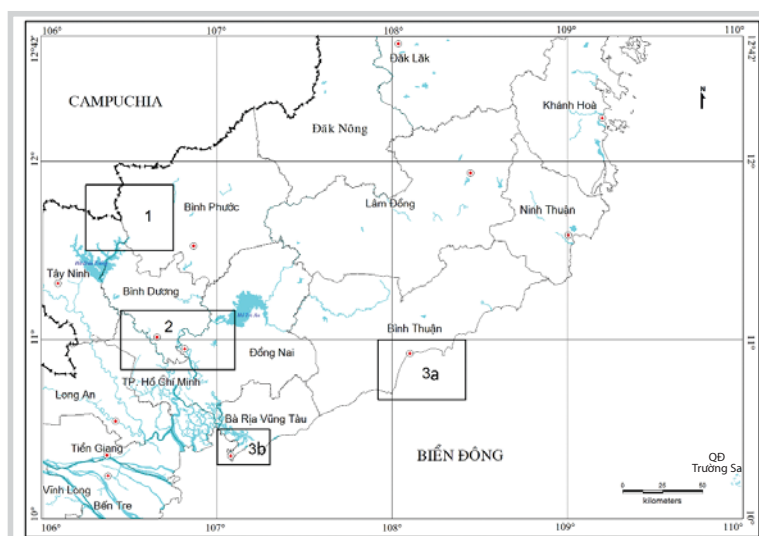
1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu thuộc các huyện Lộc Ninh, Hớn Quản, Chơn Thành, thị xã Bình Long, tỉnh Bình Phước và các huyện Tân Châu, Dương Minh Châu, tỉnh Tây Ninh được giới hạn bởi các tọa độ: 11°30' - 11°52' vĩ độ Bắc; 106°15' - 106°45' kinh độ Đông (Hình 1). Địa hình phân ra vùng cao nguyên basalt ở phía Đông và vùng đồng bằng ở phía Tây, Tây Nam, độ cao từ 60 - 200m. Khu vực có 2 sông chính: sông Tòng Lê Chàm và sông Tòng Lê Tru với các suối nhỏ chảy từ cao nguyên basalt.

Trước năm 1975, khu vực Bình Long - Tà Thiết đã được nghiên cứu trong Bản đồ Địa chất Việt Nam - Lào - Campuchia, tỷ lệ 1/200.000 [2] và trên diện tích đó chỉ thể hiện các đá basalt và trầm tích Đệ Tứ còn các yếu tố kiến tạo chưa được thể hiện. Từ sau năm 1975, khu vực Bình Long - Tà Thiết được nghiên cứu trong các công trình đo vẽ bản đồ địa chất các tỷ lệ 1/500.000 và 1/200.000 đến 1/50.000, nhìn chung trên cùng một quan điểm “thời địa tầng địa phương” của Liên Xô (cũ), theo đó thành phần thạch học của các phân vị không được coi là tiêu chuẩn hàng đầu khi phân chia địa tầng. Do đó nội dung phản ánh trên các bản đồ không khác nhau nhiều [3 - 5]. Tuy nhiên,

các yếu tố kiến tạo đã được thể hiện trên bản đồ tỷ lệ 1/200.000 và đặc biệt trên bản đồ tỷ lệ 1/50.000 với việc phân chia chi tiết hơn các thành tạo địa chất và đã làm nổi bật được các yếu tố uốn nếp và đứt gãy. Trong giai đoạn này, các hệ tầng và điệp là đơn vị thời địa tầng được chuyển đổi thành thạch địa tầng trong “Quy phạm địa tầng Việt Nam” [6]. Tuy nhiên, do hoàn cảnh lịch sử, việc chuyển đổi một số hệ tầng là thời địa tầng sang thạch địa tầng cho vùng nghiên cứu vẫn chưa phù hợp nên cần được nghiên cứu thêm.

Trên cơ sở tổng hợp và phân tích các tài liệu địa chất có trước, kết hợp với tài liệu thực địa bổ sung theo các tuyến lộ trình nghiên cứu và điểm lộ khu vực Bình Long - Tà Thiết (Hình 2) của báo cáo tổng

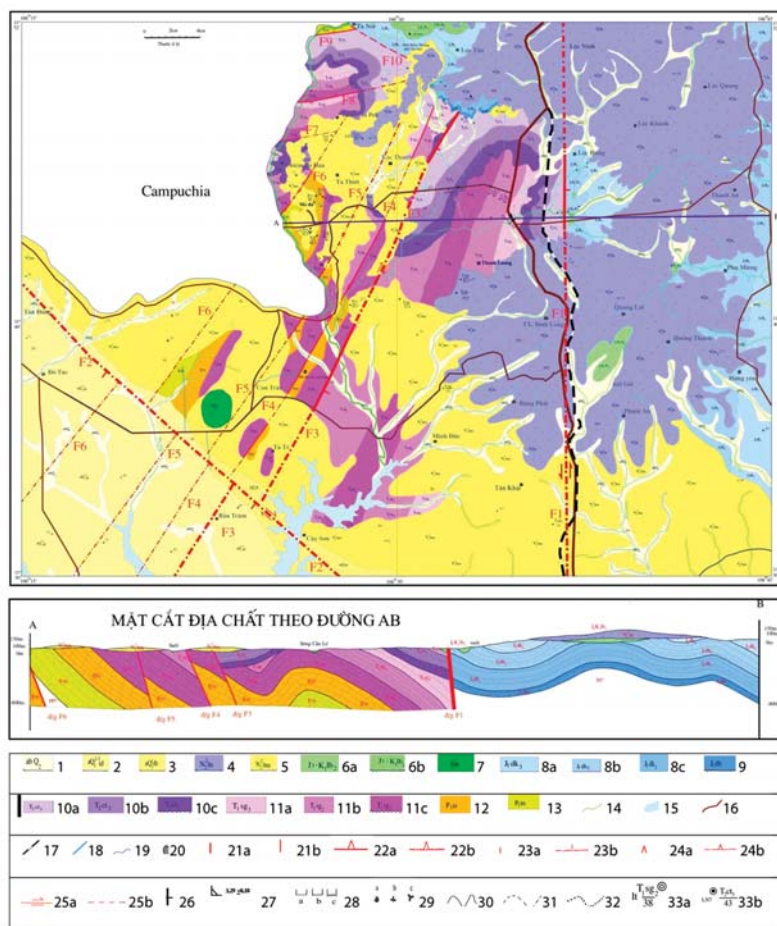


Hình 1. Bản đồ vị trí các khu vực nghiên cứu [1]: khu vực Bình Long - Tà Thiết; khu vực Châu Thới - Trị An; khu vực Duyên hải từ Mũi Né - Vũng Tàu bao gồm Mũi Né - Mũi Kê Gà (3a) và Long Hải - Vũng Tàu (3b)

kết đề tài “Khảo sát, lựa chọn các tuyến lộ trình thực tập “Địa chất cấu tạo và Địa kiến tạo” khu vực Bình Phước, Đồng Nai và ven biển Mũi Né đến Vũng Tàu” dành cho sinh viên ngành Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí của Trường Đại học Dầu khí Việt Nam [1], nhóm tác giả đã xác định các thành tạo trầm tích và magma tham gia vào cấu trúc địa chất của khu vực Bình Long - Tà Thiết.

2. Các thành tạo trầm tích

- Hệ tầng Tà Nốt tuổi Permian muộn (P_3tn) được Nguyễn Xuân Bao xác lập (1995) [3]. Trong khu vực nghiên cứu, hệ tầng phân bố chủ yếu ở vùng Tà Nốt, Tà Thiết và Suối Ngò. Phần dưới là cuội kết, sạn kết xen cát kết màu xám nhạt; phần trên chủ yếu là bột kết, đá phiến sét màu xám tro, xám sẫm, chứa nhiều vật chất hữu cơ và hóa thạch chân riu, tổng bề dày của hệ tầng khoảng 250m. Ranh giới dưới của hệ tầng Tà Nốt chưa xác định, ranh giới trên nằm chỉnh hợp dưới hệ tầng Tà Vát.



1 - Trầm tích Holocene; 2 - Hệ tầng Thủ Đức; 3 - Hệ tầng Đất Cước; 4 - Hệ tầng Lộc Ninh; 5 - Hệ tầng Bà Miêu; 6 - Hệ tầng Long Bình; a - phần trên, b - phần dưới; 7 - Phức hệ Tây Ninh; 8 - Hệ tầng Đắk Krông; a - phần trên, b - phần giữa, c - phần dưới; 9 - Hệ tầng Đắk Bùng; 10 - Hệ tầng Châu Thới; a - phần trên, b - phần giữa, c - phần dưới; 11 - Hệ tầng Sông Sài Gòn; a - phần trên, b - phần giữa, c - phần dưới; 12 - Hệ tầng Tà Vát; 13 - Hệ tầng Tà Nốt; 14 - Sông suối; 15 - Hồ; 16 - Đường bộ; 17 - Đường xe lửa; 18 - Tuyến lộ trình thực tập dự kiến; 19 - Đường biên giới; 20 - Độ cao; 21 - Đứt gãy chính thuận; a - chắc chắn, b - bị phủ; 22 - Đứt gãy chính nghịch; a - chắc chắn, b - bị phủ; 23 - Đứt gãy thứ yếu thuận; a - chắc chắn, b - bị phủ; 24 - Đứt gãy thứ yếu nghịch; a - chắc chắn, b - bị phủ; 25a - Hướng dịch chuyển, 25b - Đứt gãy dự đoán; 26 - Thể nằm đất đá; 27 - Tuổi tuyệt đối; 28 - Quan hệ thành tạo địa chất: a - chỉnh hợp, b - không chỉnh hợp, c - không xác định; 29 - Hóa thạch: a - động vật không xương sống, b - thực vật, c - bào tử phấn; 30 - Ranh giới địa chất xác định; 31 - Ranh giới địa chất giả định; 32 - Ranh giới tương đối; 33a - Giếng khoan theo tài liệu thực địa năm 2016, 33b - Giếng khoan theo các tài liệu cũ.

Hình 2. Bản đồ địa chất khu vực Bình Long - Tà Thiết

- Hệ tầng Tà Vát tuổi Permian muộn (P_3tv) được Ma Công Cọ đặt tên năm 2001, thay thế tên hệ tầng Tà Thiết của Nguyễn Xuân Bao [3, 4]. Khu vực nghiên cứu, hệ tầng phân bố thành 3 dải: Tà Thiết - Suối Ngò; vùng Tà Vát; vùng Sóc Con Trăn. Phần dưới hệ tầng là đá vôi hạt nhỏ xen vôi sét, sét vôi màu xám đen, xám tro phân lớp vừa đến dày chứa hóa thạch trùng lỗ; phần giữa là đá vôi hạt vừa xám trắng, xám hồng phân lớp dày đến dạng khối, chứa hóa thạch tảo; phần trên là đá vôi hạt nhỏ xám đen, xám tro phân lớp dày đến dạng khối, chứa hóa thạch trùng lỗ. Bề dày chung 3 phần khoảng 160 - 180m, hệ tầng nằm chỉnh hợp trên hệ tầng Tà Nốt và không chỉnh hợp dưới hệ tầng Sông Sài Gòn.

- Hệ tầng Sông Sài Gòn tuổi Triassic sớm (T_1sg): Đệp Sông Sài Gòn là đơn vị địa tầng địa phương được Bùi Phú Mỹ xác lập (1989) sau đó Nguyễn Xuân Bao đổi thành hệ tầng Sông Sài Gòn là đơn vị thạch địa tầng (1995) [3, 7]. Hệ tầng Sông Sài Gòn phân bố từ vùng Cẩn Lê đến vùng Tà Vát và phía Nam Tà Nốt xuống phía Bắc hồ Dầu Tiếng. Phần dưới hệ tầng chủ yếu là sét vôi xám đen phân lớp mỏng; phần giữa là bột kết phân lớp trung bình đến dày xen kẹp cát kết, cát bột kết màu xám đen; phần trên chủ yếu là cát kết màu xám dạng khối xen cát bột kết. Tổng bề dày khoảng 850m. Hệ tầng Sông Sài Gòn nằm không chỉnh hợp trên hệ tầng Tà Vát và không chỉnh hợp dưới hệ tầng Châu Thới.

- Hệ tầng Châu Thới tuổi Triassic giữa, bậc anisian (T_{2act}): Các trầm tích lục nguyên chứa hóa thạch Triassic tại núi Châu Thới được Bùi Phú Mỹ và Vũ Khúc xác lập nên hệ tầng Châu Thới vào năm 1980 [7]. Trong khu vực nghiên cứu, đá hệ tầng Châu Thới phân bố phía Nam Tà Nốt, Lộc Thành, Lộc Hưng và Cẩn Lê. Phần dưới là cuội tầng kết hỗn tạp, phân lớp dày đến dạng khối độ mài tròn và chọn lọc kém; phần giữa là cát kết arkose, sạn kết tuf xám, xám sáng phân lớp dày xen kẽ lớp bột kết, sét bột kết màu sáng bị biến chất nhẹ, phân lớp mỏng; phần trên là các đá hạt mịn, bột kết, bột kết vôi xen cát kết, đá phiến phân lớp mỏng tới phân phiến. Hệ tầng Châu Thới có tổng bề dày khoảng 650m, nằm không



Hình 3. Đá vôi hệ tầng Tà Vát tại Tà Thiết



Hình 4. Ranh giới giữa cuội kết và cát kết hệ tầng Châu Thới



Hình 5. Tính phân phối của hệ tầng Sông Sài Gòn

chỉnh hợp trên hệ tầng Sông Sài Gòn và bị phủ bởi hệ tầng Đăk Bùng, hệ tầng Đăk Krông, hệ tầng Bà Miêu và các thành tạo phun trào basalt Lộc Ninh (βN_2^{2In}).

- Hệ tầng Đăk Bùng tuổi Jurassic sớm ($J_1^{đb}$) được Nguyễn Xuân Bao xác lập (1995) [3]. Trong khu vực nghiên cứu, hệ tầng Đăk Bùng lộ ra phía Bắc xã Lộc Thành với phần dưới là các lớp cuội kết cơ sở đa thành phần, màu xám đen xi măng gắn kết là vôi, nằm trên tập cuội kết là cát kết arkose, cát kết đa khoáng và cát kết vôi, bề dày chung khoảng 26m. Hệ tầng nằm không chỉnh hợp trên hệ tầng Châu Thới, hệ tầng Sông Sài Gòn và nằm chỉnh hợp dưới hệ tầng Đăk Krông.

- Hệ tầng Đăk Krông tuổi Jurassic sớm ($J_1^{đk}$) được Vũ Khúc đặt tên (2000) thay thế tên hệ tầng Dray Linh của Nguyễn Xuân Bao [3, 7]. Khu vực nghiên cứu, hệ tầng lộ ra ở phía Đông đứt gãy F1 và xã Lộc Tấn (Hình 2). Phần dưới của hệ tầng gồm cát kết arkose, cát kết ít khoáng xen bột kết, sét vôi chứa hóa thạch; phần giữa gồm cát kết dạng arkose, cát kết xen bột kết màu xám; phần trên gồm cát kết màu xám, bột kết xen ít lớp sét than mỏng, chứa phong phú hóa thạch và bào tử phần, tổng bề dày 3 phần gần 800m. Hệ tầng nằm chỉnh hợp trên hệ tầng Đăk Bùng và bị các thành tạo phun trào basalt Lộc Ninh (βN_2^{2In}) phủ lên.

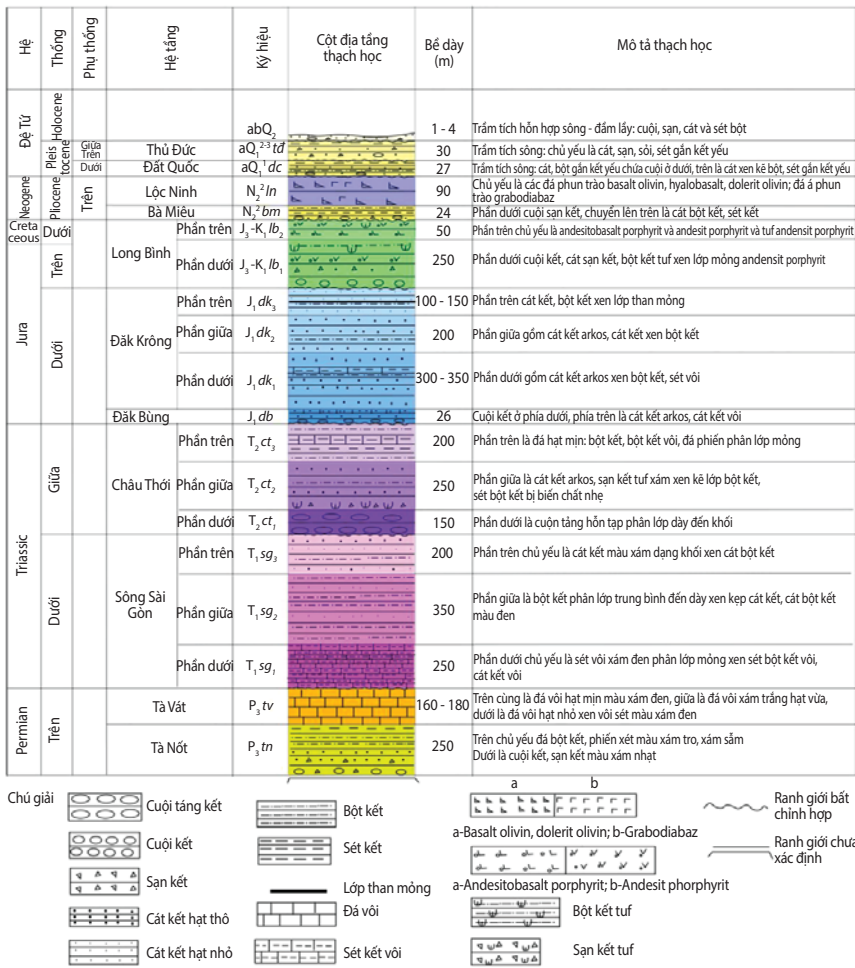
- Hệ tầng Long Bình tuổi Jurassic muộn - Cretaceous sớm ($J_3 - K_1^{lb}$) được Bùi Phú Mỹ và Dương Văn Cầu xác lập (1991) [7]. Khu vực nghiên cứu, hệ tầng Long Bình phân bố ở phía Đông Tà Nốt, huyện Hớn Quản và thị xã Bình Long. Phần dưới gồm cuội kết, cát sạn kết, cát kết, bột kết tuf xen lớp mỏng andesite porphyritic, đá màu xám; phần trên gồm các đá phun trào andesitobasalt porphyritic, andesite porphyritic và tương phun nổ tuf andesite porphyritic hạt nhỏ mịn, màu xám phớt nâu, xám lục. Tổng bề dày của hệ tầng khoảng 300m, hệ tầng phủ không chỉnh hợp lên hệ tầng Đăk Krông và hệ tầng Châu Thới, phía trên được phủ bởi các thành tạo phun trào basalt Lộc Ninh.

- Hệ tầng Bà Miêu tuổi Pliocene muộn (N_2^{2bm}) được xác lập bởi Lê Đức An [4]. Khu vực nghiên cứu hệ tầng phân bố ở phần Tây và Tây Nam trên diện tích rộng lớn. Thành phần chủ yếu là cuội kết, sạn kết ở phần dưới, chuyển lên trên là cát kết, bột kết và sét kết chứa bào tử. Hệ tầng phủ không chỉnh hợp lên các thành tạo cổ hơn có tuổi Permian đến Jurassic, phần trên bị phủ bởi các thành tạo phun trào basalt Lộc Ninh và các trầm tích tuổi Pleistocene - Đệ Tứ.

- Hệ tầng Đất Cuốc tuổi Pleistocene sớm ($aQ_1^{đc}$) được Nguyễn Ngọc Hoa xác lập (1990) [3]. Hệ tầng phân bố phần Tây Nam khu vực nghiên cứu, phần dưới là cát, bột, sét gắn kết yếu chứa cuội, tiếp đến là cát thạch anh màu nâu chứa cuội sỏi; trên cùng là cát, sét gắn kết yếu lẫn laterite kết vón. Hệ tầng có bề dày chung khoảng 27m, phần dưới phủ lên hệ tầng Bà Miêu, phần trên bị phủ bởi hệ tầng Thủ Đức.

- Hệ tầng Thủ Đức tuổi Pleistocene giữa - muộn (aQ_1^{2-3td}) được Hà Quang Hải xác lập năm 1988 [3]. Tại khu vực nghiên cứu, đá phân bố phía Bắc hồ Dầu Tiếng. Thành phần chủ yếu là cát, sạn, sỏi, sét kaolinite với bề dày khoảng 30m. Hệ tầng Thủ Đức phủ không chỉnh hợp lên hệ tầng Đất Cuốc và hệ tầng Bà Miêu, phía trên hệ tầng bị phủ bởi các trầm tích Holocene.

- Trầm tích hỗn hợp sông - đầm lầy tuổi Holocene (abQ_2): Các trầm tích hỗn hợp sông - đầm lầy tuổi Holocene



Hình 6. Cột địa tầng tổng hợp khu vực Bình Long - Tà Thiệt của Nguyễn Trung Chí và nnk. [1] được tổng hợp lại theo các tài liệu [3, 4, 8]

phân bố dọc các dòng sông suối và hồ trong khu vực nghiên cứu. Ở thượng nguồn, các trầm tích chứa thành phần hạt thô: cuội, sạn và cát là chủ yếu. Khu vực về phía hạ lưu sông và vùng đầm lầy các trầm tích hạt mịn: bột, sét phổ biến. Nhìn chung, diện phân bố các trầm tích Holocene không liên tục.

3. Các thành tạo magma

- Phức hệ Tây Ninh (vJ₃ / tn): Khối xâm nhập mafic phân bố ở Tân Châu, Tây Ninh (đổi 95) được Nguyễn Xuân Bao xếp vào phức hệ Tây Ninh tuổi Jurassic muộn (1995) [4]. Đá chủ yếu là gabbro, gabbro - pyroxenite, pyroxenite. Thành phần khoáng vật chính gồm plagioclase chiếm 55 - 60% trong loại sáng màu và giảm còn 40 - 45% trong loại sẫm màu hơn, clinopyroxene dao động từ 30 - 35% trong loại sáng màu và tăng lên đến 45 - 50% trong loại sẫm màu, đôi khi lên đến trên 50 - 70% trong gabbro - pyroxenite. Khoáng vật phụ phổ biến là magnetite hàm lượng 1 - 5%, có nơi đạt đến 10 - 15% [9].
- Các thành tạo phun trào và á phun trào andesite trong hệ tầng Long Bình (aJ₃ - K₁ / b) gồm các lớp mỏng andesite porphyritic màu xám xen trong cuội kết, cát sạn kết, cát kết, bột kết tuf của phần dưới hệ tầng Long Bình và toàn bộ phần trên của hệ tầng là các đá phun trào andesitobasalt porphyritic, andesite porphyritic và tương phun nổ tuf andesite porphyritic hạt nhỏ mịn, màu xám phớt nâu, xám lục [7].

- Các thành tạo basalt và đai mạch gabrodiabaz Lộc Ninh tuổi Pliocene muộn (βN₂² / In) được Ma Công Cọ xác lập (2001) [4]. Đá phân bố trên diện rộng lớn thuộc phần Đông khu vực nghiên cứu, chia làm 2 tầng: gồm basalt olivin, hyalobasalt, dolerit olivin thuộc tương phun trào; các đai mạch gabrodiabaz phân bố trung tâm vòm basalt thuộc tương á xâm nhập. Các thành tạo phun trào basalt này có bề dày gần 90m, phủ tràn lên các thành tạo cổ hơn có tuổi từ Triassic sớm đến Pliocene muộn.

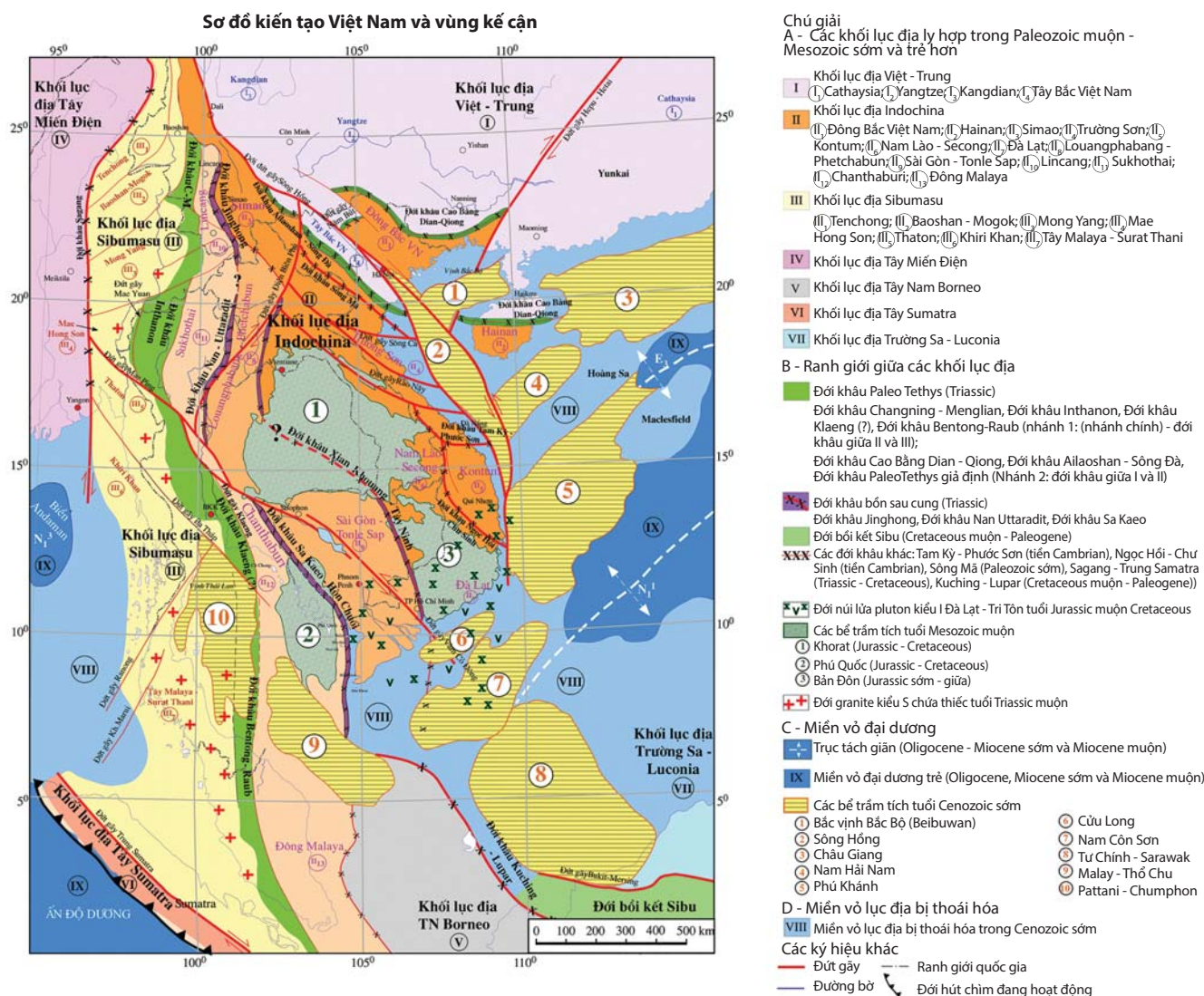
4. Vị trí kiến tạo

Trong bình đồ kiến trúc hiện nay, khu vực nghiên cứu nằm ở ranh giới giữa khối lục địa Sài Gòn - Tonle Sap và khối Đà Lạt. Ranh giới giữa 2 khối là đới khâu Tây Ninh - Nam Đức, di chỉ khép kín của bề trầm tích sau cung [10] (Hình 7).

4.1. Phân tầng kiến trúc

Dựa vào thành phần vật chất, đặc điểm uốn nếp và bề mặt không chỉnh hợp của các thành tạo, theo cột địa tầng tổng hợp (Hình 6), khu vực nghiên cứu chia ra các tầng kiến trúc sau:

- Tầng kiến trúc 1 là các thành tạo lục nguyên và carbonate của bề sau cung bao gồm hệ tầng Tà Nốt (P₃ / tn), hệ tầng Tà Vát (P₃ / tv), hệ tầng Sông Sài Gòn (T₁ / sg).
- Tầng kiến trúc 2 là thành tạo lục nguyên chứa carbonate xen trầm tích núi lửa hệ tầng Châu Thới (T₂ / act) thuộc bề trước cung Châu Thới.
- Tầng kiến trúc 3 là các thành tạo trầm tích lục nguyên của hệ tầng Đăk Bùng (J₁ / db) và hệ tầng Đăk Krông (J₁ / dk) thuộc bề trước núi tuổi Jurassic.
- Tầng kiến trúc 4 là các thành tạo phun trào andesite và trầm tích phun trào hệ tầng Long Bình (aJ₃ - K₁ / b) [7] - Kiểu cung núi lửa trên



Hình 7. Vị trí kiến tạo khu vực nghiên cứu trong bình đồ kiến trúc Việt Nam và vùng kế cận giai đoạn hiện nay [10]

lục địa liên quan với đới hút chìm vào Jurassic muộn - Cretaceous sớm.

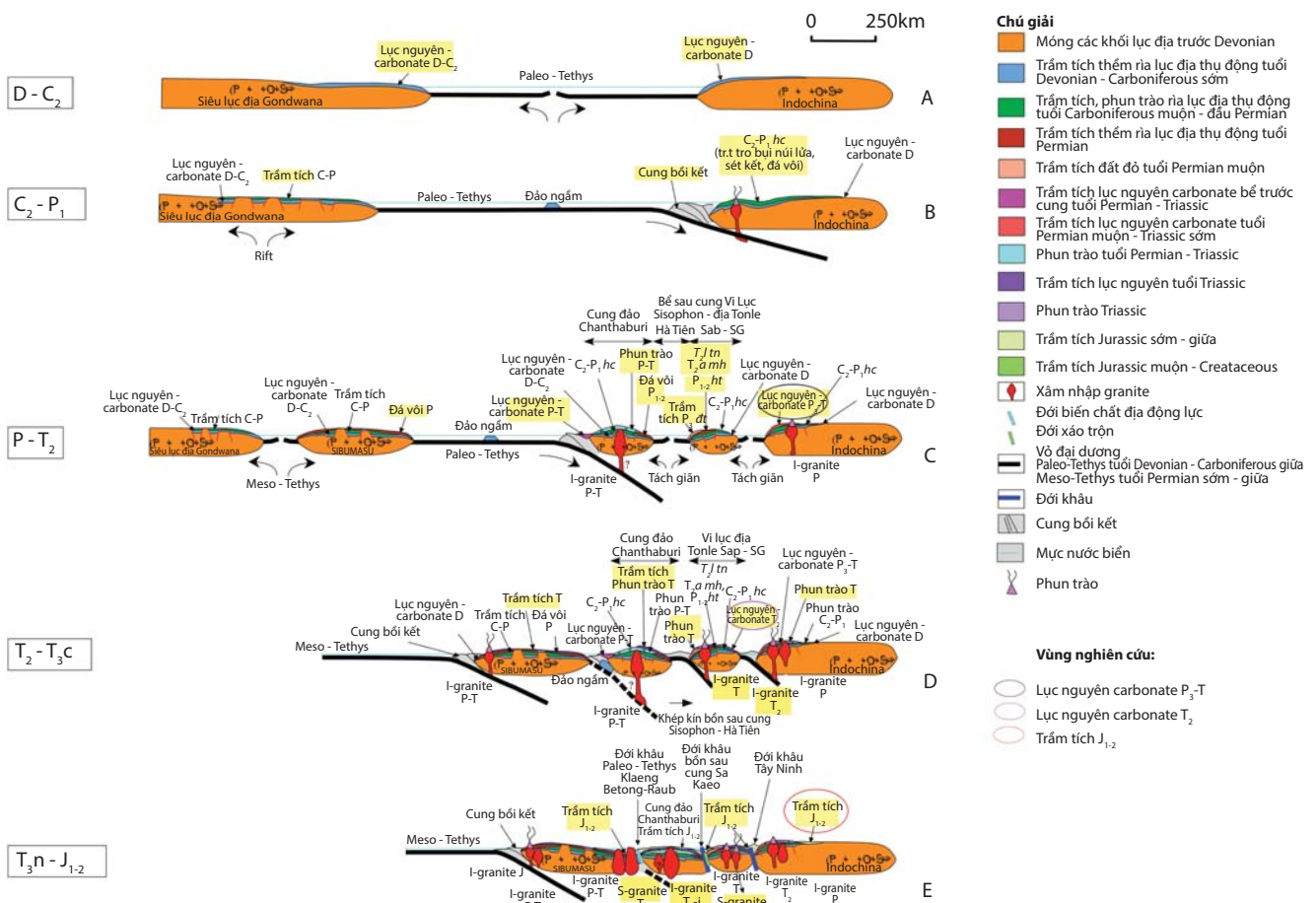
- Tầng kiến trúc 5 là các thành tạo tuổi Cenozoic muộn gồm các thành tạo phun trào basalt Lộc Ninh (BN_2^2In) [4] - kiểu basalt lũ lục địa (flood basalt) và trầm tích sông hồ, đầm lầy bao gồm các hệ tầng Bà Miêu (N_2^2bm), Đất Cuốc ($\text{aQ}_1^1\text{đc}$), Thủ Đức ($\text{aQ}_1^{2-3}\text{đđ}$) và các trầm tích hỗn hợp Holocene (abQ_2).

Trong 5 tầng kiến trúc chỉ có 3 tầng kiến trúc cổ hơn, đá bị uốn nếp vò nhàu mạnh, phân lớp và bị phức tạp hóa bởi nhiều đứt gãy. Các tầng kiến trúc trẻ hơn, các đá gần kết yếu và bờ rời, chủ yếu có thể nằm ngang và chưa bị tác động nhiều bởi yếu tố kiến tạo.

4.2. Đặc điểm uốn nếp

Đá lục nguyên hệ tầng Tà Nốt phân bố ở Tà Thiết có phương Đông Bắc - Tây Nam 30° với hướng dốc 120° , góc dốc 30° ; ở Tà Nốt đá có phương vĩ tuyến, hướng dốc về

phía Bắc, góc dốc trong khoảng $50^\circ - 70^\circ$. Đá vôi hệ tầng Tà Vát trên khu vực nghiên cứu kéo dài theo phương Đông Bắc - Tây Nam 30° , hướng dốc Đông Nam, góc dốc $30^\circ - 40^\circ$. Đá hệ tầng Sông Sài Gòn phân bố vùng Bắc Phum Ta Pek đến Chiêm Pơ Dầu có phương á vĩ tuyến với góc dốc khoảng 50° , hướng dốc Tây Bắc chuyển sang khu vực Cần Lê, Thanh Lương đến hồ Dầu Tiếng đá đổi phương, tồn tại nếp lồi theo phương Đông Bắc - Tây Nam 30° , ở cánh phía Đông đá có hướng dốc Đông Nam với góc dốc thoải hơn, cánh phía Tây có hướng dốc Tây Bắc; từ Tà Vát đến suối Ngò đá hệ tầng Sông Sài Gòn cũng có phương Đông Bắc - Tây Nam, hướng dốc Đông Nam với góc dốc khá thoải. Hệ tầng Châu Thới phân bố vùng Cần Lê và Phum Ta Pek đá có phương Đông Bắc - Tây Nam, hướng dốc về phía Đông với góc dốc khá thoải khoảng 30° , vùng Lộc Hưng đá có phương gần á vĩ tuyến, hướng dốc Đông Bắc với góc dốc khoảng 40° , vùng Lộc Thành phương của đá thay đổi từ á vĩ tuyến ở phía Tây sang phương Đông Bắc - Tây Nam ở phía Đông, nhìn chung đá của hệ tầng có 2 nếp lồi tại



Hình 8. Mô hình khái quát về lịch sử tiến hóa kiến tạo giai đoạn Paleozoic muộn - Mesozoic sớm khu vực Đông Nam Bộ và phụ cận [10]

Phum Ta Pek và Cẩn Lê, phần nhân nếp lồi bị bóc mòn hết để lộ ra hệ tầng Sông Sài Gòn. Vùng Lộc Hưng, Thanh An, hệ tầng Đăk Bùng và hệ tầng Đăk Krông bị uốn nếp và nhàu tạo nên các nếp lồi lõm kéo dài theo phương kinh tuyến và Tây Bắc - Đông Nam, tại nếp lồi Lộc Hưng, cánh phía Tây có hướng dốc về phía Đông, góc dốc khoảng 30°, cánh phía Đông lộ ra bên dưới lớp basalt Lộc Ninh ($\beta N_2^2/n$) khoảng 10m tại moong khai thác mỏ đá Lộc Hưng, có hướng dốc về phía Tây và góc dốc khoảng 30°, phần nhân nếp lồi bị bóc mòn lộ ra tại Thanh An với cánh phía Đông có hướng dốc 70 - 80°, góc dốc thoải khoảng 30°, cánh phía Tây có hướng dốc 250 - 260°, góc dốc thoải 20 - 25° các nếp uốn này có dạng đồng tâm chiều dày ở vòm và cánh bằng nhau [1]. Đơn nghiêng vùng Lộc Khánh, Lộc Hưng hướng dốc về phía Đông, góc dốc 30 - 60°, vùng phía Đông Tà Nốt đá có phương á vĩ tuyến, hướng dốc về phía Bắc với góc dốc khá thoải 20 - 50°.

4.3. Đặc điểm đứt gãy

Hệ thống đứt gãy khu vực nghiên cứu phân ra 4 nhóm có phương khác nhau: phương Bắc - Nam hay kinh tuyến, Đông Bắc - Tây Nam, Tây Bắc - Đông Nam và á vĩ tuyến (Hình 2).

- Đứt gãy kinh tuyến F1 là một phần của đứt gãy Lộc Ninh - Thủ Dầu Một [11], đứt gãy phân chia vùng nghiên cứu thành 2 khối địa chất có phương cấu trúc khác nhau: khối phía Đông là các trầm tích tuổi Jurassic bị uốn nếp theo phương kinh tuyến; khối phía Tây là các thành tạo trầm tích Permian - Triassic giữa bị uốn nếp có phương trực Đông Bắc - Tây Nam và á kinh tuyến. Đứt gãy này thể hiện tính chất đứt gãy nghịch được cho rằng hoạt động vào cuối Jurassic hoặc đầu Cretaceous. Trong bình đồ kiến trúc hiện nay đứt gãy thể hiện tính chất thuận trượt trái.

- Nhóm đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam F3, F4, F5 và F6: nhóm đứt gãy này tập trung ở phần phía Tây khu vực nghiên cứu, kéo dài từ vùng Tà Nốt, Tà Thiết xuống Tây Ninh với phương Đông Bắc - Tây Nam 30° , hướng dốc 120° . Các đứt gãy này hoạt động từ cuối Permian đến trước Jurassic với tính chất nghịch, riêng đứt gãy F3 tái hoạt động thuận sau thời gian thành tạo hệ tầng Châu Thới. Tại đứt gãy F4, F5 và F6 các đá hệ tầng Tà Nốt, hệ tầng Tà Vát phủ chòm lên hệ tầng Sông Sài Gòn.

- Nhóm đứt gãy á vĩ tuyến F7, F8 và F9 tập trung ở khu vực Tây Bắc vùng nghiên cứu theo phương á vĩ tuyến khoảng 70 - 80°, có hướng cắm đổ về phía Bắc, thể hiện

tính chất nghịch với hệ tầng Tà Nốt và hệ tầng Sông Sài Gòn phủ chớm lên hệ tầng Châu Thới. Đứt gãy F9 và F7 hoạt động sau lúc thành tạo hệ tầng Châu Thới, đứt gãy F8 hoạt động sau lúc thành tạo hệ tầng Sông Sài Gòn và trước lúc thành tạo hệ tầng Châu Thới.

- Nhóm đứt gãy Tây Bắc - Đông Nam F2 và F10: Đứt gãy F2 hoạt động mạnh mẽ vào Cenozoic cắm về phía Tây Nam với góc dốc trên 80° thể hiện tính chất thuận và dịch chuyển phải với cự ly tương đối lớn. Đứt gãy chính là ranh giới Tây Bắc của trũng Đệ Tứ. Đứt gãy F10 dự đoán có khả năng tồn tại là ranh giới của trầm tích tuổi Jurassic và trầm tích tuổi Triassic.

4.4. Lịch sử phát triển kiến tạo các bể trầm tích trước Cenozoic miền Đông Nam Bộ

Theo các mặt cắt khôi phục lịch sử tiến hóa kiến tạo của vùng Tây Nam Việt Nam và vùng kế cận vào Paleozoic muộn - Mesozoic sớm [10] (Hình 8), trong khu vực nghiên cứu chỉ lộ ra các thành tạo có tuổi từ Permian muộn đến Holocene, do vậy nhóm tác giả chỉ đề cập lịch sử phát triển kiến tạo các bể trầm tích từ Permian muộn đến nay qua 4 giai đoạn:

- Giai đoạn Paleozoic muộn - Mesozoic sớm liên quan đến tách giãn của lục địa Indochina khỏi siêu lục địa Gondwana và quá trình hút chìm, va chạm mảng tạo Sundaland [10] theo trình tự như sau:

Thời kỳ Permian muộn - Triassic sớm ($P_3 - T_1$): Khu vực nghiên cứu thuộc biển sau cung (Back Arc Basin - BAB) Ro Viêng - Tà Thiết. Trong bối cảnh kiến tạo vỏ đại dương Paleo - Tethys hút chìm xuống phía Tây lục địa Indochina tạo rìa lục địa tích cực kiểu Nhật Bản. Di chỉ thời kỳ này là tổ hợp thạch kiến tạo bể sau cung (BAB) gồm đá lục nguyên hệ tầng Tà Nốt, đá vôi hệ tầng Tà Vát và đá lục nguyên carbonate hệ tầng Sông Sài Gòn. Ngoài ra, kết quả phân tích một số mẫu trong khối gabbro ở Tây Ninh [10] cho thấy đặc điểm địa hóa của gabbro này là di chỉ vỏ đại dương của biển Ro Viêng - Tà Thiết.

Thời kỳ Triassic giữa (T_2): Khu vực nghiên cứu thuộc bể trước cung núi lửa (Fore Arc Basin), nhóm tác giả gọi là bể Châu Thới. Trong bối cảnh kiến tạo vỏ đại dương của biển Ro Viêng - Tà Thiết hút chìm tiêu biến xuống lục địa Indochina tạo cung núi lửa Attapeu - Chư Klin. Di chỉ trong khu vực nghiên cứu giai đoạn này là các đá trầm tích lục nguyên chứa carbonate xen lẫn tro bụi núi lửa của hệ tầng Châu Thới [10].

Thời kỳ Triassic muộn kỳ Norian - Jurassic giữa ($T_3n - J_2$): Khu vực nghiên cứu trong bối cảnh va mảng và tạo núi sau

va mảng của các khối lục địa Sibumasu, Chanthaburi, Sài Gòn - Tonle Sap và Indochina. Di chỉ của quá trình va mảng hiện chưa tìm thấy trên khu vực nghiên cứu đặc biệt granite kiểu S như ở Nam Thái Lan bởi khu vực bị phủ các trầm tích Jurassic và đá basalt tuổi Pliocene [10]. Di chỉ của quá trình tạo núi sau va mảng là các thành tạo trầm tích tuổi Jurassic sớm hệ tầng Đăk Bùng và Đăk Krông thuộc trũng trầm tích trước núi (Foreland Basin) bị uốn nếp và hệ đứt gãy nghịch chớm phương Đông Bắc - Tây Nam nêu trên.

- Giai đoạn Jurassic muộn - Cretaceous ($J_3 - K$): Khu vực nghiên cứu chịu ảnh hưởng chế độ rìa lục địa tích cực, quá trình hút chìm tiêu biến của biển Đông cổ xuống rìa Đông Nam lục địa Indochina. Đai núi lửa - xâm nhập Tri Tôn - Đà Lạt và các thành tạo phun trào, trầm tích phun trào của hệ tầng Long Bình trong khu vực nghiên cứu là di chỉ của bối cảnh kiến tạo rìa lục địa tích cực trong giai đoạn này.

- Giai đoạn Cenozoic sớm ($E - N_1$): Khu vực nghiên cứu bị nâng lên bóc mòn mạnh, do đó không bắt gặp các thành tạo có tuổi Eocene, Oligocene và Miocene sớm.

- Giai đoạn Cenozoic muộn ($N_1^2 - Q$): Khu vực nghiên cứu tiếp tục nâng lên từ Miocene giữa đến hết Miocene muộn và chỉ từ Pliocene mới xảy ra trầm tích và phun trào ở phía Đông tạo lũ basalt, phía Tây lấp đầy bởi các trầm tích sông hồ và đầm lầy.

5. Kết luận

Tổng hợp kết quả nghiên cứu của đề tài [1] và các công trình bản đồ địa chất trước đây [2 - 5, 8, 13], đồng thời kế thừa các kết quả nghiên cứu của các công trình chuyên sâu khác [9 - 12], có thể kết luận khu vực Bình Long - Tà Thiết thuộc miền Đông Nam Bộ có các tầng cấu trúc từ dưới lên trên như sau:

- Tầng cấu trúc gồm các thành tạo trầm tích lục nguyên và carbonate có tuổi Permian muộn - Triassic sớm ($P_3 - T_1a$);

- Tầng cấu trúc gồm các thành tạo lục nguyên chứa carbonate xen trầm tích núi lửa có tuổi Triassic giữa kỳ Anisian (T_2a);

- Tầng cấu trúc gồm các thành tạo trầm tích lục nguyên có tuổi Jurassic sớm - giữa (J_{1-2});

- Tầng cấu trúc gồm các thành tạo núi lửa - pluton trên lục địa liên quan với hút chìm vào Jurassic muộn - Cretaceous sớm ($J_3 - K_1$);

- Tầng cấu trúc gồm các thành tạo núi lửa và trầm tích lục địa có tuổi Neogene - Đệ Tứ ($N - Q$);

Trong đó các tầng cấu trúc trước Cenozoic có mặt các

tổ hợp thạch - kiến tạo và các uốn nếp, đứt gãy đặc trưng cho các kiểu bể tách giãn sau va chạm về phía Tây lục địa Indochina vào Permian muộn - Triassic là:

- Kiểu bể sau cung Ro Viêng - Tà Thiết vào thời kỳ $P_3 - T_1$;
- Kiểu bể trước cung Châu Thới vào thời kỳ T_2 a;
- Kiểu bể trước núi Bản Đôn - Tà Thiết vào thời kỳ $T_3 - J_2$;

Các kiểu bể trầm tích trước Cenozoic nêu trên có khả năng hình thành và tích tụ dầu khí, có thể tiến hành nghiên cứu đánh giá tiềm năng.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Trung Chí, Phạm Huy Long, Đinh Quang Sang, Đỗ Thị Thùy Linh, Trần Thị Oanh, Nguyễn Thị Hải Hà. Báo cáo tổng kết đề tài "Khảo sát, lựa chọn các tuyến lộ trình thực tập Địa chất cấu tạo và Địa kiến tạo khu vực Bình Phước, Đồng Nai và ven biển Mũi Né đến Vũng Tàu". Trường Đại học Dầu khí Việt Nam. 2016.
2. Fromaget. Bản đồ địa chất Việt Nam - Lào - Campuchia tỷ lệ 1:2.000.000. 1971.
3. Nguyễn Xuân Bao. Báo cáo hiệu đính bản đồ địa chất và khoáng sản miền Nam Việt Nam tỷ lệ 1:200.000. Kèm bản đồ địa chất. Cục Địa chất Việt Nam. 1995.
4. Ma Công Cọ. Báo cáo địa chất và khoáng sản nhóm tờ Lộc Ninh, kèm theo bản đồ địa chất và khoáng sản nhóm tờ Lộc Ninh tỷ lệ 1:50.000. Trung tâm Thông tin và Lưu trữ Địa chất. 2001.
5. Trần Đức Lương, Nguyễn Xuân Bao. Bản đồ địa chất Việt Nam tỷ lệ 1:500.000. Tổng cục Mỏ và Địa chất. 1988.
6. Tống Duy Thanh, Vũ Khúc, Phan Cự Tiến. Quy phạm Địa tầng Việt Nam. Cục Địa chất Việt Nam. 1994.
7. Trần Đức Lương, Nguyễn Xuân Bao, Vũ Khúc, Bùi Phú Mỹ. Sách địa chất Việt Nam, Tập I, Địa tầng. Tổng cục Mỏ và Địa chất. 1989.
8. Nguyễn Minh Thủy. Báo cáo Địa chất và khoáng sản nhóm tờ Đồng Xoài và Tân Biên tỷ lệ 1:50.000. Trung tâm Thông tin và Lưu trữ Địa chất. 2004.
9. Nguyễn Thế Công, Nguyễn Kim Hoàng. Đặc điểm thạch học, thạch địa hóa và khoáng hóa sắt liên quan khối magma mafic khu vực Tân Hòa, Tân Châu, Tây Ninh. Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2014.
10. Đào Việt Cảnh, Phạm Huy Long, Đỗ Văn Linh. Lịch sử tiến hóa kiến tạo giai đoạn Paleozoi muộn - Mesozoi sớm Tây Nam Việt Nam và vùng kế cận. Tạp chí Địa chất. 2015; loạt A, số 352 - 354: trang 28 - 39.
11. Phạm Huy Long, Cao Đình Triều. Lịch sử tiến hóa kiến tạo đứt gãy lãnh thổ Việt Nam. Địa chất Tài nguyên Môi trường Việt Nam. 2002: trang 91 - 99.
12. Tống Duy Thanh, Vũ Khúc. Các phân vị địa tầng Việt Nam. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Hà Nội. 2005.
13. Phan Cự Tiến. Bản đồ địa chất Việt Nam - Lào - Campuchia, tỷ lệ 1:1.000.000. Nhà xuất bản Bản đồ. 2009.
14. Trần Văn Trị, Vũ Khúc. Địa chất và Tài nguyên Việt Nam. Nhà xuất bản Đại học Khoa học Tự nhiên và Công nghệ. 2009.

Geological structure of Binh Long - Ta Thiet area and tectonic evolution of Pre-Cenozoic sedimentary basins in the Southeast region of Vietnam

Nguyen Trung Chi¹, Pham Huy Long², Dinh Quang Sang¹
Do Thi Thuy Linh¹, Tran Thi Oanh¹, Nguyen Ba Dzuy²

¹Petrovietnam University

²Vietnam Petroleum Association

Email: chint@pvu.edu.vn

Summary

The Binh Long - Ta Thiet area is one of the studied areas of the Petrovietnam University's project entitled "Survey and selection of the routes for field study in structural geology and geotectonics in Binh Phuoc and Dong Nai provinces and the coastal region between Mui Ne and Vung Tau" in 2016 [1]. On the basis of integration and analysis of available research reports and geological mapping, combined with additional field surveys, the authors have more accurately delineated the boundaries of geological formations in the studied area and the structural horizons that reflect the local folding and faulting features of extensional basins formed by the Late Permian - Triassic collision. They also contributed to the interpretation of the tectonic development history of Pre-Cenozoic sedimentary basins in the Southeast region. Researches can be conducted to assess the oil and gas potential of these basins.

Key words: Structural geology, tectonic setting, structural strata, Pre-Cenozoic sedimentary basin, Southeast region.

ĐÁNH GIÁ ĂN MÒN CHO HỆ THỐNG ĐƯỜNG ỐNG THU GOM VÀ VẬN CHUYỂN KHÍ MỎ CÁ VOI XANH

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

Tóm tắt

Bài báo mô phỏng, đánh giá quá trình ăn mòn trong hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh (Lô 118) bằng phương pháp mất khối lượng trong phòng thí nghiệm. Kết quả thử nghiệm cho thấy, trong môi trường khí mô phỏng phân đỉnh của đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh, tốc độ ăn mòn ở mức không cao ($< 0,25\text{mm/năm}$). Tuy nhiên, trong môi trường lỏng mô phỏng phần đáy tích tụ nước của đường ống, tốc độ ăn mòn rất cao, cần áp dụng các biện pháp theo dõi và chống ăn mòn phù hợp như: sử dụng lớp lót lining bằng hợp kim chống ăn mòn, sử dụng ức chế ăn mòn kết hợp sơn phủ...

Từ khóa: Mỏ khí Cá Voi Xanh, đánh giá ăn mòn, phương pháp mất khối lượng.

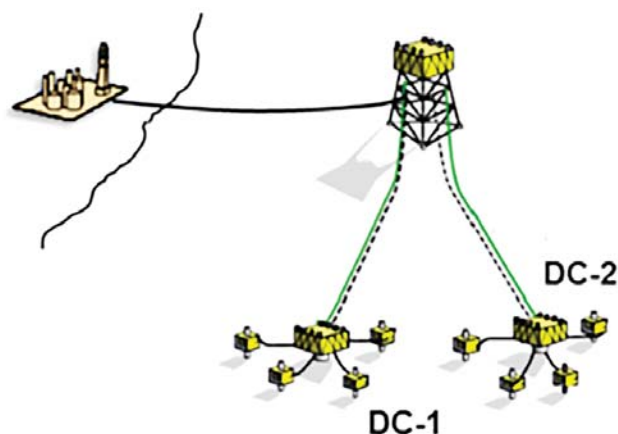
1. Mở đầu

Mỏ Cá Voi Xanh dự kiến được bắt đầu đưa vào khai thác từ cuối năm 2023. Trong giai đoạn đầu, sản lượng khai thác của Dự án Cá Voi Xanh sẽ đủ cung cấp khí cho 4 nhà máy điện với tổng công suất 3.000MW (2 nhà máy đặt tại Khu kinh tế Chu Lai, tỉnh Quảng Nam và 2 nhà máy đặt tại Khu kinh tế Dung Quất, tỉnh Quảng Ngãi). Sản lượng khai thác trong giai đoạn mở rộng sẽ cung cấp khí cho hóa dầu, hoặc nhà máy điện thứ 5 với công suất khoảng 750MW như trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện 7) đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt.

Phương án thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh được đề xuất như Hình 1. Theo đó, 1 giàn đầu giếng và 2 cụm khai thác ngầm (mỗi cụm có 4 giếng khai thác) sẽ được xây dựng ngoài khơi nhằm thu gom và xử lý khí sơ bộ. Khí khai thác được thu gom từ các giếng khai thác sẽ được đưa về giàn đầu giếng để thực hiện quá trình xử lý tách nước, sau đó được vận chuyển về bờ qua đường ống dài khoảng 88km, đường kính 34inch.

Tại Văn bản số 1445/TTg-KTN, Thủ tướng Chính phủ đã chấp thuận Quy hoạch địa điểm Trung tâm Khí điện miễn Trung. Theo đó, vị trí tiếp bờ của dòng khí khai thác từ mỏ Cá Voi Xanh và Nhà máy xử lý khí được đặt tại Khu kinh tế mở Chu Lai, xã Tam Quang, huyện Núi Thành, tỉnh Quảng Nam.

Tại Nhà máy xử lý khí, khí Cá Voi Xanh được đưa vào tháp ổn định condensate để tách hydrocarbon nhẹ, sau đó tiếp tục được đưa qua cụm điều chỉnh điểm sương và đến Phân xưởng xử lý khí acid để tách H_2S [1].



Hình 1. Sơ đồ tổng quát phương án sử dụng giàn trung tâm ngoài khơi do ExxonMobil đề xuất

Khí khai thác từ mỏ Cá Voi Xanh có hàm lượng CO_2 và H_2S cao, gây khó khăn cho quá trình khai thác, thu gom và vận chuyển khí. Sự xuất hiện của CO_2 , H_2S và hơi nước là các tác nhân chính gây ăn mòn thiết bị, đường ống thu gom và vận chuyển khí [2, 3]. Nghiên cứu này tập trung đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng CO_2 và H_2S đến quá trình ăn mòn hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh, gồm:

- Đường ống vận chuyển khí Cá Voi Xanh chưa xử lý từ các giếng khai thác về giàn đầu giếng (tuyến flowline);
- Đường ống vận chuyển khí Cá Voi Xanh đã tách H_2O từ giàn đầu giếng về Nhà máy xử lý khí trên bờ (tuyến pipeline to shore);
- Đường ống vận chuyển khí Cá Voi Xanh đã tách H_2O và H_2S từ sau Phân xưởng xử lý khí acid thuộc Nhà máy xử lý khí.

Bảng 1. Điều kiện thử nghiệm mô phỏng điều kiện công nghệ hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh

Tuyến ống	Nhiệt độ (°C)	Áp suất (psi)	Áp suất riêng phần CO ₂ (psi)	Áp suất riêng phần H ₂ S (psi)	Hàm lượng nước trong khí (lb/mm scf)
Đường ống dẫn khí Cá Voi Xanh chưa xử lý từ giếng khai thác đến giàn đầu giếng	12,8 - 76,7	1100 - 1200	312,4 - 370,8	2,31 - 3,36	1250
Đường ống dẫn khí Cá Voi Xanh đã tách H ₂ O từ giàn đầu giếng về Nhà máy xử lý khí trên bờ	22,2	600 - 1100	170,4 - 339,9	1,26 - 3,08	7
Đường ống dẫn khí Cá Voi Xanh đã tách H ₂ O và H ₂ S sau Phân xưởng xử lý khí acid	54	540	153,36 - 166,86	0,016 - 0,027	7

Kết quả nghiên cứu cung cấp các số liệu về tốc độ ăn mòn tại từng vị trí của đường ống, tốc độ ăn mòn trung bình, khả năng ăn mòn cục bộ và pitting... phục vụ cho việc tính toán thiết kế hệ thống khai thác, thu gom và vận chuyển khí Cá Voi Xanh, đồng thời cung cấp các thông tin cơ sở nhằm thực hiện đánh giá các phương án chống ăn mòn thích hợp cho các giai đoạn tiếp theo.

2. Thử nghiệm

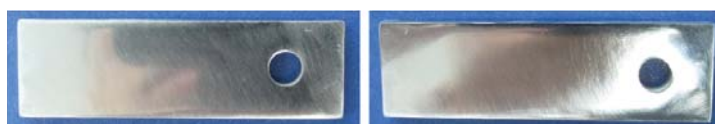
Việc đánh giá ảnh hưởng của CO₂ và H₂S đến quá trình ăn mòn hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh được thực hiện trong Phòng thí nghiệm chống ăn mòn thuộc Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ - Viện Dầu khí Việt Nam. Phương pháp thử nghiệm được sử dụng là phương pháp mất khối lượng, với điều kiện thử nghiệm mô phỏng điều kiện vận hành của các tuyến đường ống trên (Bảng 1).

2.1. Lựa chọn và chuẩn bị mẫu thép thử nghiệm

Việc lựa chọn vật liệu để thử nghiệm đánh giá ăn mòn cho hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh dựa trên cơ sở:

- Tiêu chuẩn NACE MR0175 [4] và NACE SP0106 [5], theo đó, với hàm lượng CO₂ và H₂S rất cao (Bảng 1), thép carbon là vật liệu được ưu tiên lựa chọn;

- Thép API 5L X52 (tuyến đường ống Bà Rịa - Phú Mỹ, Phú Mỹ - Hiệp Phước) và thép API 5L X65 (tuyến đường ống Sư Tử Vàng - Rạng Đông, Rạng Đông - Bạch Hổ, Bạch Hổ - Long Hải, Long Hải - Dinh Cố, Dinh Cố - Bà Rịa, Hàm Rồng - Thái Bình) là 2 mức thép carbon được sử dụng chủ yếu (theo các tài liệu công nghệ về các tuyến ống dẫn khí hiện nay ở Việt Nam);



Mẫu thép API 5L X52

Mẫu thép API 5L X65

Hình 2. Hình ảnh mẫu thép thử nghiệm API 5L X52 và API 5L X65

- Trên cơ sở tài liệu nghiên cứu phát triển dự án mỏ khí Cá Voi Xanh [1] đã đề xuất vật liệu thép carbon sử dụng cho hệ thống.

Do vậy, vật liệu API 5L X52 và API 5L X65 được lựa chọn làm đối tượng nghiên cứu đánh giá ăn mòn cho hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh. Thép đường ống mức API 5L X52 và API 5L X65 được cắt laser tạo thành các mẫu thép hình chữ nhật có kích thước 76,2 x 19 x 1,6 (mm) phù hợp với tiêu chuẩn ASTM G31 [6]. Mẫu thép được mài cơ học, tẩy dầu mỡ, làm sạch bề mặt, tráng sạch bằng nước cất và làm khô (Hình 2), được đo kích thước (dài x rộng x dày) và cân khối lượng chính xác đến 0,0001g. Sau đó, mẫu được bảo quản trong bình hút ẩm cho đến khi sử dụng theo ASTM G1 [7].

2.2. Đánh giá tốc độ ăn mòn trong môi trường khí và lỏng

Quá trình thử nghiệm ăn mòn trong điều kiện mô phỏng được tiến hành theo phương pháp mất khối lượng trên các mẫu thép thử nghiệm trong môi trường khí và lỏng (Bảng 1), thực hiện trên thiết bị thử nghiệm ăn mòn áp suất cao nhiệt độ cao Autoclave. Nguyên tắc của phương pháp dựa trên sự thay đổi khối lượng mẫu (coupon) trước và sau quá trình thử nghiệm trong môi trường ăn mòn (môi trường mô phỏng) [6, 7], để xác định tốc độ ăn mòn trung bình của mẫu thép.

Tốc độ ăn mòn trung bình (CR) được xác định theo phương trình sau:

$$CR = (8,76 \times 10^4 \times W) / (A \times T \times D) \text{ (mm/năm)} \quad (1)$$

Trong đó:

T: Thời gian thử nghiệm (giờ);

A: Diện tích mẫu (cm²);

W: Khối lượng tiêu hao trước và sau thử nghiệm (g);

D: Khối lượng riêng của vật liệu chế tạo mẫu (g/cm³).

Các bước tiến hành:

- Treo các mẫu coupon vào khoang chứa mẫu của thiết bị Autoclave (số lượng coupon thỏa mãn yêu cầu tỷ lệ thể tích môi trường thử nghiệm/ diện tích mẫu tiếp xúc $\geq 0,2\text{ml/mm}^2$ theo ASTM G31 [6]).

- Đổ dung dịch thử nghiệm vào khoang chứa mẫu;
- Đóng chặt thiết bị áp lực;
- Bật máy điều chỉnh nhiệt độ theo yêu cầu;
- Lần lượt bơm khí ăn mòn (H_2S , CO_2 , H_2O) tương ứng với áp suất riêng phần và nén khí dẫn đạt áp suất thử nghiệm;
- Nâng áp suất hệ thống lên áp suất cần thử nghiệm bằng khí dẫn N_2 ;
- Khi hết thời gian thử nghiệm, giảm nhiệt độ và xả áp, lấy mẫu ra khỏi thiết bị Autoclave.

Xử lý mẫu sau thử nghiệm:

Mẫu được ngâm trong thời gian từ 1 - 25 phút tại nhiệt độ 20 - 25°C trong dung dịch tẩy gỉ được pha chế từ acid HCl được khuấy mạnh nhằm tẩy sạch sản phẩm ăn mòn theo tiêu chuẩn ASTM G1 [7] với quy trình như sau:

- Bề mặt mẫu được chụp ảnh trước khi làm sạch;
- Tiến hành làm sạch mẫu theo các bước sau:
 - + Nhúng mẫu coupon vào dung dịch acetone để loại bỏ dầu, mỡ;
 - + Dùng bàn chải chải nhẹ loại bỏ các lớp sản phẩm ăn mòn bám trên bề mặt mẫu;
 - + Nhúng mẫu vào dung dịch hỗn hợp ($\text{HCl} + \text{SnCl}_2 + \text{Sb}_2\text{O}_3$) trong 1 phút để loại bỏ các lớp sản phẩm ăn mòn;
 - + Nhúng mẫu vào dung dịch trung tính;
 - + Chải nhẹ mẫu trong nước;
 - + Tráng rửa mẫu bằng acetone;

- + Làm khô mẫu;

- + Cân mẫu với khối lượng chính xác đến 0,0001g;

- + Lặp lại các bước trên cho đến khi loại bỏ hoàn toàn các sản phẩm ăn mòn bám trên bề mặt mẫu.

- Mẫu sau khi được làm sạch, chụp ảnh và tính toán tốc độ ăn mòn theo phương trình (1).

3. Kết quả và thảo luận

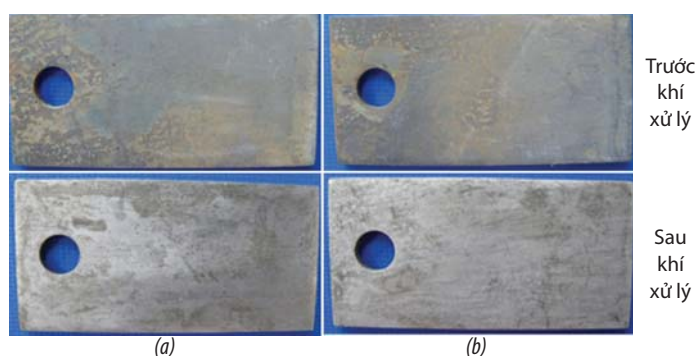
3.1. Đánh giá tốc độ ăn mòn trong môi trường khí

Kết quả đánh giá tốc độ ăn mòn 2 mẫu thép API 5L X52 và API 5L X65 trong môi trường khí theo các điều kiện thử nghiệm (Bảng 1) được thể hiện trong Bảng 2.

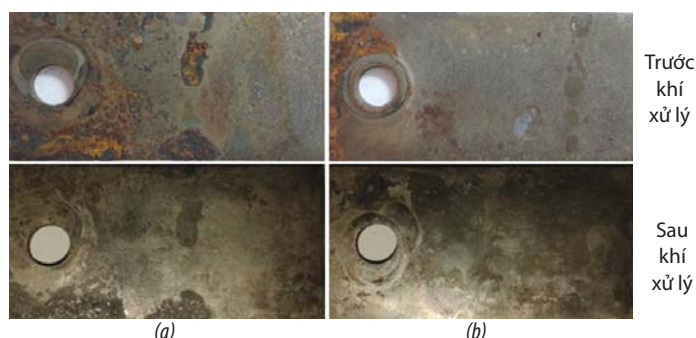
Kết quả thử nghiệm cho thấy, tốc độ ăn mòn cao nhất được đánh dấu tại vị trí đầu đường ống dẫn khí Cá Voi Xanh chưa xử lý từ các đầu khai thác đến giàn đầu giếng với các nồng độ khí ăn mòn và nhiệt độ vận hành cao nhất. Tại đây, xảy ra quá trình ăn mòn top-of-line corrosion, nước bay hơi và ngưng tụ ở phần đỉnh trên của ống làm tăng tốc quá trình ăn mòn. Tại các vị trí còn lại, quá trình bay hơi và ngưng tụ nước gần như không đáng kể, đồng thời, hàm lượng nước trong pha khí thấp nên quá trình ăn mòn diễn ra tương đối chậm. Với tốc độ ăn mòn pha khí ở mức không cao ($< 0,25\text{mm/năm}$ [8]), do đó sẽ không ảnh hưởng lớn đến quá trình vận hành của hệ thống đường ống dẫn khí Cá Voi Xanh. Ở cùng các điều kiện thử nghiệm, mẫu thép API 5L X52 có tốc độ ăn mòn cao hơn mẫu thép API 5L X65, do ảnh hưởng của các pha pearlite và ferrite trong cấu trúc tinh thể [9]. Quan sát bề mặt mẫu coupon sau khoảng thời gian thử nghiệm trong pha khí cho thấy, ở điều kiện nhiệt độ thấp (N_2 , N_3 , N_6 , N_7), bề mặt mẫu nhìn chung phẳng, mịn (Hình 3), không xuất hiện hiện tượng ăn mòn cục bộ. Trong điều kiện thử nghiệm ở nhiệt độ cao hơn (N_1 và N_5), do quá trình ăn mòn top-of-line corrosion trên đỉnh ống, hiện tượng ăn mòn trên bề mặt mẫu xuất hiện rõ ràng hơn (Hình 4).

Bảng 2. Kết quả đánh giá tốc độ ăn mòn trong môi trường khí

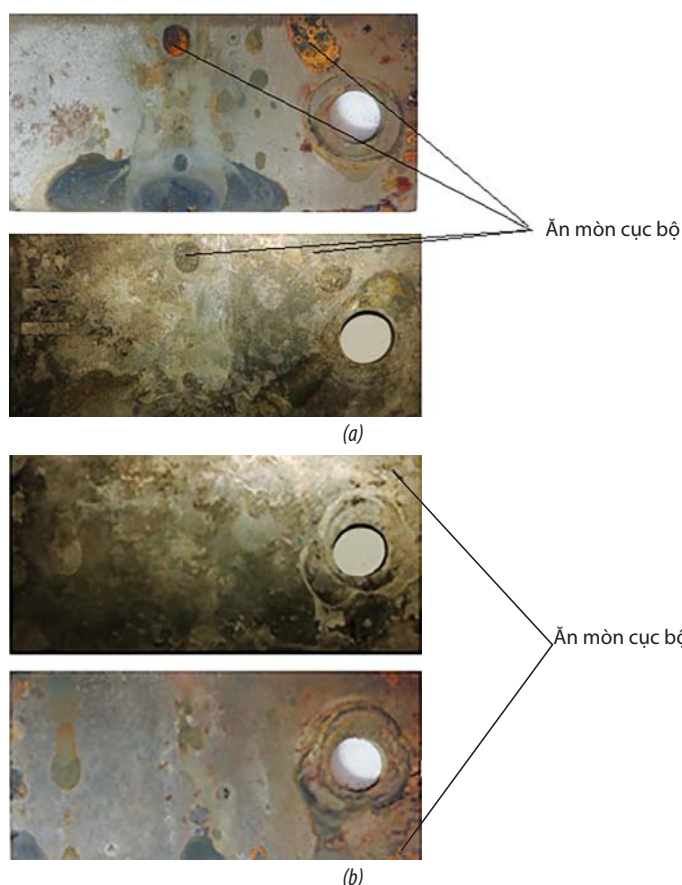
TT	Mẫu thép	Nhiệt độ (°C)	Áp suất riêng phần CO_2 (psi)	Áp suất riêng phần H_2S (psi)	Hàm lượng H_2O (%mol)	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)
N1	Mẫu thép API 5L X52	76,7	370,8	3,36	2,629	0,1827
N2	Mẫu thép API 5L X52	12,8	312,4	2,31	2,629	0,0837
N3	Mẫu thép API 5L X52	22,2	339,9	3,08	0,015	0,0352
N4	Mẫu thép API 5L X52	54	166,86	0,027	0,015	0,0279
N5	Mẫu thép API 5L X65	76,7	370,8	3,36	2,629	0,1563
N6	Mẫu thép API 5L X65	12,8	312,4	2,31	2,629	0,0638
N7	Mẫu thép API 5L X65	22,2	339,9	3,08	0,015	0,0133
N8	Mẫu thép API 5L X65	54	166,86	0,027	0,015	0,0119



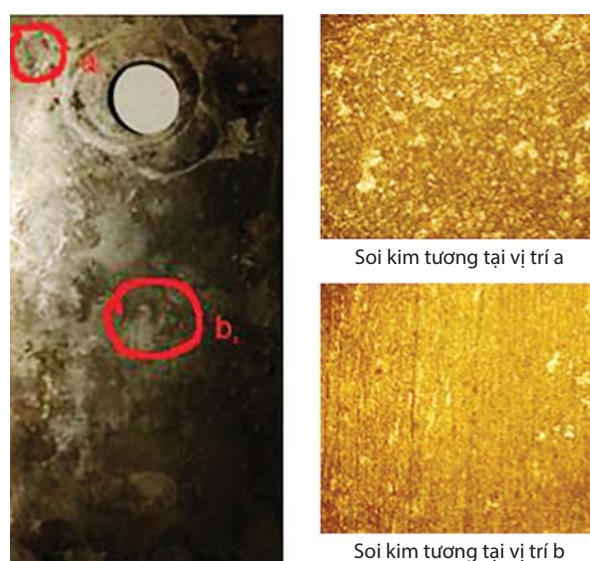
Hình 3. Mẫu thép sau thử nghiệm đánh giá ăn mòn trong pha khí bằng phương pháp mất khối lượng ở điều kiện N2 (a) và N6 (b)



Hình 4. Mẫu thép sau thử nghiệm đánh giá ăn mòn trong pha khí bằng phương pháp mất khối lượng ở điều kiện N1 (a) và N5 (b)



Hình 5. Hiện tượng ăn mòn cục bộ xuất hiện trên mẫu thép thử nghiệm API 5L X65 trong môi trường khí, điều kiện N5 mô phỏng điều kiện công nghệ của đường ống chứa khí Cá Voi Xanh chưa xử lý từ giếng khai thác về giàn đầu giếng (a) và điều kiện N8 mô phỏng điều kiện công nghệ của đường ống chứa khí Cá Voi Xanh sau khi đã tách H_2O và H_2S (b)



Hình 6. Hình ảnh chụp kim tương tại vị trí ăn mòn cục bộ (vị trí a) và vị trí không bị ăn mòn (vị trí b) trên bề mặt mẫu thép API 5L X65 trong môi trường khí, điều kiện N8 mô phỏng điều kiện công nghệ của đường ống chứa khí Cá Voi Xanh đã tách H_2O và H_2S sau Phân xưởng xử lý khí acid

Ngoài ra, các mẫu ngâm trong điều kiện mô phỏng phần đỉnh đường ống chứa khí mỏ Cá Voi Xanh chưa xử lý từ giếng khai thác về giàn đầu giếng và đường ống chứa khí đã tách H_2O và H_2S sau Phân xưởng xử lý khí acid có xuất hiện hiện tượng ăn mòn cục bộ. Hình ảnh ăn mòn cục bộ trên các mẫu thép ngâm trong các điều kiện mô phỏng này được thể hiện trên Hình 5 và 6.

3.2. Đánh giá tốc độ ăn mòn trong pha lỏng

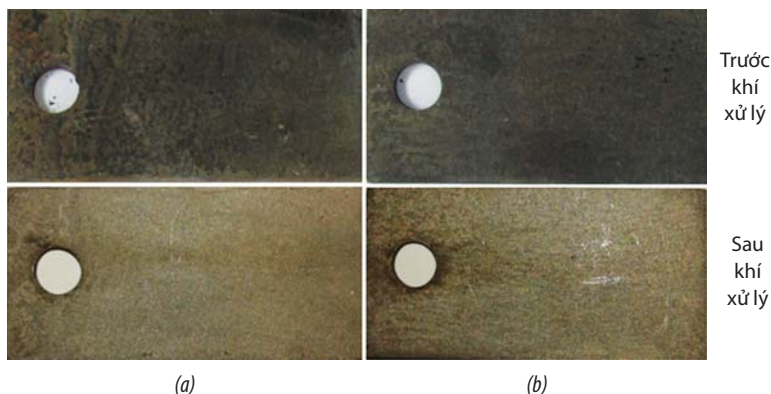
Các mẫu thép API 5L X52 và API 5L X65 cũng được thử nghiệm như các điều kiện ở Bảng 1 trong môi trường lỏng. Kết quả đánh giá tốc độ ăn mòn được thể hiện trong Bảng 3.

Bề mặt mẫu coupon trước và sau quá trình xử lý được thể hiện trên Hình 7.

Quan sát dung dịch thử nghiệm và bề mặt mẫu sau khi thử nghiệm ăn mòn mẫu thép trong điều kiện N9 và N14 cho thấy quá trình ăn mòn kim loại trong pha lỏng xảy ra mạnh hơn so với trong môi trường khí, ăn mòn chủ yếu diễn ra dưới cơ chế ăn mòn trong môi trường acid, dạng ăn mòn đều và không xuất hiện ăn mòn cục bộ. Dung dịch sau thử nghiệm có màu vàng đậm, chứng tỏ có mặt của muối sắt hòa tan $Fe(HCO_3)_2$. Trong dung dịch xuất hiện nhiều cặn sản phẩm ăn mòn và lắng xuống đáy (Hình 8). Quan sát bề mặt mẫu coupon cho thấy hiện tượng ăn mòn với lớp gỉ đen trên khắp bề mặt

Bảng 3. Kết quả đánh giá tốc độ ăn mòn trong môi trường lỏng

TT	Mác thép	Nhiệt độ (°C)	Áp suất riêng phần CO ₂ (psi)	Áp suất riêng phần H ₂ S (psi)	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)
N9	Mẫu thép API 5L X52	76,7	370,8	3,36	32,0699
N10	Mẫu thép API 5L X52	22,2	339,9	3,08	0,5271
N11	Mẫu thép API 5L X52	54	166,86	0,0162	1,0645
N11	Mẫu thép API 5L X65	76,7	370,8	3,36	30,0486
N12	Mẫu thép API 5L X65	22,2	339,9	3,08	0,3733
N14	Mẫu thép API 5L X65	54	166,86	0,0162	1,1807



Hình 7. Mẫu thép sau thử nghiệm đánh giá ăn mòn trong pha lỏng bằng phương pháp mất khối lượng tại điều kiện N9 (a) và N12 (b)



Hình 8. Hình ảnh dung dịch thử nghiệm sau khi thử nghiệm đánh giá ăn mòn trong pha lỏng tại các điều kiện N9 (a) và N12 (b)

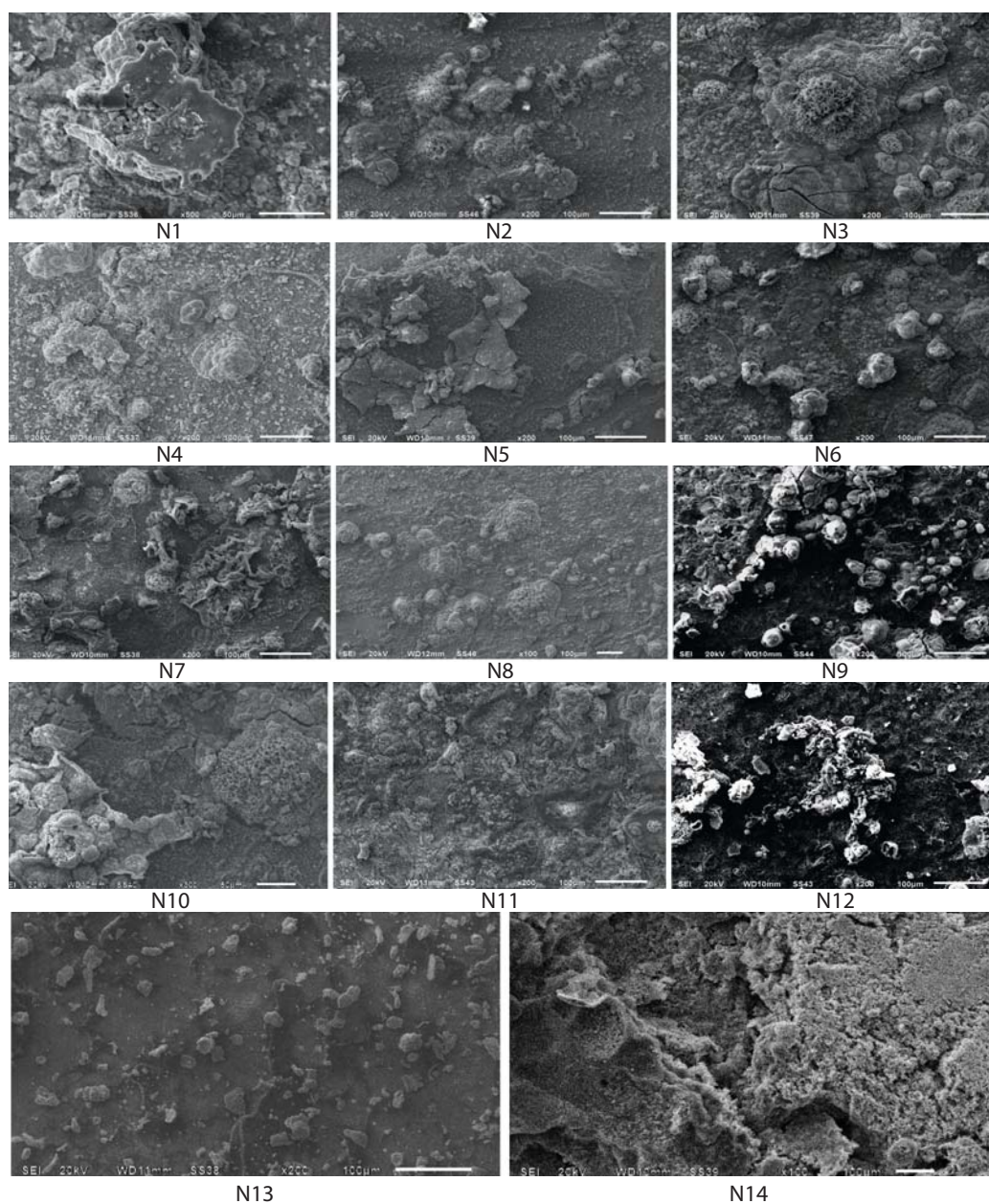
kim loại. Lớp gỉ đen này được dự đoán là sản phẩm FeSx hình thành do phản ứng H₂S ăn mòn thép. Các kết quả thử nghiệm ăn mòn (Bảng 3) cho thấy, tốc độ ăn mòn của các mẫu coupon đều ở mức rất cao (> 0,25mm/năm theo [8]), đặc biệt tại đường ống dẫn khí Cá Voi Xanh chưa xử lý từ giếng khai thác đến giàn đầu giếng, tốc độ ăn mòn lên đến 30,0486mm/năm đối với mẫu thép API 5L X65 và 32,0699mm/năm đối với mẫu thép API 5L X52. Do vậy, tại đường

ống dẫn khí này, cần thực hiện các biện pháp phòng chống ăn mòn thích hợp nhằm giảm thiểu tốc độ ăn mòn.

Quan sát các mẫu coupon bằng kính hiển vi điện tử quét (SEM) cho thấy trên bề mặt mẫu coupon hình thành lớp sản phẩm ăn mòn xốp không đồng nhất (Hình 9).

Trong môi trường thử nghiệm khí, đối với các mẫu thử nghiệm trong điều kiện nhiệt độ < 30°C (N2, N3, N6, N7), lớp sản phẩm ăn mòn được dự báo là lớp FeS cứng, bám chặt sát bề mặt mẫu thép và lớp FeCO₃ tương đối xốp và rỗng bên trên. Đó là do ở điều kiện nhiệt độ thấp và nồng độ H₂S tương đối cao, FeS hình thành nhanh hơn bám vào bề mặt mẫu thép, sau đó, lớp FeCO₃ tiếp tục được tạo thành dưới dạng rỗng và không có tính bảo vệ. Trong điều kiện N4 và N8, với điều kiện nhiệt độ trung bình (30 - 60°C), nồng độ H₂S rất thấp (30ppm) và nồng độ CO₂ tương đối cao (≈ 30% thể tích), sản phẩm ăn mòn chủ yếu là FeCO₃ với cấu trúc ít rỗng hơn bám chắc trên bề mặt kim loại, FeS thưa và rỗng hơn. Ở điều kiện nhiệt độ cao hơn (N1, N5), lớp FeCO₃ bắt đầu bị đứt gãy, hình thành cấu trúc xốp trên lớp sản phẩm FeS cứng và đặc. Trong môi trường thử nghiệm lỏng, lớp sản phẩm ăn mòn FeCO₃ trên các mẫu thép đều rất rỗng, xốp và không có tính bảo vệ. Kết quả phân tích thành phần sản phẩm ăn mòn thép bằng phương pháp phân tích phổ EDS được thể hiện trên Bảng 4.

Kết quả phân tích cho thấy, ngoài các thành phần chính của thép như Fe, C và một số các nguyên tố vi lượng nhỏ như Si, các nguyên tố oxy (O), carbon (C), lưu huỳnh (S) xuất hiện với hàm lượng lớn cho phép dự đoán sản phẩm ăn mòn được tạo thành dưới dạng Fe₂O₃, Fe₃O₄, FeS, FeCO₃... Tại một số vị trí, sản phẩm ăn mòn có dạng xốp, nứt gãy,



Hình 9. Ảnh SEM lớp sản phẩm ăn mòn

Bảng 4. Thành phần hóa học trong sản phẩm ăn mòn trên bề mặt mẫu thử nghiệm, % khối lượng

TT Mẫu	C	O	Si	S	Ca	Fe	Zn	Cr	Cl	Na
N1	36,90	3,91	0,96	13,42	6,24	32,17	6,50	-	-	-
N2	5,72	14,06	9,93	3,98	4,29	58,04	2,38	1,62	-	-
N3	6,89	16,89	-	-	-	73,49	-	-	1,31	-
N4	2,71	14,90	-	-	-	81,81	-	-	-	0,50
N5	23,58	15,48	4,65	10,38	-	44,72	1,19	-	-	-
N6	5,39	14,10	-	1,07	2,93	74,96	-	-	-	-
N7	5,68	15,63	1,80	1,62	2,80	72,47	-	-	-	-
N8	2,51	10,07	-	-	-	85,91	-	-	-	1,52
N9	54,73	3,69	1,72	2,03	1,17	27,18	-	-	-	-
N10	10,70	12,52	-	-	-	73,50	-	-	2,58	0,69
N11	34,25	5,83	-	1,23	-	54,69	-	-	-	-
N12	51,02	3,37	4,81	2,88	1,35	23,78	-	-	-	-
N13	39,06	4,95	-	0,67	-	54,09	-	-	1,23	-
N14	20,37	6,24	-	-	-	64,60	-	-	1,26	-

nguyên tố chlorine (Cl) đã được quan sát, dự báo quá trình khuếch tán ion Cl qua lớp sản phẩm ăn mòn, dự báo là nguyên nhân gây ăn mòn cục bộ.

4. Kết luận

- Trong cùng các điều kiện thử nghiệm, mẫu thép API 5L X52 có tốc độ ăn mòn cao hơn mẫu thép API 5L X65.

- Trong môi trường khí mô phỏng quá trình ăn mòn tại phần đỉnh của hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh, tốc độ ăn mòn không cao ($< 0,25\text{mm/năm}$). Vị trí có tốc độ ăn mòn cao nhất được đánh dấu tại đầu vào của đường ống dẫn khí Cá Voi Xanh chưa xử lý từ các giếng khai thác về giàn đầu giếng.

- Tại phần đỉnh của đường ống dẫn khí Cá Voi Xanh chưa xử lý

từ các đầu khai thác về giàn trung tâm và phần đỉnh của đường ống sau quá trình xử lý khí acid có sự xuất hiện hiện tượng ăn mòn cục bộ. Do vậy, tại các vị trí này cần thường xuyên theo dõi hiện tượng ăn mòn bằng cách đo chiều dày đường ống nhằm phát hiện sớm quá trình ăn mòn cục bộ để có các biện pháp xử lý kịp thời.

- Trong môi trường lỏng mô phỏng phần đáy tích tụ nước của hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh, ăn mòn xuất hiện theo cơ chế ăn mòn trong môi trường acid, tốc độ ăn mòn ở mức rất cao. Các biện pháp chống ăn mòn được khuyến cáo gồm: sử dụng lớp lót lining bằng hợp kim chống ăn mòn, sử dụng ức chế ăn mòn kết hợp sơn phủ...

- Các nguyên tố chính có mặt trong sản phẩm ăn mòn là Fe, C, O, S, cho phép dự đoán sản phẩm ăn mòn tồn tại dưới dạng Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , FeS, FeCO_3 ...

Tài liệu tham khảo

1. Các tài liệu công nghệ mỏ khí Cá Voi Xanh.
2. Pierre R.Roberge. *Handbook of corrosion engineering*. Mc Graw Hill. 2002.
3. Lekan Taofeek Popoola, Alhaji Shehu Grema, Ganiyu Kayode Latinwo, Babagana Gutti, Adebiori Saheed

Balogun. *Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation*. International Journal of Industrial Chemistry. 2013.

4. NACE International. *Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H_2S containing environments in oil and gas production*. ANSI/NACE MR0175/ISO 15156. 2015.

5. NACE International. *Standard practice - Control of internal corrosion in steel pipelines and piping system*. NACE SP 0106-2006. 2006.

6. ASTM International. *Standard practice for laboratory immersion corrosion testing of metals*. ASTM G31-72. 2004.

7. ASTM International. *Standard practice for preparing, cleaning and evaluation corrosion test specimens* ASTM G1-03. 2011.

8. NACE International. *Standard recommended practice for preparation, installation, analysis and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations*. NACE Standard RP0775-2005. 2005.

9. American Petroleum Institute. *Specification for line pipe*. API Specification 5L/ISO 3183. 2007.

Corrosion assessment for gas pipelines of Ca Voi Xanh gas field

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

Summary

In this study, corrosion assessment for the gas pipelines of Ca Voi Xanh gas field (block 118) was performed in the laboratory using weight-loss method. The results showed that in gas phase simulating the top of Ca Voi Xanh gas pipelines, the corrosion rates are not very high (below 0.25mm/yr). However, in liquid phase simulating the bottom of gas pipelines, the corrosion rates are at very high level. It is, therefore, necessary to apply the appropriate corrosion monitoring and control measures such as corrosion-resistant alloy lining, or corrosion inhibitors in combination with coating.

Key words: Ca Voi Xanh gas field, corrosion assessment, weight-loss method.

DỰ TRỮ DẦU THÔ CỦA NHẬT BẢN VÀ HÀN QUỐC MỘT SỐ KINH NGHIỆM CHO VIỆT NAM TRONG VIỆC DỰ TRỮ DẦU THÔ QUỐC GIA

Hoàng Thị Phương, Đặng Thị Thùy Dung
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: phuonght@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Dự trữ dầu thô quốc gia là vấn đề đặc biệt quan trọng, nhất là đối với các quốc gia phụ thuộc nhiều vào thị trường dầu mỏ thế giới (nhập siêu). Quy hoạch phát triển hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu của Việt Nam đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1139/QĐ-TTg ngày 31/7/2009. Theo kế hoạch, Việt Nam dự kiến sẽ dự trữ khoảng 0,7 triệu tấn dầu thô vào năm 2020 và nâng lên 2,2 triệu tấn dầu thô (tương đương 3,1 triệu m³ kho) vào năm 2025.

Bài báo giới thiệu kinh nghiệm của Nhật Bản và Hàn Quốc - 2 quốc gia châu Á đã có trên 30 năm kinh nghiệm trong việc thực hiện dự trữ dầu thô quốc gia với quy mô lớn, từ đó đề xuất một số giải pháp cho Việt Nam trong quá trình xây dựng và thực hiện Quy hoạch phát triển hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035.

Từ khóa: Dự trữ, dầu thô, quy hoạch, Nhật Bản, Hàn Quốc.

1. Hệ thống dự trữ dầu thô của Nhật Bản và Hàn Quốc

Nhật Bản và Hàn Quốc có nhu cầu tiêu thụ năng lượng lớn và tỷ lệ cũng như lượng dầu thô phải nhập khẩu hàng năm cao nên rất quan tâm và triển khai hoạt động dự trữ năng lượng nói chung và dự trữ dầu mỏ nói riêng. Hai nước này đã có trên 30 năm kinh nghiệm trong việc xây dựng, tổ chức và quản lý hoạt động dự trữ dầu mỏ theo lộ trình thực hiện từng bước (mở rộng dần loại hình dự trữ, quy mô dự trữ).

1.1. Cơ cấu dự trữ

1.1.1. Nhật Bản

Nhật Bản là nước tiêu thụ năng lượng lớn thứ 4 thế giới (sau Mỹ, Trung Quốc, Liên bang Nga) và là nước nhập khẩu dầu thô lớn thứ 3 trên thế giới (sau Mỹ và Trung Quốc). Dầu thô chiếm tới 50% cơ cấu tiêu thụ năng lượng của Nhật Bản và chủ yếu được nhập khẩu (đến 99,7%), chủ yếu từ khu vực Trung Đông.

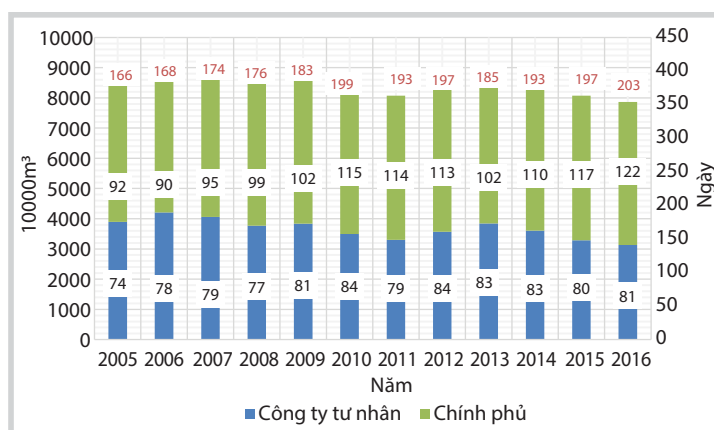
Nhật Bản bắt đầu dự trữ dầu mỏ từ năm 1972 dưới dạng dự trữ doanh nghiệp/tư nhân. Năm 1978, Nhật Bản bắt đầu dự trữ chính phủ (dự trữ quốc gia) với mức khởi điểm là 30 triệu m³ và bắt đầu xây dựng tổng kho quốc gia đầu tiên vào năm 1979. Từ năm 1978 đến nay, Nhật Bản luôn duy trì 2 loại hình dự trữ là dự trữ doanh nghiệp và dự trữ chính phủ với tổng lượng dự trữ dao động trong khoảng 65 - 90 triệu m³ dầu quy đổi (gồm dầu thô, LPG và

các sản phẩm xăng dầu), tương đương khoảng 90 ngày nhập ròng vào năm 1978 và cao nhất đạt 199 ngày nhập ròng vào năm 2010. Trong đó, dự trữ chính phủ khá ổn định ở mức trên dưới 100 ngày nhập ròng từ năm 2005 đến nay. Nhật Bản đang là nước duy trì mức dự trữ cao nhất tại châu Á. Mức độ dự trữ thực tế của Nhật Bản qua các năm được thể hiện trên Hình 1 [1].

1.1.2. Hàn Quốc

Theo thống kê của BP, Hàn Quốc là quốc gia tiêu thụ năng lượng đứng thứ 8 trên thế giới, trong đó dầu mỏ chiếm tỷ trọng lớn nhất (41%) trong danh mục tiêu thụ năng lượng của nước này. Hàn Quốc là một trong những quốc gia nhập khẩu năng lượng dẫn đầu thế giới (97%), chủ yếu từ các nước Trung Đông.

Hàn Quốc bắt đầu dự trữ từ năm 1980 thông qua loại hình dự trữ chiến lược quốc gia; đến năm 1992 bắt đầu dự trữ tư nhân/công ty. Ngoài ra, Hàn Quốc còn tham gia dự trữ dầu mỏ quốc tế từ năm 2001 (liên minh cùng với Na Uy, Trung Quốc, Algeria, Kuwait) theo cơ chế phối hợp hỗ trợ lẫn nhau khi có các tình huống khẩn cấp (trong tình huống khẩn cấp, nước thiếu dầu có quyền được mua dầu từ các nước khai thác dầu trong liên minh). Cũng giống như Nhật Bản, Hàn Quốc cũng thực hiện dự trữ dầu thô, LPG và các sản phẩm xăng dầu, trong đó, dầu thô là chủ yếu. Theo quy định của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), mức dự trữ của Hàn Quốc cần đạt ở ngưỡng 90 ngày nhập



Nguồn: Hiệp hội Xăng dầu Nhật Bản (PAJ) 2016

Hình 1. Mức dự trữ dầu mỏ thực tế của Nhật Bản (cuối tháng 3 hàng năm trong giai đoạn 2005 - 2016)



Nguồn: <http://www.jogmec.go.jp>

Hình 2. Kho dự trữ dầu thô tại Tomakomai và Hokkaido



Nguồn: <http://www.jogmec.go.jp>

Hình 3. Kho chứa dầu trên mặt biển tại Shirashima

ròng nhưng lượng dự trữ thực tế luôn cao hơn rất nhiều. Tính ở thời điểm tháng 3/2014, dự trữ dầu mỏ của Hàn Quốc đạt hơn 240 ngày nhập ròng (124 ngày từ dự trữ chính phủ và 117 ngày từ dự trữ công ty) [2].

1.2. Các loại hình kho dự trữ

Loại hình kho dự trữ dầu mỏ trên thế giới khá đa dạng, tùy thuộc vào điều kiện địa hình, địa chất, khí hậu... và mục đích dự trữ của mỗi nước. Tuy nhiên, phổ biến nhất vẫn là loại kho dự trữ trên mặt đất, kho dự trữ trên mặt biển (kho nổi) và kho dự trữ ngầm dưới lòng đất. Nhật Bản và Hàn Quốc đều đang áp dụng các loại hình kho dự trữ dầu mỏ phổ biến này.

1.2.1. Kho dự trữ trên mặt đất

Các kho dự trữ trên mặt đất thường nằm gần nhau với khoảng cách lớn hơn đường kính của kho (theo Luật phòng cháy - khoảng cách phải đủ để trong trường hợp một kho nào đó bị cháy thì kho gần kề không bị bắt lửa) (Hình 2). Kho dự trữ trên mặt đất ở Nhật Bản gồm: Fukui (sức chứa là 3,4 triệu m³), Akita, Mutsu, Ogawara, Hokkaido joint stockpile, Tomakomai-tobu, Mustu Ogawara. Hàn Quốc có kho dầu dự trữ Seosan (sức chứa gồm khoảng 11 triệu thùng dầu thô và 3,6 triệu thùng sản phẩm dầu mỏ), Yonggin [3].

Ưu điểm của kho dự trữ trên mặt đất là không hạn chế về vị trí xây dựng, dễ bảo trì, không có giới hạn cho loại dầu và sử dụng được các công nghệ có sẵn. Tuy nhiên, nhược điểm là chi phí xây dựng cao, dễ bị cháy nổ và chịu tác động mạnh của thời tiết, khí hậu.

1.2.2. Kho dự trữ trên mặt biển (float tank system)

Loại kho này nằm trên biển gồm các khoang dự trữ dầu và một khoang hệ thống ngăn nước bao quanh, có đệm chắn để bảo vệ và tránh rò rỉ dầu. Ngoài việc chứa dầu, loại kho này còn có chức năng xử lý khí dầu mỏ (Hình 3). Nhật Bản có kho dự trữ trên mặt biển tại Shirashima (sức chứa 5,6 triệu m³) và tại Kamigoto (sức chứa 4,4 triệu m³) [3].

Ưu điểm của loại kho này là sử dụng hiệu quả diện tích ngoài khơi, tiết kiệm diện tích xây dựng so với kho dầu dự trữ trên mặt đất và giảm bớt rủi ro về tràn dầu, khuếch tán. Tuy nhiên, chỉ áp dụng được với các nước có đường bờ biển và chịu tác động mạnh của thời tiết, khí hậu.

1.2.3. Kho dự trữ ngầm (Underground rock caverns)

Kho dầu dự trữ ngầm thường chỉ áp dụng cho dầu thô, dựa trên việc chôn lấp dầu thô dưới lòng đất vào các hang đá, được dùng để dự trữ dầu thô

với khối lượng lớn và lâu dài. Khi tiến hành dự trữ cần phải chú ý tới sự phát triển của vi khuẩn trong nước, sự sa lắng đồng tụ của paraffin, sự sa lắng của các hạt tạo mùn, sự thất thoát khí. Kho dự trữ dầu thô dạng này gồm: hệ thống chứa dầu thô, hệ thống bẫy khí, hệ thống khí trơ, hệ thống năng lượng, hệ thống bơm ép nước, hệ thống điện, hệ thống điều khiển và kiểm soát. Chi phí xây dựng kho dự trữ ngầm khoảng 100 - 130USD/m³ (theo mặt bằng giá năm 2013 - 2015), thời gian xây dựng khoảng 36 - 40 tháng/hệ thống. Ở Nhật Bản, có kho Akita sức chứa 4,5 triệu m³, kho Kuji sức chứa 1,75 triệu m³. Tại Hàn Quốc, có kho Yeosu (sức chứa 49,7 triệu thùng), kho Ulsan (sức chứa 19,3 triệu thùng) và kho Geoje (sức chứa là 47,5 triệu thùng) được kết hợp giữa kho ngầm và kho nổi [3].

Ưu điểm của kho dự trữ ngầm là dự trữ được khối lượng lớn, tính bảo mật và an toàn cao; mức độ tác động tới môi trường thấp (ít xảy ra sự cố rò rỉ do tràn dầu hay khuếch tán); chi phí đầu tư thấp hơn so với việc xây dựng kho dự trữ trên mặt biển/ trên mặt đất; vòng đời hoạt động dài; đòi hỏi diện tích xây dựng ít hơn so với kho dự trữ trên mặt đất.

Nhược điểm của kho dự trữ ngầm là vệ sinh khó khăn trong quá trình vận hành; phải sử dụng vật liệu chống ăn mòn; quá trình nhập và xuất hàng dự trữ ra khỏi kho chứa tốn nhiều thời gian.

2. Các mô hình tổ chức quản lý hệ thống dự trữ dầu thô chiến lược

2.1. Mô hình tổ chức quản lý hệ thống dự trữ dầu thô tại Nhật Bản

Hệ thống dự trữ dầu thô tại Nhật Bản gồm hệ thống thuộc sở hữu của chính phủ và hệ thống thuộc sở hữu tư nhân [4 - 7], được thực hiện như Hình 4.

Quản lý nhà nước về hệ thống dự trữ dầu thô được giao cho Bộ Kinh tế, Thương mại và Công nghiệp Nhật Bản (METI), dưới METI là JOGMEC và sau cùng là các công ty điều hành kho [4 - 7]. Mô hình quản lý được thể hiện trên Hình 5.

2.2. Mô hình tổ chức quản lý hệ thống dự trữ dầu thô tại Hàn Quốc

Quản lý nhà nước về hệ thống dự trữ dầu thô quốc gia của Hàn Quốc được giao cho Bộ Công nghiệp, Thương mại và Năng lượng Hàn Quốc

(MOCIE), dưới MOCIE là Công ty Dầu khí Quốc gia Hàn Quốc (KNOC) và Viện Kinh tế Năng lượng Hàn Quốc (KEEI) [8 - 10]. Mô hình quản lý được thể hiện trong Hình 6.

Vai trò của các chủ thể tham gia quản lý:

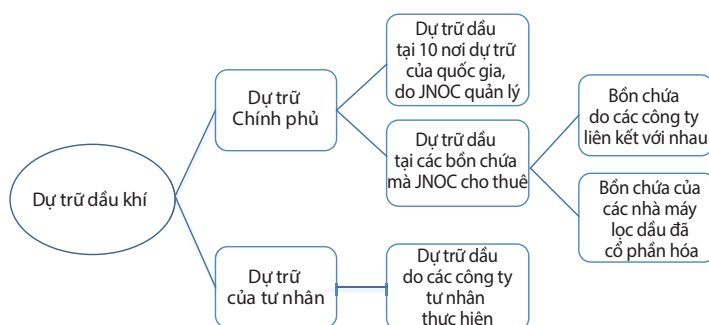
- Nhóm tư vấn: Đánh giá tình trạng khẩn cấp và đề xuất các giải pháp khẩn cấp;
- MOCIE: Đề xuất để thực hiện các chính sách khẩn cấp;
- KNOC: Quản lý dự trữ dầu thô quốc gia, xuất kho của chính phủ và phân tích thông tin dầu khí; quản lý chất lượng, số lượng và địa điểm dự trữ dầu thô quốc gia của Hàn Quốc; kiểm soát, phê duyệt mức dự trữ đối với các kho thuộc dự trữ doanh nghiệp.
- KEEI: Phân tích thông tin liên quan tới thị trường năng lượng để tư vấn cho KNOC;
- Các nhà máy lọc dầu: Thực hiện dự trữ đủ để vận hành nhà máy trong 40 ngày.

3. Các văn bản pháp lý quản lý hệ thống dự trữ dầu mỏ

3.1. Nhật Bản

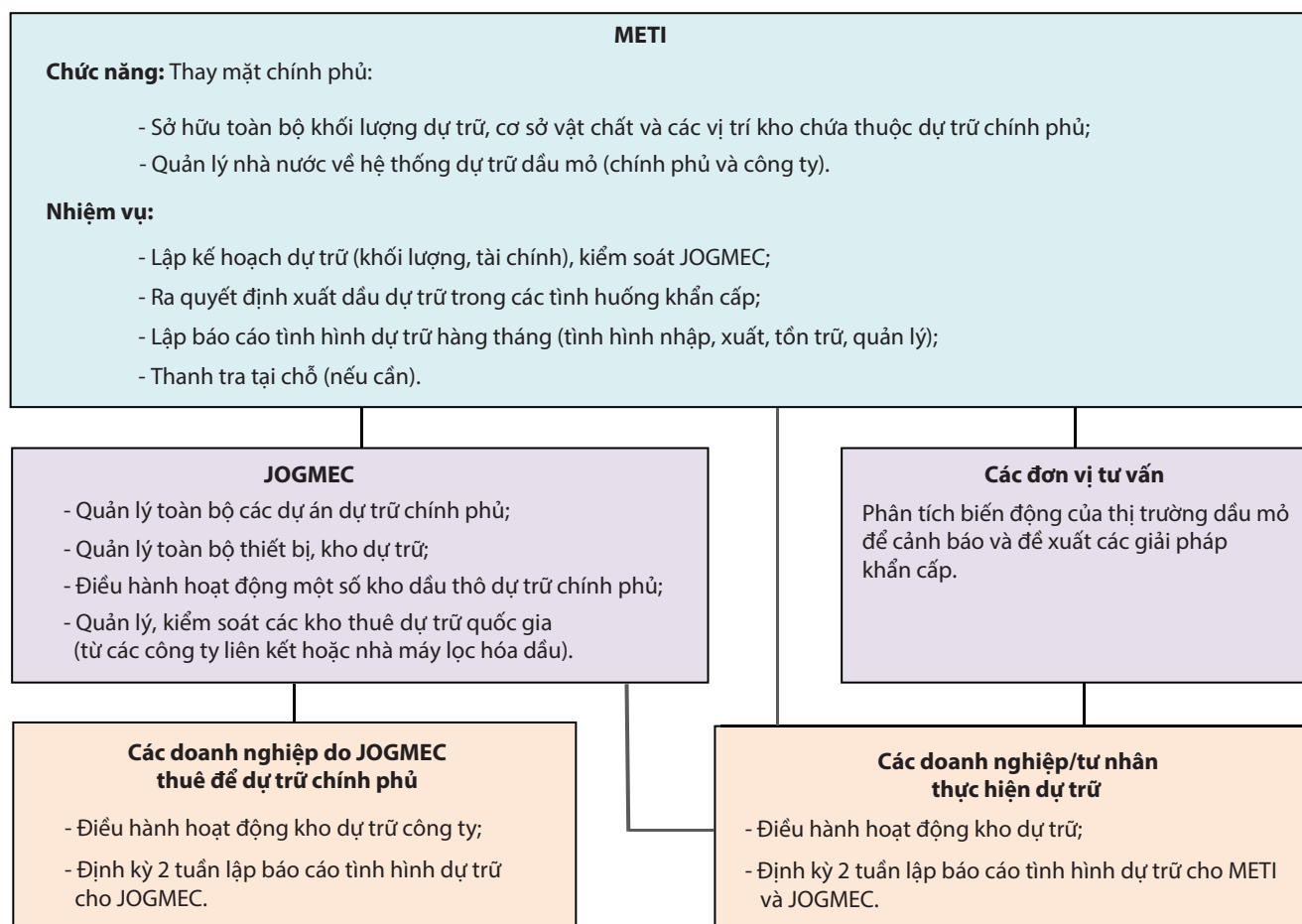
Hoạt động dự trữ dầu khí của Nhật Bản được chi phối bởi nhiều văn bản pháp quy có liên quan, trong đó quan trọng nhất là Luật Dự trữ Dầu khí (Petroleum Stockholding Law) ra đời năm 1975, chỉnh sửa năm 1995 và 2012 và Luật Tổng công ty Dầu khí Quốc gia (JOGMEC Law - Luật JOGMEC). Trong đó, các công ty dầu, nhà máy lọc dầu, công ty nhập khẩu và phân phối sản phẩm thực hiện dự trữ theo Luật Dự trữ Dầu khí, còn chính phủ thực hiện dự trữ quốc gia theo Luật Tổng công ty Dầu khí Quốc gia. Các chính sách liên quan đến dự trữ dầu khí được xem xét và điều chỉnh trong từng giai đoạn cho phù hợp với tình hình phát triển kinh tế xã hội của đất nước, theo xu thế năng lượng thế giới cũng như các yêu cầu của IEA, APEC liên quan đến dự trữ dầu khí.

Luật Dự trữ Dầu khí quy định cơ bản về tính bắt buộc đối với doanh nghiệp dự trữ (khối lượng, chủng loại); về cơ chế xác định lượng bổ sung hoặc xuất dự trữ theo các tình huống cụ thể (cơ



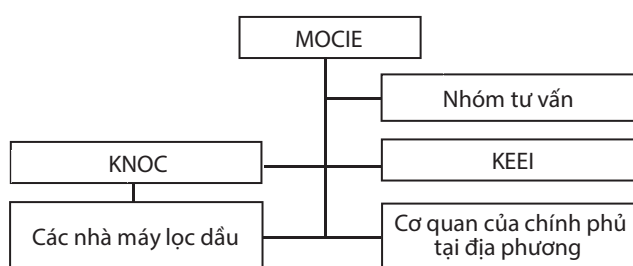
Nguồn: JOGMEC

Hình 4. Sơ đồ tổ chức hệ thống dự trữ dầu thô của Nhật Bản



Nguồn: JOGMEC

Hình 5. Mô hình quản lý hệ thống dự trữ khẩn cấp của Nhật Bản hiện nay



Nguồn: <http://www.knoc.co.kr>

Hình 6. Mô hình quản lý hệ thống dự trữ dầu mỏ của Hàn Quốc

chế xuất dầu); về trách nhiệm quản lý trong việc duy trì, bảo vệ hệ thống thiết bị, kho dự trữ. Theo Luật Dự trữ Dầu khí, đối tượng bắt buộc phải dự trữ dầu thô và sản phẩm dầu gồm các công ty dầu, nhà máy lọc dầu, công ty nhập khẩu và phân phối sản phẩm; về nguyên tắc, sản phẩm dự trữ của công ty nhập khẩu trùng với sản phẩm nhập khẩu; các công ty bắt buộc phải dự trữ cả dầu thô và LPG vì Nhật Bản nhập tới 80% khối lượng LPG từ khu vực Trung Đông.

Luật JOGMEC quy định riêng về dự trữ chính phủ, chủ yếu là dầu thô (duy trì ở mức 90 ngày nhập khẩu ròng để bảo đảm yêu cầu của IEA).

3.2. Hàn Quốc

Các văn bản pháp lý của Hàn Quốc liên quan công tác quản lý hệ thống dự trữ dầu mỏ quốc gia gồm:

- Luật hợp lý hóa sử dụng năng lượng: quy định về các chính sách sẵn sàng ứng phó khẩn cấp trong giai đoạn bị gián đoạn; kế hoạch quản lý năng lượng khi có khẩn cấp của quốc gia; các quy định của chính phủ về cung/cầu năng lượng trong trường hợp bị gián đoạn khẩn cấp.

- Luật kinh doanh xăng dầu: quy định khái niệm cơ bản về dự trữ dầu khí của chính phủ và tư nhân; các quy định của chính phủ về cung và cầu dầu trong trường hợp dầu bị gián đoạn.

- Quy định của KNOC: KNOC quản lý dự trữ dầu quốc gia trong trường hợp khẩn cấp, trong đó quy định trách nhiệm trong kiểm soát số lượng, chất lượng, vị trí đặt các kho dự trữ. Ngoài ra, KNOC có quyền kiểm soát, phê duyệt mức dự trữ đối với các kho dầu thương mại (thuộc dự trữ doanh nghiệp).

Bảng 1. Các luật áp dụng trong các giai đoạn xây dựng và vận hành kho dự trữ tại Hàn Quốc

TT	Giai đoạn	Luật áp dụng
1	Chuẩn bị xây dựng	- Luật tác động môi trường (tham khảo EIA) - Luật phát triển công nghiệp
2	Xây dựng kho	- Luật về quản lý công nghệ xây dựng - Luật về hợp đồng xây dựng - Luật về kiểm tra các chất độc hại - Luật về môi trường nước, không khí, biển
3	Vận hành	- Luật về kiểm tra các chất độc hại - Luật về an toàn trong điều khiển - Luật quy định hệ thống phòng cháy - Luật quy định an toàn hệ thống đường ống - Luật về kiểm tra an toàn khí áp suất cao - Luật quy định về điện - Luật về kiểm soát an ninh tàu biển và cảng biển - Luật về môi trường nước, không khí, biển

Nguồn: <http://www.knoc.co.kr>

Ngoài ra, đối với các giai đoạn xây dựng và vận hành kho dự trữ tại Hàn Quốc sẽ được tham chiếu theo các luật như Bảng 1.

3.3. Một số công cụ quản lý khác

Liên quan đến hoạt động dự trữ dầu thô quốc gia, Nhật Bản và Hàn Quốc đều có các văn bản dưới luật để hướng dẫn, cụ thể hóa các quy định mang tính định hướng hoặc nguyên tắc điều chỉnh trong công tác quản lý điều hành giữa các cơ quan liên quan.

- Vấn đề đảo hàng đối với dầu thô dự trữ quốc gia

Với đặc tính của dầu thô là nhiệt độ đông đặc khá cao nên trong thời gian được lưu chứa trong các kho/bể, dầu thô thường ở trạng thái đặc quánh. Do đó, theo thời gian dầu thô không bị ảnh hưởng đáng kể từ môi trường bên ngoài đến thành phần cũng như các tính chất hóa lý. Vì vậy, không chỉ Nhật Bản và Hàn Quốc mà các nước có dự trữ dầu thô quốc gia đều không có quy định bắt buộc về việc đảo hàng đối với dầu thô trong kho dự trữ. Việc bổ sung hay giảm bớt lượng dầu thô dự trữ trong kho (nếu có) chủ yếu được điều tiết bởi cơ chế xuất/nhập dầu dự trữ trong các tình huống khẩn cấp hoặc theo chỉ đạo của chính phủ.

Ngoài mục tiêu dự trữ dầu thô cho quốc gia, Hàn Quốc còn tham gia dự trữ dầu thô quốc tế, vì vậy lượng dầu thô dự trữ thực tế thay đổi rất lớn. Việc xuất kho cũng như mua bổ sung dầu dự trữ được thực hiện thường xuyên hơn, không chỉ trong các tình huống ứng cứu khẩn cấp cho riêng Hàn Quốc mà trong cả các trường hợp điều phối khác cho các quốc gia trong liên minh cùng tham gia dự trữ dầu quốc tế với Hàn Quốc.

- Về cơ chế chính sách cho dự trữ dầu thô quốc gia

Theo thông lệ, dự trữ quốc gia là trách nhiệm của chính phủ các nước, việc tham gia dự trữ của các doanh nghiệp thường theo mục tiêu kinh doanh/lợi nhuận nhiều hơn (chính phủ thuê các doanh nghiệp

thực hiện công tác dự trữ để giảm tải gánh nặng tài chính ban đầu cho chính phủ và phát huy kinh nghiệm sẵn có của các doanh nghiệp trong hoạt động dự trữ dầu mỏ). Do vậy, cơ chế chính sách nếu có cũng chỉ tập trung cho đối tượng dự trữ doanh nghiệp.

Để tạo lập nguồn tài chính đảm bảo cho hoạt động dự trữ dầu thô quốc gia, Nhật Bản đã có chính sách đánh thuế tiêu thụ đối với dầu thô sản xuất và xăng dầu nội địa. Chính phủ Nhật Bản cho rằng mục tiêu lớn nhất của việc dự trữ dầu thô quốc gia chính là để ổn định thị trường, ổn định nguồn cung dầu thô cho các nhà máy lọc dầu cũng như nguồn cung sản phẩm xăng dầu để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ nội địa khi có sự gián đoạn từ thị trường quốc tế. Vì vậy, người tiêu dùng phải có trách nhiệm đối với hoạt động dự trữ này. Tuy nhiên, thuế suất đánh vào dầu thô và xăng dầu không phải là con số cố định mà luôn có sự điều chỉnh theo diễn biến thị trường (tùy thuộc giá cả, mức độ phong phú của các nguồn cung). Ngoài ra, để hỗ trợ cho các doanh nghiệp thực hiện dự trữ dầu thô quốc gia, Nhật Bản có chính sách ưu đãi vay vốn bằng cách bảo lãnh hoặc tạo các nguồn vốn vay có lãi suất ưu đãi.

Chính phủ Hàn Quốc không có sự hỗ trợ đáng kể nào cho hoạt động dự trữ của doanh nghiệp. Vì cùng tham gia dự trữ dầu quốc tế nên ngoài mục đích dự trữ quốc gia, việc dự trữ dầu thô của Hàn Quốc còn có mục đích kinh doanh. Vì tính liên kết cao giữa các nước cùng tham gia dự trữ dầu quốc tế nên Hàn Quốc có thể chủ động điều phối để xuất bán dầu khi có giá cao và nhập lại dầu dự trữ với giá thấp hơn để có lợi nhuận. Vì vậy, hiệu quả mang lại từ hoạt động dự trữ của Hàn Quốc rất đáng kể.

4. Một số quy định về Quy chuẩn kỹ thuật đối với hệ thống dự trữ dầu thô quốc gia

Các tiêu chuẩn, quy chuẩn mà Nhật Bản, Hàn Quốc đã và đang sử dụng đối với hệ thống cơ sở hạ tầng dự trữ quốc gia (kho/bể chứa, đường ống, hệ thống thiết bị phụ trợ...) rất lớn. Trong đó, đối với các hệ thống chính như kho/bể chứa và đường ống, chủ

yếu áp dụng các quy chuẩn, tiêu chuẩn của Mỹ và một số hiệp hội quốc tế, cụ thể:

4.1. Các tiêu chuẩn liên quan chất lượng dầu thô dự trữ

- ASTM D1298 hoặc ASTM D5002: Tỷ trọng ($^{\circ}\text{API}$);
- ASTM D4294: Hàm lượng lưu huỳnh tổng;
- ASTM D445: Độ nhớt;
- ASTM D5853: Điểm chảy của dầu thô;
- ASTM D4007: Hàm lượng nước và tạp chất trong dầu thô;
- ASTM D323: Áp suất hơi bão hòa;
- UOP46: Hàm lượng paraffin rắn;
- ASTM D3230: Hàm lượng muối;
- ASTM D473: Tạp chất cơ học;
- ASTM D664: Trị số acid tổng;
- ASTM D2892 và ASTM D5236: Hiệu suất chưng cất.

4.2. Các tiêu chuẩn liên quan tới hệ thống tồn trữ

4.2.1. Các tiêu chuẩn lắp đặt sửa chữa bảo trì, đánh giá hệ thống tồn trữ được Viện Dầu mỏ Mỹ (API) nghiên cứu và ban hành

- API 510: Kiểm tra áp suất bể chứa dùng cho: kiểm tra bảo trì, đánh giá, sửa chữa và thay đổi;
- API 570: Kiểm tra đường ống dùng cho: kiểm tra, bảo trì, đánh giá, sửa chữa và thay đổi hệ thống đường ống;
- API RP 572: Kiểm tra áp suất bể chứa;
- API RP 574: Kiểm tra hoạt động của các thành phần trong hệ thống đường ống (ống, khớp nối, van, van điều khiển...);
- API RP 575: Kiểm tra đối với các bể chứa dùng cho áp suất thường và áp suất thấp (bể chứa hoạt động 0,5 - 15psig);
- API RP 576: Kiểm tra thiết bị giảm áp;
- API 620: Quy định về thiết kế và xây dựng cho bể chứa thấp áp có sử dụng mối hàn;
- API 650: Các loại bể thép chế tạo có sử dụng mối hàn dùng cho lưu trữ dầu;
- API 651: Bảo vệ cathode cho hệ thống tồn trữ dầu lộ thiên;

- API 652: Tráng phủ vật liệu lên bề mặt đáy bể chứa xăng dầu kho nổi;

- API 653: Kiểm tra, sửa chữa, thay đổi và lắp đặt lại bể chứa;
- API 1615: Lắp đặt hệ thống tồn trữ dầu mỏ dưới mặt đất;

4.2.2. Một số tiêu chuẩn về ăn mòn

- API 1632: Bảo vệ ăn mòn theo phương pháp dùng cathode cho hệ thống đường ống và bể chứa dầu ngầm;
- NACE RP0285-2002: Yêu cầu thực hiện và kiểm soát ăn mòn kim loại trong hệ thống lắp đặt trong lòng đất, một phần trong lòng đất, hoặc hệ thống lắp đặt trong môi trường ngập chất lỏng.
- NACE Standard RP0169-2002: Yêu cầu thực hiện và kiểm soát ăn mòn đối với hệ thống ống kim loại được lắp đặt trong lòng đất hoặc một phần trong lòng đất.

- ULC-S603.1-M1982: Tiêu chuẩn cho hệ thống bảo vệ chống ăn mòn điện hóa cho các bể chứa thép lắp đặt trong lòng đất để chứa chất lỏng dễ cháy nổ.

4.2.3. Quy định với đường ống, khớp nối, bể chứa có sử dụng chất dẻo tổng hợp hoặc sợi thủy tinh

- ASTM D2996-88: Các đặc điểm kỹ thuật cho ống dẫn bằng nhựa hoặc nhựa được gia cố thêm bằng sợi;
- ASTM D3299-88: Bể chống ăn mòn hóa chất làm từ nhựa nhiệt dẻo được gia cố bằng sợi, thủy tinh, gỗ, tơ sợi;
- ASTM E1067-96: Tiêu chuẩn kiểm tra độ phát xạ sóng âm cho bình chứa hoặc bể chứa làm từ nhựa tổng hợp hoặc nhựa được gia cố sợi thủy tinh;
- RTP-1-1995: Các thiết bị chống ăn mòn bằng nhựa nhiệt dẻo cho vật liệu cốt thép. Hiệp hội kỹ sư cơ khí Mỹ (ASME);
- ULC-C107.7-1993: Khớp nối và đường ống cốt thép được bọc bằng nhựa dùng cho chất lỏng dễ cháy. Hội các phòng thí nghiệm Canada, 7 Crouse Road, Scarborough, Ontario, Canada M1R3A9.

5. Kết luận và một số kinh nghiệm cho Việt Nam về hoạt động dự trữ dầu thô quốc gia

Nhật Bản và Hàn Quốc đã từng bước mở rộng và hoàn thiện cả về quy mô dự trữ, cơ cấu dự trữ (chính phủ/công ty) và hệ thống quản lý (hệ thống văn bản luật, cơ chế quản lý, chính sách hỗ trợ...). Trong đó, Việt Nam có thể

xem xét, học hỏi một số kinh nghiệm của Nhật Bản và Hàn Quốc trong việc tổ chức, quản lý hệ thống dự trữ dầu mỏ quốc gia.

- Chính phủ các nước này rất chú trọng công tác dự trữ quốc gia về dầu thô, công tác quản lý có nhiều điểm tương đồng, cụ thể:

+ Quản lý nhà nước/chính phủ về dự trữ dầu mỏ (trong đó có dầu thô) được giao cho một bộ chủ quản thực hiện (lập kế hoạch dự trữ, ra quyết định xuất dầu dự trữ...);

+ Quản lý trực tiếp các dự án dự trữ quốc gia (chủ yếu dầu thô) được giao cho doanh nghiệp nhà nước liên quan về dầu khí hay tập đoàn/tổng công ty dầu quốc gia (quản lý các dự án dự trữ dầu thô quốc gia; quản lý hệ thống thiết bị, kho/bể chứa quốc gia);

+ Sử dụng đơn vị nghiên cứu khoa học chuyên ngành về dầu khí để tư vấn trong việc phân tích biến động thị trường và đề xuất các giải pháp ứng cứu khẩn cấp (nếu có);

+ Các doanh nghiệp/đơn vị thành viên thuộc tập đoàn/tổng công ty dầu quốc gia hoặc doanh nghiệp tư nhân thực hiện dự trữ (nhằm tăng hiệu quả bằng cách sử dụng kinh nghiệm, bí quyết kinh doanh của các doanh nghiệp).

- Hệ thống văn bản luật khá hoàn chỉnh, quy định cụ thể trách nhiệm của các bên liên quan (chính phủ, bộ chủ quản, đơn vị quản lý trực tiếp kho...) đối với hoạt động dự trữ, đặc biệt có cơ chế điều hành khá rõ ràng trong việc các tình huống huy động/xuất dầu dự trữ (khi gián đoạn cung cấp hoặc tình huống khẩn cấp) để đạt lợi ích tốt nhất.

- Cơ chế hình thành nguồn tài chính cho dự trữ dầu thô quốc gia được lấy từ thuế tiêu thụ đối với dầu thô sản xuất và thuế tiêu thụ xăng dầu nội địa với nguyên tắc: để ổn định thị trường thì người sử dụng xăng dầu (đơn vị tiêu dùng gián tiếp) và các nhà máy lọc dầu (đơn vị sử dụng trực tiếp) đều phải có trách nhiệm chia sẻ kinh phí cho dự trữ;

- Áp dụng các tiêu chuẩn của Mỹ và các hiệp hội (API, ASTM, ASME, NACE, ULC...) về chất lượng dầu thô, các quy chuẩn kỹ thuật trong quá trình xuất, nhập, tồn chứa dầu thô...

Với Việt Nam, để giảm thiểu sự tác động tiêu cực đối với nền kinh tế khi có biến động về nguồn dầu thô thế giới, Chính phủ đã có định hướng thực hiện dự trữ dầu thô quốc gia, bắt đầu từ năm 2020 (theo Quy hoạch phát

triển hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm dầu mỏ của Việt Nam đến năm 2015, tầm nhìn đến năm 2025 ban hành kèm theo Quyết định số 1139/QĐ-TTg ngày 31/07/2009). Tuy nhiên, với xu thế bất ổn về chính trị tại các nước Trung Đông, Nga... và sự suy thoái của nền kinh tế tài chính toàn cầu những năm gần đây đã tạo ra sự biến động lớn về nguồn cung, Chính phủ đã có chủ trương triển khai việc dự trữ dầu thô quốc gia sớm hơn năm 2020 (hiện tại Bộ Công Thương đang lấy ý kiến về dự thảo Quy hoạch phát triển hệ thống dự trữ dầu thô và các sản phẩm xăng dầu của Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035).

Để thực hiện định hướng trên, Chính phủ và các bộ/ngành liên quan của Việt Nam cần xúc tiến chuẩn bị và triển khai các mảng công việc như:

- Xúc tiến nghiên cứu xây dựng các văn bản pháp lý, quy định để quản lý hoạt động dự trữ dầu thô quốc gia như: Quy chế quản lý mặt hàng dầu thô dự trữ quốc gia, Quy chuẩn quốc gia về dầu thô dự trữ quốc gia, Định mức kinh tế kỹ thuật, Cơ chế chính sách trong thực hiện dự trữ...

- Xây dựng và hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý hệ thống dự trữ dầu thô quốc gia (trong đó phân công vai trò trách nhiệm và cơ chế phối hợp của các bộ/ngành liên quan);

- Xúc tiến các hoạt động nghiên cứu và xây dựng kho dự trữ quốc gia như: nghiên cứu lựa chọn loại hình kho, địa điểm xây dựng kho; nghiên cứu lập các dự án xây dựng kho; tổ chức đầu tư xây dựng kho... để có thể chuyển giao và bắt đầu dự trữ (mua dầu, bảo quản dầu).

Tài liệu tham khảo

1. Petroleum Association of Japan (PAJ). <http://www.paj.gr.jp>.
2. International Energy Agency (IEA). *Closing oil stock levels in days of net imports*. Updated 19/1/2017.
3. Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC). <http://www.jogmec.go.jp>.
4. Japan National Oil Corporation. *Outline of Petroleum Stockpiling in Japan, Japan's emergency preparedness measures*.
5. Masaaki Sugiyama. *Efforts by Japanese oil industry toward the stable oil supply in the disaster*. Petroleum Association of Japan (PAJ). 2013.
6. Naoaki Kurumada. *Outline of petroleum stockpiling*

and emergency response in Japan. IEA/China Oil Stocks and Emergency Response Seminar. 2002.

7. Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC). *Petroleum stockpiling - A basis for stable oil petroleum supply*.

8. Nguyễn Anh Tuấn. *Kinh nghiệm của Hàn Quốc trong xây dựng kho dự trữ dầu mỏ chiến lược*. Tạp chí Dầu khí. 2009; 1: trang 60 - 66.

9. Yeon. Korea's Emergency response measures in perspective short-term vs mid & long-term energy security policy and programs. *IEA/ASEAN Workshop*. Ministry of Commerce, Industry & Energy, Republic of Korea. 2004.

10. Korea National Oil Corporation (KNOC). <http://www.knoc.co.kr>.

Crude oil stockpiling in Japan and Korea and lessons for Vietnam

Hoang Thi Phuong, Dang Thi Thuy Dung

Vietnam Petroleum Institute

Email: phuonght@vpi.pvn.vn

Summary

National crude oil stockpiling has been a serious concern in many countries, particularly the ones which are increasingly dependent on the global oil market like Vietnam (a net importer). The Master Plan for developing crude oil and petroleum products stockpiling system of Vietnam to 2015 and vision to 2025 has been approved by the Prime Minister with Decision No.1139/QĐ-TTg dated 31/07/2009. Accordingly, Vietnam is expected to reserve about 1 - 1.1 million m³ of crude oil in 2020 and will increase to 3.1 million m³ of crude oil in 2025.

This paper briefly introduces the experience of Japan and Korea, which have had over 30 years of maintaining national oil stockpiling in large-scale. Based on these experiences, a number of measures are proposed for Vietnam in the path of building and implementing the Master Plan for developing the crude oil and petroleum products stockpiling system to 2025 and vision to 2035.

Key words: Stockpiling, crude oil, master plan, Japan, Korea.

ĐÁNH GIÁ TÌNH TRẠNG SỨC KHỎE, BỆNH NGHỀ NGHIỆP CỦA NGƯỜI LAO ĐỘNG NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM

Hoàng Thái Lộc¹, Võ Văn Hạnh¹, Bùi Thị Lệ Anh¹, Phạm Hồng Ngọc¹
Trần Đình Thông¹, Nguyễn Bích Hà², Mai Tiến Thành²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Viện Y tế Công cộng thành phố Hồ Chí Minh

Email: locht.cpse@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Nghiên cứu được thực hiện nhằm đánh giá tổng thể về sức khỏe của người lao động ngành Dầu khí Việt Nam trong mối liên quan với điều kiện môi trường lao động đặc thù. Kết quả nghiên cứu cho thấy, sức khỏe của người lao động ngành Dầu khí có sự phân hóa rõ nét theo độ tuổi và tuổi nghề. Về bệnh nghề nghiệp, di chứng nghề nghiệp là loại bệnh cần quan tâm nhất đối với người lao động ngành Dầu khí. Các yếu tố tiếng ồn, nhiệt độ, ánh sáng, hơi khí độc, tốc độ gió được đánh giá là các yếu tố môi trường ảnh hưởng trực tiếp đến tình trạng sức khỏe và khả năng mắc bệnh nghề nghiệp của người lao động.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất một số kiến nghị, giải pháp nhằm ngăn ngừa, giảm thiểu các nguy cơ phổ biến có khả năng gây hại đến sức khỏe của người lao động; đồng thời nâng cao hiệu quả công tác quản lý sức khỏe nghề nghiệp cho người lao động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN).

Từ khóa: Bệnh nghề nghiệp, ngành Dầu khí Việt Nam, giải pháp ngăn ngừa.

1. Giới thiệu

Ngành công nghiệp dầu khí đặc thù với công nghệ sản xuất hiện đại nhưng phức tạp, điều kiện lao động được đánh giá là khá nặng nhọc, độc hại, với các yếu tố bất lợi về vật lý (vi khí hậu, tiếng ồn, rung, điện từ trường, bụi, phóng xạ...), hóa học (lưu chất có nguy cơ cháy nổ cao như dầu, khí, các sản phẩm lọc hóa dầu; các loại hóa chất, hóa phẩm công nghiệp khác; các loại hơi khí độc...), tâm sinh lý lao động (tư thế không thuận lợi, chế độ ca kíp và môi trường làm việc tách biệt với đất liền...), do đó có khả năng gây ảnh hưởng đến sức khỏe, tính mạng của người lao động.

Nghiên cứu này tập trung đánh giá tình trạng sức khỏe, bệnh nghề nghiệp của người lao động ngành Dầu khí trong mối liên quan với điều kiện môi trường lao động. Nghiên cứu sử dụng số liệu về sức khỏe nghề nghiệp và môi trường lao động của các đơn vị trong các năm gần đây; xây dựng bộ câu hỏi phỏng vấn định lượng nhằm thu thập các thông tin theo cảm nhận chủ quan của người lao động về điều kiện lao động, tình hình sức khỏe, bệnh nghề nghiệp, thực trạng quản lý, nhận biết các yếu tố nguy cơ và các biện pháp phòng ngừa đang thực hiện tại nơi làm việc. Phiếu điều tra phỏng vấn sâu được xây dựng cho đối tượng cán bộ quản lý và/hoặc cán bộ chuyên trách lĩnh vực an toàn, sức khỏe và môi trường của 12 đơn vị thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam,

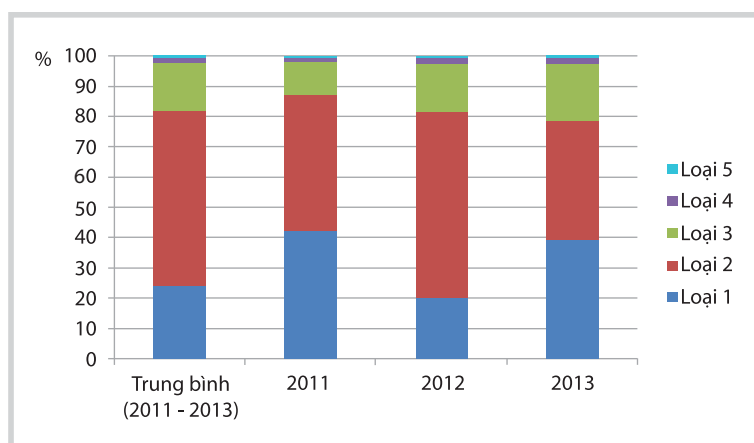
nhằm khảo sát định tính về công tác quản lý các yếu tố ảnh hưởng sức khỏe người lao động cũng như thực trạng phát hiện, quản lý bệnh nghề nghiệp.

2. Tình trạng sức khỏe và bệnh nghề nghiệp của người lao động ngành Dầu khí Việt Nam

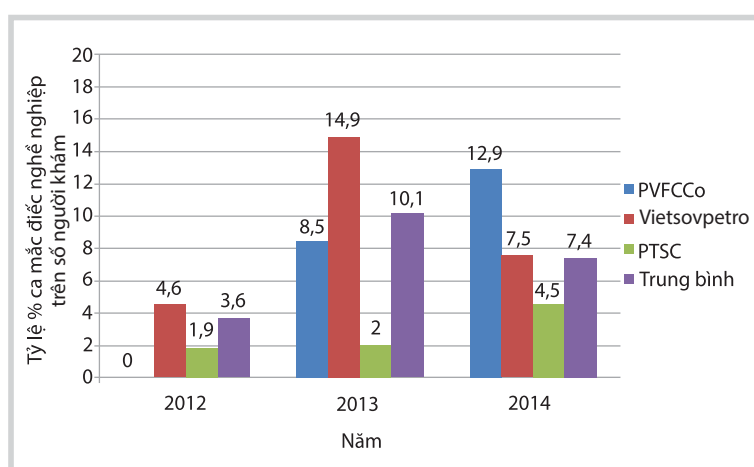
Mặt bằng sức khỏe của người lao động trong ngành Dầu khí Việt Nam cao hơn đáng kể so với mặt bằng chung của người lao động Việt Nam [1]. Cụ thể, tỷ lệ người lao động có sức khỏe loại 1 và 2 (rất khỏe và khỏe) chiếm 80%, tỷ lệ người lao động có sức khỏe loại 4 và 5 (yếu và rất yếu) chỉ chiếm khoảng 2,4% (Hình 1).

Theo thống kê, tỷ lệ sức khỏe loại 1 và 2 ở nam cao hơn nữ khoảng 6%, trong khi tỷ lệ nam nữ có sức khỏe loại 3 xấp xỉ nhau. Điều này phù hợp với việc tuyển dụng và sắp xếp lao động nam vào các vị trí sản xuất trực tiếp hoặc nặng nhọc và độc hại. Tình trạng sức khỏe của người lao động thay đổi theo độ tuổi, tuổi nghề. Sức khỏe người lao động bắt đầu có dấu hiệu suy giảm sau 35 tuổi, giảm đáng kể khi chuyển sang giai đoạn 46 - 55 tuổi và giảm mạnh ở độ tuổi trên 55. Sức khỏe của người lao động loại 1 và 2 suy giảm mạnh khi bước qua ngưỡng tuổi nghề trên 16 năm. Tuy nhiên, đa số người lao động có tuổi nghề hơn 20 năm vẫn có sức khỏe trên mức trung bình.

Thông qua khám sức khỏe định kỳ hàng năm, các nhóm bệnh phổ biến được phát hiện là: tiêu hóa, tai - mũi



Hình 1. Phân loại sức khỏe của người lao động trong ngành Dầu khí Việt Nam



Hình 2. Tỷ lệ số ca mắc bệnh nghề nghiệp so với số người khám trong giai đoạn 2012 - 2014

- họng, mắt, răng - hàm - mặt. Đáng chú ý có đến 10% người lao động được chẩn đoán mắc chứng tăng huyết áp.

Theo các báo cáo thống kê định kỳ về an toàn sức khỏe môi trường gần đây của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, có 3 loại bệnh nghề nghiệp được phát hiện gồm: điếc nghề nghiệp, lao nghề nghiệp, bụi phổi silic nghề nghiệp. Trong đó, chủ yếu là điếc nghề nghiệp, số ca mắc các bệnh nghề nghiệp khác không đáng kể. Điếc nghề nghiệp được phát hiện tại 3 đơn vị: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) và Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) với tổng số ca mắc là 299 ca (năm 2014). Tỷ lệ người lao động mắc bệnh điếc nghề nghiệp so với số lượng người được khám tính trung bình trong giai đoạn 2012 - 2014 tại các đơn vị này dao động trong khoảng 2,7 - 8,5%.

Theo nghiên cứu của Viện Y học Lao động và Vệ sinh Môi trường, tỷ lệ mắc bệnh điếc nghề nghiệp do tiếng ồn ở một số ngành như sau: đóng tàu 15,01%, tuyển than 7,19%, xi măng 6,76%, dệt 4,59% và hàng không 2,93% [2].

Tại các đơn vị khác trong ngành Dầu khí, tuy chưa báo cáo phát hiện ca điếc nghề nghiệp nào nhưng được đánh giá là người lao động có nguy cơ mắc khá cao, bao gồm: Tổng công ty CP Xây lắp

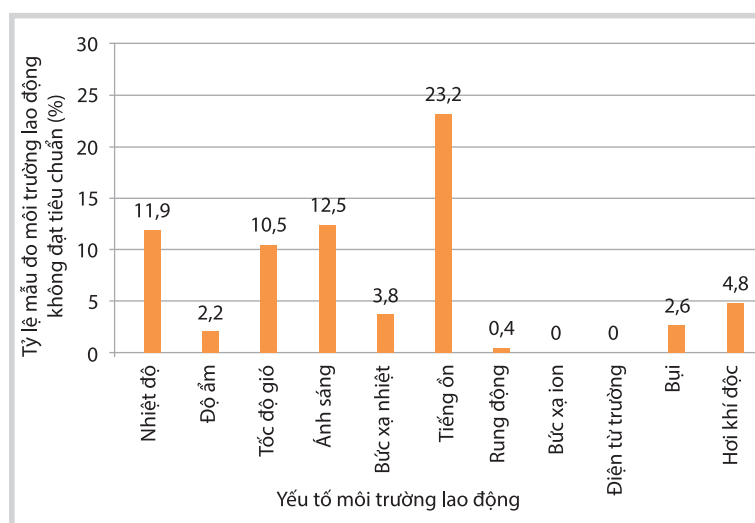
Dầu khí Việt Nam (PVC), Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí (PVTrans), Tổng công ty Dầu Việt Nam (PV OIL), Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR), Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling).

Số người đã được giám định mắc bệnh điếc nghề nghiệp đều là nam giới, có thể do nam giới thường được bố trí ở các vị trí sản xuất trực tiếp, chịu ảnh hưởng lớn bởi tiếng ồn. Độ tuổi mắc bệnh điếc nghề nghiệp nhiều nhất là 36 - 45 tuổi, tiếp theo là 26 - 35 tuổi do làm việc nặng nhọc trong môi trường có tiếng ồn cao. Tuổi nghề mắc bệnh điếc nghề nghiệp nhiều nhất là dưới 5 năm, tiếp theo là từ 5 - 10 năm. Tỷ lệ người lao động mắc bệnh điếc nghề nghiệp có sự thay đổi theo các vị trí công việc, trong đó yếu tố tiếng ồn là nguyên nhân chính. Các vị trí công việc có tỷ lệ mắc bệnh điếc nghề nghiệp cao hơn so với các vị trí khác gồm: xưởng sản phẩm, xưởng sửa chữa cơ khí và xưởng điện của nhà máy sản xuất phân đạm, bộ phận điều khiển robot lặn và khảo sát địa chất công trình biển, bộ phận boong tàu. Đây cũng là các vị trí có ô nhiễm tiếng ồn cao hoặc người lao động phải chịu tác động của áp lực nước ở các vị trí công việc liên quan đến lặn.

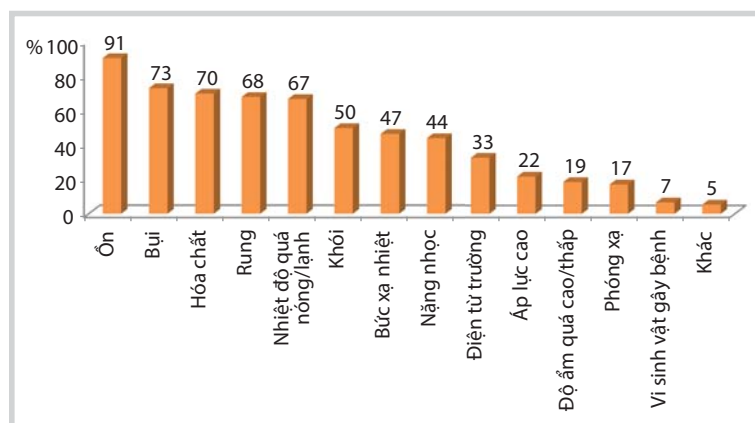
3. Các yếu tố môi trường lao động ảnh hưởng đến sức khỏe nghề nghiệp của người lao động làm việc trong ngành Dầu khí

Các yếu tố môi trường lao động ảnh hưởng đến sức khỏe của người lao động được phân tích, đánh giá dựa trên tỷ lệ mẫu đo không đạt tiêu chuẩn vệ sinh lao động cho phép và thời gian tiếp xúc với các yếu tố này. Kết quả đánh giá cho thấy, tiếng ồn là yếu tố có hại phổ biến nhất với tỷ lệ mẫu đo không đạt chuẩn cao nhất (chiếm trên 23%), dẫn đến tăng số ca mắc bệnh nghề nghiệp, trong đó chủ yếu là điếc nghề nghiệp. Nhiệt độ, ánh sáng, hơi khí độc, tốc độ gió, bụi là các yếu tố có hại khá phổ biến khác sau tiếng ồn.

Kết quả phỏng vấn định lượng tiến hành trên 410 người lao động tại các đơn vị đã phát hiện mắc bệnh nghề nghiệp cho thấy, các yếu tố điều kiện làm việc có khả năng nguy hại đến sức khỏe theo thứ tự từ cao đến thấp gồm: tiếng ồn, bụi, rung, nhiệt độ và hơi khí độc hoặc hóa



Hình 3. Tỷ lệ mẫu đo không đạt chuẩn cho phép của các yếu tố môi trường lao động trong ngành Dầu khí (số liệu trung bình của 12 đơn vị trong giai đoạn 2012 - 2014)



Hình 4. Tỷ lệ người lao động có tiếp xúc với các mối nguy sức khỏe tại nơi làm việc theo cảm nhận chủ quan (n = 410)

chất. Có đến 90,7% người lao động cho biết phải tiếp xúc với tiếng ồn trung bình 7,2 giờ/ngày làm việc. Hơn 50% người lao động cho biết phải tiếp xúc với bụi (73%) và hóa chất (70%) với thời gian trung bình từ 5 - 7 giờ/ngày làm việc. Nguồn phát sinh bụi với mức độ cao thường diễn ra ngắn hạn trong các quá trình bảo dưỡng, sửa chữa các thiết bị vận hành. Các yếu tố khác như bức xạ nhiệt, làm việc nặng nhọc, điện từ trường và độ rung cũng được một bộ phận người lao động (33 - 47%) đề cập với thời gian tiếp xúc thường xuyên từ 5,3 - 6,7 giờ/ngày làm việc, đặc biệt thời gian tiếp xúc trung bình với rung là cao nhất (gần 7 giờ/ngày làm việc).

Khoảng 45% người lao động được hỏi cho biết cảm thấy mệt mỏi thể chất và căng thẳng tinh thần ở các mức độ khác nhau trong quá trình làm việc. Trên 60% cán bộ quản lý an toàn, sức khỏe và môi trường được hỏi nhận định có sự căng thẳng tâm lý ở người lao động. Yếu tố có hại trong môi trường lao động; tính chất công việc phải tập trung cao độ; nguy cơ tai nạn; khu vực làm việc cách ly, cô lập trong thời gian dài là các nguyên nhân phổ biến nhất đã ảnh hưởng đến sức khỏe thể chất và tinh thần của người lao động. Tình

trạng mệt mỏi, căng thẳng trong công việc thay đổi theo nhóm tuổi nghề: nhóm tuổi nghề trên 20 năm có tỷ lệ mệt mỏi cao gấp đôi nhóm tuổi nghề ít hơn 5 năm.

4. Kết luận

- Tình trạng sức khỏe của người lao động làm việc trong ngành Dầu khí Việt Nam được đánh giá tốt hơn so với mặt bằng chung của người lao động Việt Nam, với số lượng người lao động đạt sức khỏe loại 1 và 2 chiếm trên 80%. Sức khỏe của người lao động bắt đầu suy giảm sau 35 tuổi, giảm đáng kể khi chuyển sang giai đoạn 46 - 55 tuổi và giảm mạnh ở độ tuổi trên 55. Ở ngưỡng tuổi nghề lớn hơn 16 năm, sức khỏe suy giảm rõ rệt.

- Các nhóm bệnh phổ biến được phát hiện là tiêu hóa, tai - mũi - họng, mắt, răng - hàm - mặt. Về các loại bệnh mãn tính, đáng chú ý có đến hơn 10% người lao động mắc chứng tăng huyết áp.

- Đắc nghề nghiệp là bệnh nghề nghiệp chủ yếu, được phát hiện tại 3 trong số 12 đơn vị được khảo sát. Tại 3 đơn vị này, tỷ lệ người lao động mắc bệnh đắc nghề nghiệp so với số lượng người lao động được khám tính trung bình trong giai đoạn 2012 - 2014 dao động trong khoảng 2,7 - 8,5%. Số lượng người lao động bị suy giảm thính lực cao hơn số người lao động đã mắc đắc nghề nghiệp từ 2 đến 4 lần. Độ tuổi có nguy cơ mắc đắc nghề nghiệp nhiều nhất là 36 - 45 tuổi, tiếp theo là độ tuổi 26 - 35 tuổi. Tỷ lệ người lao động mắc bệnh đắc nghề nghiệp có sự thay đổi theo các vị trí làm việc, trong đó tiếng ồn được xác định là yếu tố liên quan chính.

- Tiếng ồn là yếu tố có hại phổ biến nhất tại các đơn vị khảo sát với tỷ lệ mẫu đo không đạt chuẩn cao nhất, liên quan đến hiện trạng số ca mắc bệnh đắc nghề nghiệp chủ yếu là đắc nghề nghiệp. Các yếu tố môi trường lao động có hại phổ biến khác gồm: nhiệt độ, ánh sáng, hơi khí độc, tốc độ gió, bụi cũng dẫn đến nguy cơ mắc các bệnh đắc nghề nghiệp khác.

- Mệt mỏi và căng thẳng tâm lý ở các mức độ khác nhau được số đông người lao động và cán bộ quản lý an toàn, sức khỏe và môi trường

phản ánh thông qua kết quả điều tra phỏng vấn. Trong đó, khu vực làm việc cách ly, cô lập trong thời gian dài tại các công trình trên biển là một trong những nguyên nhân phổ biến.

- Một số khuyến nghị về công tác quản lý sức khỏe nghề nghiệp của ngành Dầu khí Việt Nam được đề xuất gồm: (i) Cần đặt ra các mục tiêu về chủ động ngăn ngừa bệnh nghề nghiệp, đầu tư cho các nghiên cứu, khảo sát với quy mô đủ để đánh giá, phân tích thực trạng, xu hướng, từ đó đưa ra các cảnh báo kịp thời và giải pháp thích hợp; (ii) Các cơ quan chức năng cần ban hành hướng dẫn riêng về giám sát môi trường lao động tại các công trình dầu khí; (iii) Nghiên cứu triển khai việc xây dựng bản đồ các yếu tố môi trường lao động có hại để cảnh báo cho người lao động và chủ động thực hiện các giải pháp phòng ngừa;

(iv) Thực hiện các nghiên cứu chuyên sâu về các nhóm bệnh nghề nghiệp có nguy cơ khá rõ trong ngành Dầu khí như: điếc nghề nghiệp, căng thẳng tâm lý mang tính nghề nghiệp, viêm phế quản mãn tính, hen phế quản, cơ xương khớp nghề nghiệp... nhằm áp dụng các giải pháp kiểm soát phù hợp.

Tài liệu tham khảo

1. Cục Quản lý Môi trường Y tế - Bộ Y tế. *Báo cáo Hội nghị tổng kết công tác vệ sinh lao động và phòng chống bệnh nghề nghiệp*. 2015.
2. Hà Lan Phương. *Điều tra thực trạng và yếu tố nguy cơ bệnh điếc nghề nghiệp do tiếng ồn*. Viện Y học Lao động và Vệ sinh Môi trường. 2008.

Assessment of occupational health and diseases in Vietnam's oil and gas industry

Hoang Thai Loc¹, Vo Van Hinh¹, Bui Thi Le Anh¹, Pham Hong Ngoc¹
Tran Dinh Thong¹, Nguyen Bich Ha², Mai Tien Thanh²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Institute of Hygiene and Public Health - Ho Chi Minh city

Email: locht.cpse@vpi.pvn.vn

Summary

This study aims to generally assess the occupational health of employees in Vietnam's oil and gas industry in relation to their specific workplace conditions. The research results show that the employees' health in the petroleum industry differentiates by age and seniority. Among occupational diseases, deafness is the most concerned one in the industry. Noise, temperature, illumination, poison gas/vapour, and wind speed are considered the common adverse factors that directly affect employees' health and increase the risk of contracting occupational diseases.

On that basis, the authors propose a number of measures to prevent and minimise the risk to occupational health as well as make recommendations for improvement of the effectiveness of occupational health management task in the oil and gas industry of Vietnam.

Key words: Occupational health, oil and gas industry, prevention measures.

THU THẬP DỮ LIỆU LIÊN TỤC GIÚP TIẾT KIỆM THỜI GIAN VÀ CHI PHÍ TRONG ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN

Việc giám sát các sự kiện vi địa chấn sẽ cung cấp thông tin có giá trị về quá trình khai thác dầu khí, giúp các nhà điều hành tối đa hóa sản lượng khai thác và nâng cao hệ số thu hồi, đồng thời cảnh báo các vấn đề về an toàn và môi trường có khả năng xảy ra. Công tác giám sát các sự kiện vi địa chấn gồm cả việc phát hiện các sự kiện xảy ra ngay từ đầu cũng như quan sát sự thay đổi của các sự kiện vi địa chấn theo thời gian, vì vậy giám sát thường xuyên là phương pháp lý tưởng.

Dịch vụ mới thu thập dữ liệu địa chấn liên tục là phương pháp đơn giản và tiết kiệm chi phí, cho phép các nhà điều hành xem xét trước môi trường vi địa chấn trước khi quyết định có nên lắp đặt các hệ thống giám sát vi địa chấn thường xuyên hay không và lựa chọn cách tốt nhất để thực hiện việc này. Dịch vụ thu thập dữ liệu địa chấn liên tục CONDAQ của Baker Hughes thu thập dữ liệu mặt cắt địa chấn thẳng đứng chất lượng cao (Vertical Seismic Profile - VSP) và dữ liệu vi địa chấn trong các cuộc khảo sát VSP mà không cần khảo sát địa vật lý giếng khoan, loại bỏ được các chi phí phát sinh cho công việc này.

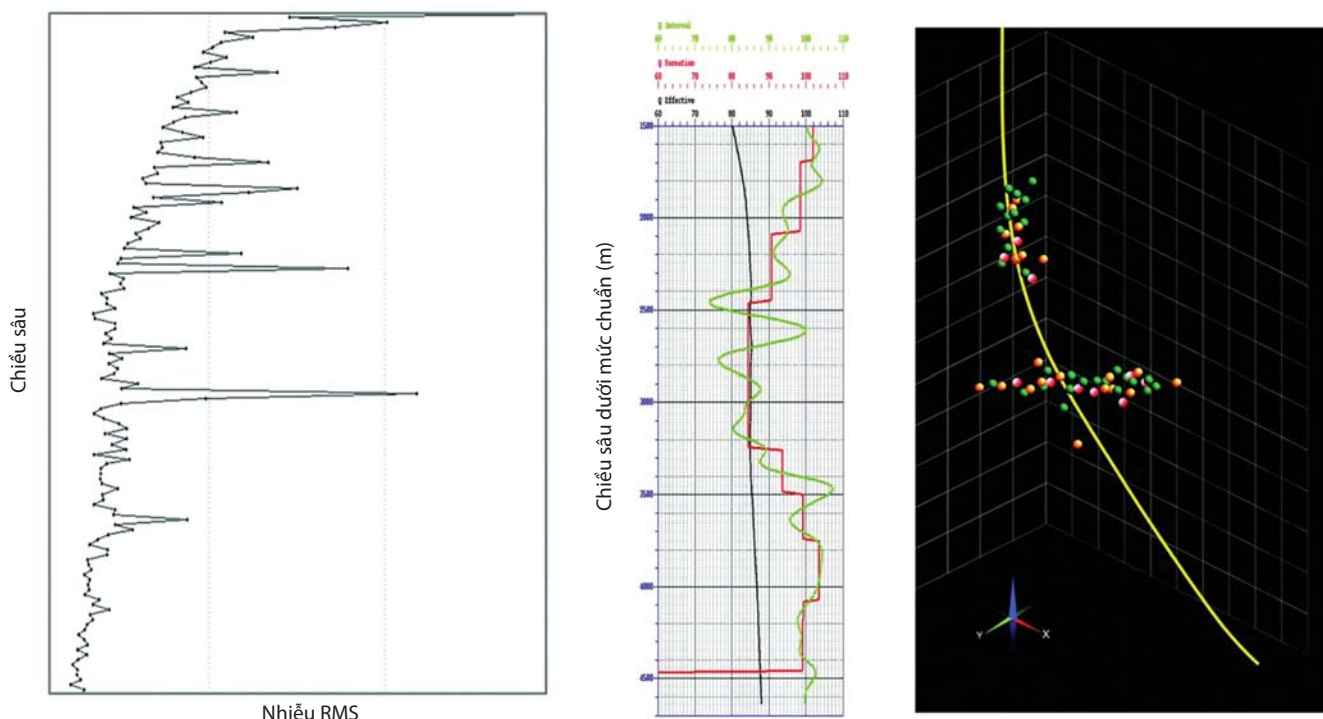
Dịch vụ thu thập dữ liệu VSP và vi địa chấn sử dụng phần mềm nội mô chuyên biệt để cung cấp 2 bộ dữ liệu

cho phân tích vi địa chấn và VSP mà không cần thêm thời gian sử dụng giàn khoan hay lên kế hoạch hoạt động. Phép đo từ xa bằng cáp với tốc độ cao cho phép ghi lại dữ liệu liên tục không bị gián đoạn. Quá trình tự động trích xuất dữ liệu VSP, tương đương với dữ liệu thu được từ những đợt thu nổ riêng lẻ theo phương pháp truyền thống, đã có sẵn ngay tại khu vực giếng mà không ảnh hưởng tới chất lượng dữ liệu hoặc làm phức tạp quá trình xử lý.

Ví dụ về phân tích vi địa chấn này được lấy từ dữ liệu địa chấn liên tục CONDAQ (từ trái sang phải) cho thấy sự phân bố nhiễu nền, sự thay đổi trong suy giảm địa chấn theo chiều sâu và vị trí sự kiện vi địa chấn được xử lý (Hình 1).

Ý nghĩa của giám sát vi địa chấn

Các nhà khai thác dầu khí đã phiến của Mỹ đã quen với công tác giám sát vi địa chấn ngắn hạn trong các hoạt động nứt vỉa thủy lực. Giám sát quá trình kích thích vỉa được thực hiện bằng cách sử dụng một chuỗi các đầu thu triển khai tạm thời. Các phép đo xác định đặc tính nứt gãy như: phương vị, chiều dài và chiều cao cũng như chỉ ra sự phức tạp và thể tích vỉa được kích thích. Những



Hình 1. Ví dụ minh họa phân tích vi địa chấn lấy từ dữ liệu CONDAQ. Nguồn: Baker Hughes

dữ liệu này có thể được sử dụng để giám sát việc thực hiện các hoạt động kích thích vỉa đang diễn ra cũng như tối ưu hóa khoảng cách giữa các giếng và thiết kế giếng trong tương lai.

Ngoài các ứng dụng nứt vỉa thủy lực, giám sát vi địa chấn có thể được sử dụng để theo dõi vi địa chấn xảy ra theo thời gian; cung cấp các thông tin giá trị về bản chất đang xảy ra trong thành hệ đá; giúp hiểu rõ hơn về sản lượng vỉa hoặc quan sát quá trình thực hiện kế hoạch bơm ép. Phương pháp này cũng có thể được sử dụng để giám sát tính toàn vẹn của giếng bằng cách xác định và phân tích sự nén ép và các vấn đề về tính ổn định giếng. Khả năng xác định hoạt động vi địa chấn đáng kể trong hoặc gần khu vực không dự kiến có thể giúp cảnh báo, thúc đẩy điều tra về những gì đang diễn ra, dự báo trước hậu quả có thể xảy ra và đề xuất giải pháp giảm nhẹ chúng. Các ứng dụng khác bao gồm giám sát quá trình bơm ép và sự giảm áp của các bể chứa khí ngầm để tìm hiểu áp suất theo chu kỳ và các thay đổi ứng suất ở các thành hệ trong khu vực cũng như các phân nhánh có thể có cho môi trường gần đó.

Cam kết khó khăn

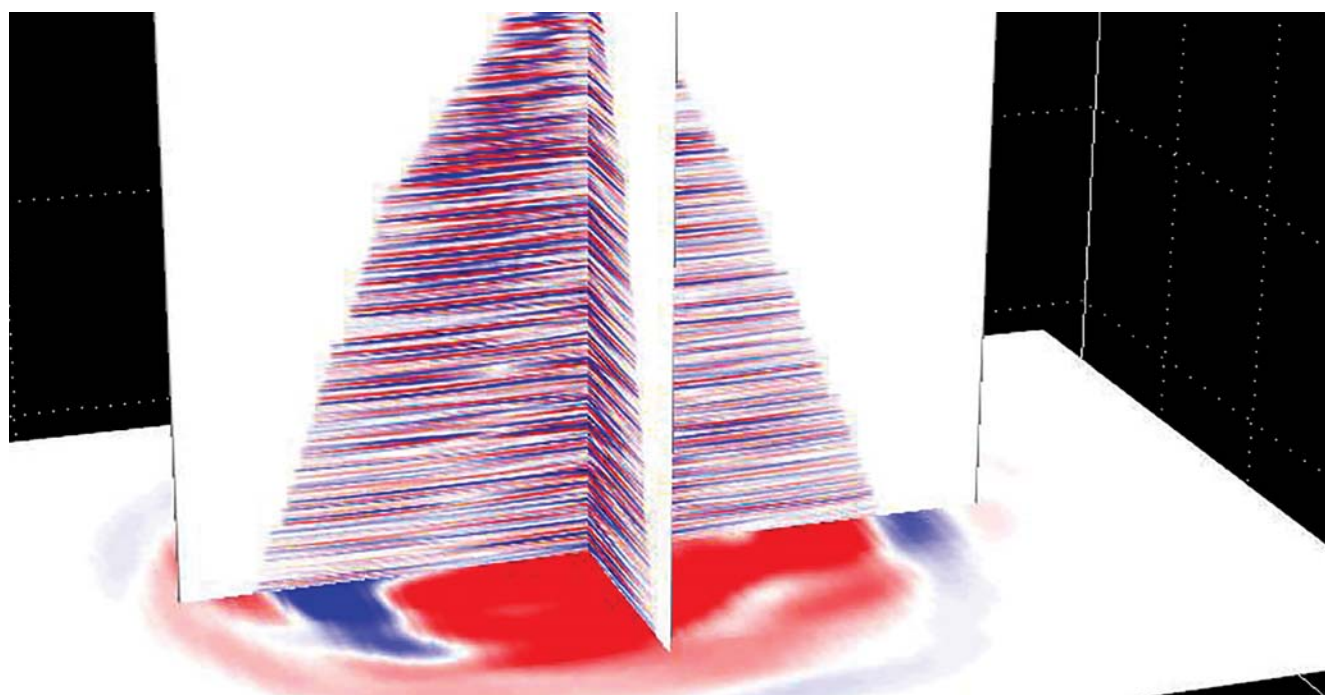
Các sự kiện vi địa chấn do kích thích thường thay đổi theo thời gian. Để tối đa hóa giá trị của dữ liệu vi địa chấn cần phải có một hệ thống giám sát thường xuyên hoặc bán thường xuyên bên trong giếng. Tuy nhiên, việc

này cần chi phí lớn cũng như phải lập kế hoạch và thiết kế cụ thể nên nhiều nhà điều hành do dự hoặc không sẵn sàng thực hiện nếu không biết chắc chắn đang có hoạt động vi địa chấn đáng kể xảy ra. Do đó, nên tiến hành một nghiên cứu khả thi và thử nghiệm để tìm hiểu xem việc sử dụng một hệ thống cảm biến thường xuyên có mang lại các lợi ích tiềm năng hay không. Việc này đòi hỏi phải tiến hành khảo sát địa vật lý giếng khoan bằng cáp chuyên dụng với chi phí dịch vụ lớn và thời gian sử dụng giàn khoan, cộng với sự bất tiện trong quá trình vận hành.

Dịch vụ mới thu thập dữ liệu địa chấn liên tục không cần thiết phải tiến hành khảo sát địa vật lý giếng khoan, bằng cách cung cấp một phương án tiết kiệm chi phí, cho phép các nhà điều hành có thể tự tin đánh giá xem việc sử dụng giám sát vi địa chấn thường xuyên có phải là phương án tốt hay không. Mấu chốt của dịch vụ này là các hệ thống đầu thu địa chấn đo từ xa tốc độ cao cho phép ghi liên tục và phần mềm nội mô chuyên biệt.

Tăng gấp đôi hiệu quả VSP

Kỹ thuật VSP được sử dụng để thăm định địa vật lý khu vực xung quanh giếng. Các hình ảnh 2D và 3D có độ phân giải cao mang thông tin cấu trúc và địa tầng quan trọng hỗ trợ việc tìm hiểu vỉa chứa, gồm cả nhận dạng các đứt gãy và vách khối muối. Cũng có thể thu nhận được các số liệu về tính bất đẳng hướng và hiệu chỉnh



Hình 2. Hệ thống giám sát vi địa chấn thường xuyên đã thu được đồng thời cả dữ liệu VSP và dữ liệu vi địa chấn. Nguồn: Baker Hughes

biến đổi biên độ theo khoảng cách. Được tích hợp với dữ liệu địa chấn bề mặt và địa vật lý giếng khoan, dữ liệu VSP có thể được sử dụng để xác định các tính chất đá của thành hệ và các chỉ số áp suất lỗ rỗng cũng như xác định các chi tiết khác về vỉa chứa với độ phân giải cao. Kết quả cho phép các nhà điều hành hiểu rõ hơn các phương thức tốt nhất để khai thác vỉa chứa.

Trong phương pháp thu thập VSP truyền thống, dữ liệu địa chấn được ghi từng đợt trong khi một nguồn phát năng lượng địa chấn vào mặt đất. Trong khoảng thời gian giữa các đợt thu nổ, thiết bị thu thường không hoạt động và không thu được dữ liệu, khiến thời gian sử dụng giàn không hiệu quả.

Bằng cách liên tục thu thập dữ liệu thông qua phương pháp mới này, thời gian được sử dụng hiệu quả hơn để ghi nhận dữ liệu vi địa chấn bên cạnh các dữ liệu VSP. Các

dữ liệu thu nhận liên tục tương ứng với các dữ liệu VSP được tự động trích xuất từ mỏ, được kiểm soát chất lượng và xử lý để tạo ra một bộ dữ liệu VSP bình thường.

Một bộ dữ liệu vi địa chấn thứ hai gồm các dữ liệu ghi nhận liên tục cũng có sẵn để phân tích và sử dụng nhằm giúp xác định tính khả thi của giám sát thường xuyên trong một giếng. Một vài chỉ số vi địa chấn có thể được lấy ra để mô tả tính chất của môi trường vi địa chấn. Ví dụ, có thể thiết lập sự phân bố và đặc điểm của các cấp độ nhiễu trong và xung quanh giếng. Bất kỳ sự kiện vi địa chấn tự phát nào có thể ghi lại cũng sẽ được thu thập và cung cấp thông tin về tính chất và tần số xuất hiện. Kết hợp điều này với các thông tin khác trong bộ dữ liệu VSP từ cùng một giếng rất có lợi. Sử dụng với dữ liệu vận tốc và độ suy giảm thu nhận được từ VSP, có thể tạo ra được các bản đồ nhảy

cảm, cho phép tối ưu hóa các thiết kế đã lên kế hoạch.

Gần đây, dịch vụ thu thập dữ liệu địa chấn liên tục đã tiết kiệm được 24 giờ sử dụng giàn ngoài khơi trong một ứng dụng xác định tính khả thi và kỹ thuật tốt nhất cho việc triển khai hệ thống giám sát vi địa chấn thường xuyên, giúp đảm bảo tính toàn vẹn giếng. Khi chụp VSP trong một giếng thuộc khu vực đã được đề nghị lắp đặt hệ thống giám sát vi địa chấn thường xuyên, đã thu được đồng thời cả dữ liệu VSP và dữ liệu vi địa chấn, ước tính tiết kiệm khoảng 600.000USD.

Những ứng dụng của dịch vụ mới này được kỳ vọng sẽ nâng cao hiệu quả trong công tác đánh giá tính khả thi, tối ưu hóa thiết kế và vị trí lắp đặt các hệ thống giám sát vi địa chấn thường xuyên.

Hiền Trang (theo E&P Magazine)

QUẢN LÝ HOẠT ĐỘNG KINH TẾ DẦU KHÍ TRONG GIAI ĐOẠN GIÁ DẦU THẤP

Trần Ngọc Toàn

*Viện Nghiên cứu và Phát triển Công nghệ cao -
Đại học Duy Tân Đà Nẵng*

Trong Quý I/2017, giá dầu thô tăng nhưng chưa ổn định, sản lượng tăng không được kiểm soát, cung vẫn tiếp tục vượt cầu. Các dự báo mới nhất cho rằng trong năm 2017 và có thể cả năm 2018, giá dầu không thể đạt mức giá dự kiến (60 - 70USD/thùng), thậm chí vẫn có khả năng một chu kỳ giá dầu thấp lại bắt đầu khi sản lượng dầu phiến sét Mỹ và sản lượng của Liên bang Nga, Iran, Iraq, Venezuela, Mexico tăng quá cao so với mức cắt giảm sản lượng thực tế. Để ứng phó với tình trạng giá dầu thấp có thể còn kéo dài, các doanh nghiệp dầu khí cần có giải pháp phù hợp trong dài hạn.

Tương tự như các thời điểm giá dầu thấp trước đây, trong giai đoạn 2014 - 2016 khi giá dầu tiệt cận 30USD/thùng, các giải pháp đối phó được đưa ra gồm: tái cơ cấu tổ chức; dừng triển khai các đề án cần vốn đầu tư lớn nhưng hiệu quả kinh tế thấp; thu hẹp các hoạt động khoan/khai thác; sa thải nhân lực, cắt giảm lương và các khoản phúc lợi; sắp xếp lại kế hoạch tài chính và chuyển hướng đầu tư vào các công đoạn hoặc lĩnh vực sản xuất kinh doanh khác có lợi nhuận tốt hoặc để chuẩn bị điều kiện cho các hoạt động tương lai khi giá dầu phục hồi như tăng cường hoạt động nghiên cứu, cải tiến/phát minh công nghệ mới; đào tạo lại cán bộ; thăm dò các đối tượng dầu khí mới/phi truyền thống, gia tăng trữ lượng...

Sự khác nhau lớn nhất giữa 2 giai đoạn giá dầu thấp vào năm 2008 và 2015 là trạng thái thị trường kinh tế. Năm 2008, khi nhu cầu dầu thô thế giới tăng nhanh, nhất là ở Trung Quốc, Ấn Độ và các nước đang phát triển, giá dầu có lúc lên đến gần 150USD/thùng, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) kiểm soát 40% nguồn cung và có được lợi ích khi duy trì giá dầu cao.

Vào cuối năm 2012, số liệu thống kê của Cơ quan Quản lý Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) cho thấy bức tranh cung - cầu dầu thô đã thay đổi. Trung Quốc trở thành quốc gia tiêu thụ dầu lớn thứ 2 thế giới sau Mỹ, Nhật Bản giữ vị trí thứ 3 và đứng thứ 4 là Ấn Độ. Với các mục tiêu chính trị/kinh tế khác nhau, OPEC, Liên bang Nga, Mỹ... đều thực hiện tăng sản lượng trong bối cảnh kinh tế toàn cầu suy thoái, nguồn cung dư thừa, là nguyên nhân dẫn đến giá dầu giảm mạnh trong giai đoạn 2014 - 2016. Do đó, các doanh nghiệp dầu khí phải tìm giải pháp để giá dầu thấp ở mức thị trường chấp nhận được nhưng đồng thời vẫn phải đảm bảo sản xuất vẫn có lãi. Giải pháp đó bắt đầu được đề xuất từ năm 2008 với một sáng kiến quan trọng với tên gọi "integrated operations" (thuật ngữ trong lĩnh vực quản lý) hoặc "digital oil fields" (thuật ngữ thuộc

lĩnh vực công nghệ), tạm dịch là các hoạt động tích hợp và mở dầu được quản lý, điều hành dưới dạng số, gọi tắt là mở dầu số.

Mục tiêu của mở dầu số là nâng cao độ chính xác của phát hiện mỏ, cực đại hóa trữ lượng và sản lượng thu hồi, loại bỏ thời gian phi sản xuất, tăng lợi nhuận sản xuất - kinh doanh. Mục tiêu đó được thực hiện thông qua thiết kế, triển khai lộ trình và quy trình công nghệ - lao động - hoạt động quản lý tích hợp, sử dụng công nghệ thông tin hiện đại, sử dụng chuyên gia trình độ cao hướng tới tự động hóa quá trình sản xuất, kết hợp các bộ phận trong chuỗi sáng tạo giá trị. Nội dung của mở dầu số được nâng cấp liên tục theo thời gian, song hành với quá trình phát triển của tiến bộ khoa học kỹ thuật và khoa học quản lý.

Nhằm thực hiện chức năng đáp ứng nhu cầu của các mục tiêu với giả thiết giá dầu được dự báo, chiến lược tích hợp các hoạt động phải được thiết kế đúng đắn ngay từ đầu, tức là phải tiến hành theo các kinh nghiệm đã được thực tế kiểm nghiệm thành công gồm:

- Đối tượng cấp vốn đầu tư rõ ràng, phù hợp với các mục tiêu tài chính;
- Xác định công nghệ dựa trên triết lý hoạt động cụ thể;
- Xác định quy trình lao động thông minh nhằm sử dụng công nghệ hiệu quả nhất;
- Chọn một kế hoạch quản lý chuyển tiếp/giao thời để xác định quá trình bồi dưỡng, đào tạo giúp chuyển đổi nhân sự phù hợp với công nghệ mới.

Việc đầu tiên là soạn thảo một chiến lược mở dầu số cho đối tượng áp dụng của đề án. Đây là tài liệu có tính linh hoạt và có tính mở, luôn được nâng cấp để xác định công nghệ mới và thể hiện các mục tiêu ưu tiên. Các yếu tố tham gia liên tục thay đổi theo thời gian, vì thế đích đến cuối cùng ít khi được trình bày rõ ràng trong một đề

án mỏ dầu số. Do đó, các nhà chuyên môn cho rằng “để án mỏ dầu số bắt đầu nhưng không bao giờ chấm dứt”. Khi chấp nhận các hoạt động tích hợp, nhà điều hành luôn tìm các con đường mới để tăng hiệu quả của để án trong môi trường làm việc nhiều thách thức.

Bên cạnh chiến lược mỏ dầu số, cần soạn thảo 3 tài liệu khởi động để án gồm:

- Đánh giá sự hội đủ các điều kiện để triển khai dự án: Tài liệu này xác định vị trí, vai trò và chính kiến của các tổ chức đối tác sẵn sàng tham gia thực hiện để án. Tài liệu này có thể soạn thảo nhiều lần trong các khoảng thời gian khác nhau khi triển khai để án để xác định tiến bộ đã đạt được, để cập đến các yếu tố con người và các vấn đề thuộc quá trình lao động nảy sinh khi áp dụng công nghệ mới.

- Đánh giá mức độ sẵn sàng của công nghệ thông tin (IT - information technology): Việc triển khai mỏ dầu số phụ thuộc vào cơ sở hạ tầng IT của doanh nghiệp và tài liệu đánh giá này là thước đo cấp độ của cơ sở hạ tầng IT hiện có để hỗ trợ việc triển khai các mục tiêu của mỏ dầu số.

- Bản đồ lộ trình thực hiện mỏ dầu số: Tài liệu này xác định chi tiết để án mỏ dầu số được giao như thế nào, các bước triển khai công nghệ, các yêu cầu của quy trình lao động/công việc, sự quản lý chuyển đổi trình độ nhân sự... Bản đồ này phải dựa trên các đòi hỏi theo chức năng của các đối tác, các mục tiêu ưu tiên của doanh nghiệp...

Để triển khai một để án mỏ dầu số nhất thiết phải có 3 nhóm yếu tố con người, quá trình (process) và công nghệ. Hình 1 trình bày 3 nhóm yếu tố trên dưới dạng 3 kim tự tháp, mỗi lớp tương ứng với một mức xác định về mức độ sẵn sàng. Bất kỳ sự mất cân đối nào giữa 3 nhóm đều là dấu hiệu thể hiện sự yếu kém của chiến lược.

Geologix Systems Integration (GSI) sử dụng tài liệu đánh giá sự hội đủ các điều kiện để triển khai dự án mỏ dầu số bằng cách phỏng vấn cán bộ điều hành về quá trình lao động và công nghệ được áp dụng để cung cấp tư liệu “as is”. Tiếp theo, tiến hành phân tích các khiếm khuyết của mô hình để chuyển dịch tổ chức sang trạng thái cân bằng mức độ sẵn sàng/phát triển/đủ điều kiện để triển khai hoạt động, gồm phát triển nhân sự đúng với yêu cầu,

áp dụng các quá trình lao động và công nghệ thích hợp.

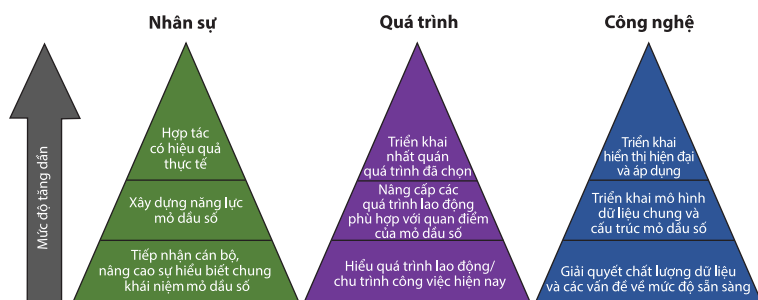
Dưới đây là một số trường hợp điển hình mô tả các kết quả của các mô hình kim tự tháp phát triển ổn định và không ổn định do Geologix Systems Integration nghiên cứu.

- Trường hợp 1: Cả 3 lĩnh vực (con người, quá trình lao động và công nghệ) đều cân bằng. Doanh nghiệp đã đưa vào áp dụng công nghệ mới. Các cán bộ lãnh đạo, cán bộ chủ chốt thừa nhận lợi ích của mỏ dầu số và tích cực thích nghi với các đòi hỏi mới của công việc. Chỉ trong một thời gian ngắn chưa đầy 2 năm, hiệu quả của công việc và năng suất lao động được nâng cao.

- Trường hợp 2: Cả 3 lĩnh vực (con người, quá trình lao động và công nghệ) không được cân bằng. Doanh nghiệp đầu tư nhiều vào công nghệ, nhưng chỉ một số ít cán bộ trong doanh nghiệp đủ khả năng sử dụng; số còn lại không sử dụng công nghệ mới hoặc xem đây là vật cản cho công việc. Bộ phận quản lý chưa đánh giá toàn diện tình trạng đang diễn ra nên không ứng dụng được công nghệ mới trong doanh nghiệp. Các nhà điều hành không chứng minh được kỳ vọng về giá trị của công nghệ tiến bộ trong khi chiến lược mỏ dầu số lại không thành công trong doanh nghiệp. Con người và quá trình lao động không tương xứng với sự phát triển công nghệ, làm cho công nghệ mới không phát huy được tác dụng.

Trong trường hợp này, cần phải giúp người lao động hiểu rõ tác dụng, giá trị của công nghệ mà doanh nghiệp đang sở hữu và quy trình lao động phải tuân theo cũng như nâng cao trình độ chuyên môn của cán bộ nhân viên thông qua đào tạo và các hội thảo khoa học. Khi cả doanh nghiệp thống nhất quan điểm chiến lược thì sẽ tránh được sự đổ vỡ do không thích nghi với những chuyển biến của môi trường hoạt động theo xu thế chung của thời đại.

Mỏ dầu số đã trở thành một thuật ngữ phổ biến trong lĩnh vực áp dụng công nghệ thông tin thông minh vào ngành dầu khí thế giới nhằm nâng cao sự an toàn, tính hiệu quả và năng suất cao. Điều này có thể mang lại hiệu quả trong các lĩnh vực như: thăm dò mỏ, xác định đặc trưng



Hình 1. Mô hình dạng kim tự tháp thể hiện mức độ sẵn sàng của 3 yếu tố: con người, quá trình và công nghệ của một để án mỏ dầu số

tầng chứa, khai thác, tối ưu hóa thiết bị và hệ thống xuất khẩu. Tuy nhiên, một số doanh nghiệp dầu khí đã thất bại trong việc sử dụng các ưu thế tiềm năng của mỏ dầu số do đã bỏ qua một hoặc nhiều yêu cầu cần thiết sau đây:

- Cần có một đội ngũ cán bộ có trình độ kiến thức chuyên sâu về công nghệ số cùng sự hiểu biết tốt về công nghệ truyền thống của ngành dầu khí, đặc biệt là biết vận dụng kết hợp công nghệ đó với các kiến thức của các lĩnh vực hẹp truyền thống. Kinh nghiệm cho thấy dễ tìm được các chuyên gia về công nghệ số nhưng không biết về công nghệ dầu khí, hoặc ngược lại và rất khó khăn tìm được nhân sự có kiến thức về cả công nghệ số và công nghệ dầu khí.

- Từ thực tế trên yêu cầu cần thiết phải có một chiến lược đào tạo thích hợp để nhân sự theo kịp tốc độ phát triển khoa học kỹ thuật, bắt buộc phải có sự hợp tác mang tính ràng buộc giữa cơ sở sản xuất với các cơ quan nghiên cứu - đào tạo.

- Thiết kế của một giải pháp mỏ dầu số phải phù hợp với tính kinh tế của từng loại hình hoạt động dầu khí. Mặc dù chi phí đầu tư lớn, song công nghệ thăm dò viễn thám, công nghệ phức hợp đa kỹ thuật chuyên ngành, công nghệ giếng khai thác thông minh... giúp mang lại hiệu quả và lợi nhuận cao, đặc biệt là các hoạt động sử dụng công nghệ cũ/truyền thống khó có hiệu quả (thăm dò, khai thác dầu khí ở vùng nước sâu, xa bờ hay khu vực khó tiếp cận, các nguồn năng lượng phi truyền thống...).

- Cần ứng dụng tối đa các lợi thế của công nghệ internet trong liên kết khoa học kỹ thuật giữa các doanh nghiệp dầu khí, giữa ngành dầu khí và các tổ chức khoa học kỹ thuật, quản lý có liên quan đến hoạt động dầu khí.

- Việc thiết lập mỏ dầu số đòi hỏi phải có quy trình làm việc mới cũng như cơ sở hạ tầng phụ trợ đồng bộ. Đã có rất nhiều trường hợp doanh nghiệp đầu tư các công nghệ mới như thiết bị thông minh/trí tuệ nhân tạo, hệ thống thông tin liên lạc... song lại triển khai để án mỏ dầu số không thành công vì quy trình lao động không phù hợp với công nghệ. Doanh nghiệp thường hợp tác với các trung tâm nghiên cứu để phân tích sự thay đổi công suất giếng khai thác. Tuy nhiên, nếu không thực hiện đúng quy trình và kịp thời sẽ làm mất giá trị của các thông tin đó. Thực tế sẽ không có công nghệ mỏ số chỉ vì cán bộ làm việc tại mỏ làm sai các hướng dẫn kỹ thuật do thiếu các đơn vị dịch vụ, tư vấn.

Thách thức lớn nhất của các nhà điều hành trong quá trình triển khai chiến lược mỏ dầu số là sự thiếu trách

nhiệm của người thực hiện để án. Nhiều nhà quản lý chưa chú ý đến vấn đề hiệu quả hợp tác trong công việc (làm việc nhóm), chia sẻ thông tin, điều khiển từ xa, ra quyết định đúng thời điểm...

Thông thường việc chuyển đổi thói quen, kiến thức của các cán bộ đã làm việc lâu năm, có kinh nghiệm sang một công nghệ mới khó khăn hơn các cán bộ trẻ, mới vào nghề. Các câu hỏi mà các cán bộ lâu năm phải trả lời có thể là: Công việc của tôi sẽ là gì trong môi trường mỏ dầu số? Quan hệ giữa tôi và các cán bộ trẻ sẽ như thế nào khi lớp trẻ thích nghi nhanh với công nghệ mới hơn tôi? Tôi sẽ mất quyền lực cá nhân khi phải chia sẻ thông tin rộng rãi với nhiều người? Tôi có thực sự cần phải chuyển đổi kiến thức, kỹ năng làm việc khi tôi đã là một chuyên gia trong công nghệ truyền thống rất lâu năm? Tôi sẽ là người ủng hộ công nghệ mới hay khi có dịp thì sẽ phê phán đó là một quyết định sai lầm?

Đào tạo là một yếu tố then chốt trong quá trình triển khai để án mỏ dầu số, do vậy cần phải được lập kế hoạch chi tiết, cẩn thận. Nếu triển khai để án mỏ dầu số, thì doanh nghiệp cần phải đưa các chuyên đề vào nội dung chương trình đào tạo để học viên là cán bộ quản lý và kỹ thuật có thể tự trả lời: Để án bắt đầu triển khai như thế nào và ai sẽ tham gia thực hiện? Vị trí của tôi trong doanh nghiệp như thế nào (từ cán bộ quản lý các cấp đến các kỹ thuật viên làm việc tại hiện trường)? Doanh nghiệp cần phải có những kỹ năng nào để hỗ trợ công nghệ này? Người lao động của doanh nghiệp có đáp ứng được các quy trình lao động có thể rất khác so với các quy trình hiện nay không?

Khi để án mỏ dầu số được thiết lập, các yêu cầu về đào tạo chuyển sang các đòi hỏi về thiết kế và điều hành hoạt động. Các yêu cầu trên cần có một phổ kiến thức rất rộng, phụ thuộc vào mục tiêu của để án và số lượng các lĩnh vực chức năng mà để án sẽ gặp phải trong quá trình triển khai.

Các công ty dầu khí sẽ còn phải đối mặt với nhiều thách thức do giá dầu phục hồi chậm hoặc duy trì ở mức thấp kéo dài. Tuy nhiên, việc áp dụng các thành tựu của cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4, trong đó tập trung cải tiến kỹ thuật và ứng dụng các phát minh công nghệ mới cũng như phương thức quản lý hiện đại sẽ giúp các doanh nghiệp dầu khí hạ giá thành sản xuất để tạo ra lợi nhuận.

Tài liệu tham khảo

1. Julian Pickering, Samit Sengupta. *Sustaining economic operations with low-price oil*. Journal of Petroleum Technology. August 2015; 67(8).

TIN TRONG NGÀNH

PVN, ExxonMobil ký Thỏa thuận hợp tác với tỉnh Quảng Nam

Ngày 26/3/2017, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã tham dự Hội nghị xúc tiến đầu tư tỉnh Quảng Nam năm 2017 và chứng kiến Lễ trao quyết định chủ trương đầu tư, giấy chứng nhận đăng ký đầu tư, thỏa thuận nghiên cứu đầu tư cho 33 dự án đầu tư với tổng vốn đầu tư lên tới 15,8 tỷ USD. Trong đó có Thỏa thuận hợp tác đầu tư dự án khí Cá Voi Xanh giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, ExxonMobil (Mỹ) và tỉnh Quảng Nam.

Đây là dự án khí lớn nhất tại Việt Nam tính đến thời điểm hiện nay với trữ lượng thu hồi khoảng 150 tỷ m³. Việc phát triển Dự án khí Cá Voi Xanh sẽ cung cấp nguồn khí quan trọng là động lực phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh Quảng Nam, khu vực miền Trung, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Trước đó, ngày 13/1/2017, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và ExxonMobil đã ký Thỏa thuận khung phát triển dự án (PF



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc chứng kiến Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa PVN, ExxonMobil và tỉnh Quảng Nam. Ảnh: PVN

HOA) và Thỏa thuận khung Hợp đồng bán khí (GSA HOA) Cá Voi Xanh, là cơ sở để nhà thầu triển khai tối ưu hóa thiết kế sơ bộ (Pre-FEED) và thiết kế tổng thể dự án (FEED) với mục tiêu khai thác dòng khí đầu tiên vào cuối năm 2023.

Hồng Minh

Đảm bảo tiến độ triển khai các dự án điện trọng điểm



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng kiểm tra công tác thi công tại Dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Ảnh: Xuân Tuyền

Ngày 24/3/2017, Đoàn công tác của Chính phủ do Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng dẫn đầu đã kiểm tra công tác thi công Dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 (tỉnh Sóc Trăng) và Sông Hậu 1 (tỉnh Hậu Giang). Để giải quyết tình trạng thiếu điện ở trong nước, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng yêu cầu song song với việc đầu tư nguồn điện, cần phải đầu tư hệ thống truyền tải, chủ động mua điện của nước ngoài, đầu tư hệ thống hạ tầng phục vụ cho sản xuất điện.

Qua kiểm tra trực tiếp tại công trường và báo cáo của các bên liên quan, Phó Thủ tướng cho rằng Dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 và Nhà máy Nhiệt điện Sông

Hậu 1 có ý nghĩa quyết định đến việc đáp ứng đủ điện cho miền Nam. Phó Thủ tướng yêu cầu các dự án phải bảo đảm tiến độ, chất lượng công trình, chất lượng đầu tư xây dựng, chất lượng quản lý, vận hành, khai thác, sử dụng... Bảo đảm an toàn trong vận hành, trong thực hiện dự án, không để xảy ra sự cố, đặc biệt là bảo đảm an toàn môi trường. Tăng cường công tác quản lý Nhà nước về đầu tư xây dựng, không để xảy ra thất thoát, lãng phí, nâng cao hiệu quả vốn đầu tư xây dựng.

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng yêu cầu Bộ Công Thương tăng cường chỉ đạo, kiểm tra định kỳ, đôn đốc các chủ đầu tư thực hiện đúng tiến độ, đưa công trình hoạt động đúng kế hoạch, kịp thời phát hiện và xử lý vi phạm, tăng cường quản lý chất lượng công trình. Bộ Công Thương chủ trì cùng với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, tổng thầu EPC rà soát tiến độ, kịp thời xử lý, tháo gỡ những khó khăn, vướng mắc, giải quyết mọi vấn đề phát sinh theo thẩm quyền, báo cáo Thủ tướng xử lý những vấn đề vượt thẩm quyền.

Phó Thủ tướng yêu cầu các đơn vị tăng cường nhân lực, đặc biệt là cán bộ quản lý, cán bộ kỹ thuật giỏi để đẩy nhanh tiến độ xây dựng; các địa phương tạo điều kiện cho các chủ đầu tư, nhà thầu để bảo đảm tiến độ, chất lượng công trình.

Xuân Tuyền

Ký kết các văn kiện quan trọng của Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn



Lễ ký hợp đồng liên doanh giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và SCG. Ảnh: NT

Ngày 29/3/2017, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã ký kết các văn kiện quan trọng liên quan đến Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn (LSP) gồm: Hợp đồng liên doanh giữa PVN và Siam Cement Group (SCG) - Thái Lan; Điều lệ Công ty đồng bộ với Hợp đồng chuyển nhượng vốn góp giữa PVN, SCG và LSP; Thư cam kết đảm bảo nguồn nguyên liệu khí ethane cho Dự án Tổ

hợp Hóa dầu Miền Nam giữa Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), SCG và LSP.

Dự án Tổ hợp Hóa dầu Miền Nam là tổ hợp hóa dầu đầu tiên tại Việt Nam, có tổng mức đầu tư khoảng 5,4 tỷ USD, công suất 1,6 triệu tấn olefin/năm. Tổ hợp sử dụng công nghệ và kỹ thuật tiên tiến, hiện đại, vận hành an toàn và đáp ứng các yêu cầu về bảo vệ môi trường, đảm bảo sản xuất sản phẩm hóa dầu có chất lượng cao. Dự án sẽ tạo ra khoảng 15.000 - 20.000 việc làm trong quá trình xây dựng và trên 1.000 việc làm khi đi vào vận hành thương mại. Dự án sẽ đóng góp cho tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu và ngân sách Nhà nước khoảng 115 triệu USD/năm (2.500 tỷ đồng/năm) trong suốt 30 năm từ khi đưa vào hoạt động (năm 2021).

Phát biểu tại Lễ ký kết, Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Phan Đình Đức cho biết sau Lễ ký kết, Công ty TNHH Hóa dầu Long Sơn sẽ triển khai công tác chuẩn bị đầu tư và xây dựng, để đưa Dự án vào vận hành, sản xuất, kinh doanh hiệu quả theo kế hoạch.

Hồng Ngọc

Vietsovpetro đã thẩm định và công nhận 262 sáng kiến

Ngày 24/3/2017, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" tổ chức Hội nghị tổng kết hoạt động sáng kiến - sáng chế. Trong năm 2015 - 2016, Vietsovpetro đã thẩm định, công nhận 262 sáng kiến; tính toán hiệu quả kinh tế sau 1 năm áp dụng cho 177 sáng kiến. Kết quả 108 sáng kiến áp dụng vào sản xuất mang lại hiệu quả kinh tế cao, với số tiền làm lợi ước tính 20.759.131USD trong năm áp dụng đầu tiên; trong đó có 9 sáng kiến có hiệu quả kinh tế trên 500 nghìn USD. Ngoài ra, 69 sáng kiến khác được áp dụng vào sản xuất, góp phần tháo gỡ khó khăn trong quá trình sản xuất, đảm bảo an toàn cho con người, công trình trên biển và trên bờ.

Bên cạnh đó, Vietsovpetro đăng ký 3 đơn xin cấp bằng sáng chế và giải pháp hữu ích, đã được Cục Sở hữu Trí tuệ chấp nhận đơn hợp lệ; có 8 giải pháp được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; đạt 1 giải A và 1 giải B Giải thưởng Khoa học Công nghệ Dầu khí lần thứ I. Vietsovpetro có 20 giải pháp đạt giải tại Hội thi Sáng tạo Kỹ thuật của tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu (3 giải Nhất, 3 giải Nhì, 8 giải Ba và 6 giải Khuyến khích); có 4 giải pháp đạt giải tại Hội thi Ý tưởng sáng tạo của tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu (2 giải Nhất, 1 giải Nhì và 1 giải Khuyến khích); có 4 giải pháp đạt giải tại Hội thi Sáng tạo Kỹ thuật Việt Nam - VIFOTEC (3 giải Nhì và 1 giải Khuyến khích). Đặc biệt, Vietsovpetro đã được Chủ tịch nước trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh



Tổng giám đốc Vietsovpetro Từ Thành Nghĩa trao giấy khen cho các đơn vị và cá nhân có thành tích xuất sắc. Ảnh: Đức Hậu

về khoa học công nghệ cho Cụm công trình "Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam" và Giải thưởng Nhà nước cho Công trình "Nghiên cứu phương án tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện ở Việt Nam".

Tại Hội nghị, Vietsovpetro đã phát động phong trào thi đua sáng kiến - sáng chế giai đoạn 2017 - 2018 với chủ đề: "Đổi mới và đẩy mạnh hoạt động sáng kiến - sáng chế kết hợp với khoa học công nghệ nhằm tiết giảm chi phí sản xuất".

Hoài Vũ

Hội Dầu khí Việt Nam ký thỏa thuận hợp tác với Vietsovpetro

Ngày 4/3/2017, tại Đà Lạt, Hội Dầu khí Việt Nam và Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã ký Thỏa thuận hợp tác trong thời gian 5 năm.

Theo đó, Hội Dầu khí Việt Nam sẽ hợp tác với Vietsovpetro thực hiện công tác nghiên cứu trong các lĩnh vực: địa chất, địa vật lý, công nghệ khoan - khai thác, thiết kế xây dựng các công trình dầu khí và các hoạt động khác phục vụ cho công tác thăm dò và khai thác dầu khí; tư vấn, phân biện, thẩm định các dự án, chương trình đầu tư phát triển dầu khí, các phương án kinh tế - kỹ thuật trong công tác thăm dò, xây dựng các công trình dầu khí và khai thác dầu khí.

Đồng thời, Hội Dầu khí Việt Nam sẽ đào tạo cơ bản và nâng cao cho các chuyên gia của Vietsovpetro trong các lĩnh vực phục vụ cho công tác thăm dò và khai thác dầu khí; biên soạn, biên dịch, thẩm định sách chuyên khảo, tài



Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa Hội Dầu khí Việt Nam và Vietsovpetro. Ảnh: VSP

liệu hướng dẫn trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí; hỗ trợ Vietsovpetro quảng bá thương hiệu, sản phẩm khoa học - công nghệ; tổ chức hội thảo chuyên đề, hội nghị khoa học công nghệ.

Nguyễn Thanh

VPI ký kết Thỏa thuận hợp tác với Repsol S.A.



Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam Nguyễn Anh Đức và Giám đốc Trung tâm Công nghệ Thăm dò và Khai thác Repsol S.A. Santiago Quesada Garmendia ký kết Thỏa thuận hợp tác. Ảnh: Hồng Ngọc

Ngày 27/2/2017, tại Hà Nội, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã ký kết Thỏa thuận hợp tác với Repsol S.A. (Tây Ban Nha). Theo đó, VPI và Repsol sẽ đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực hai bên có thế mạnh và bổ trợ lẫn nhau như: nghiên cứu phương án tận thăm dò, đánh giá lựa chọn vị trí giếng khoan, thiết kế hoàn thiện giếng, hệ thống thu gom xử lý, các giải pháp khai thác, chống ăn mòn công trình biển, tiết kiệm năng lượng, nghiên cứu phát triển sản phẩm, các dịch vụ phòng thí nghiệm cho các nhà thầu dầu khí trong và ngoài Việt Nam, đào tạo nghiên cứu

sinh, cao học, chuyên gia và đào tạo thực hành...

Với việc ký kết Thỏa thuận hợp tác này, Repsol mong muốn triển khai năng lực công nghệ và thiết lập các dự án hợp tác chung với VPI nhằm phát triển các giải pháp kỹ thuật mới. Trong khi đó, VPI mong muốn nâng cao năng lực điều hành và công nghệ thông qua việc triển khai các công nghệ tiên tiến; tăng cường hợp tác quốc tế thông qua việc thực hiện các dự án nghiên cứu chung, liên doanh, liên kết thực hiện các dịch vụ khoa học kỹ thuật dầu khí để tiếp nhận, chuyển giao các công nghệ mới.

Hồng Ngọc

HỢP TÁC CUNG CẤP DỊCH VỤ CHO DỰ ÁN TỔ HỢP HÓA DẦU MIỀN NAM

Ngày 2/3/2017, tại Tp. Vũng Tàu, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã ký kết Thỏa thuận hợp tác với Tổng công ty CP Đầu tư Phát triển Xây dựng (DIC) và Công ty TNHH Du lịch - Sản xuất - Thương mại Hương Phong (HP) để thành lập liên danh cung cấp dịch vụ cho Dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam.

VIETSOVPETRO KÝ KẾT THỎA THUẬN HỢP TÁC VỚI TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA TP. HỒ CHÍ MINH

Ngày 24/3/2017, tại Tp. Hồ Chí Minh, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Trường Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh đã ký kết Thỏa thuận khung về hợp tác đào tạo, nghiên cứu khoa học và chuyển giao công nghệ trong 5 năm. Hai bên sẽ phối hợp thực hiện các đề tài nghiên cứu khoa học, chuyển giao công nghệ phục vụ lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, an toàn môi trường...

Nguyễn Thanh

Hội thảo quản trị tài chính doanh nghiệp



Hội thảo Quản trị tài chính doanh nghiệp. Ảnh: Như Trang

Tại Hội thảo Quản trị tài chính doanh nghiệp, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tập trung thảo luận, phân tích các nội dung: kế hoạch và dự báo tài chính theo thông lệ quốc tế; quản trị ngân quỹ tập trung và báo cáo quản trị; triển khai hoàn thiện công tác quản trị tài chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; tình hình thực hiện công tác kế toán quản trị, đánh giá hiệu quả công tác kế toán kiểm toán trong giai đoạn 2011 - 2016; khái quát về quản

trị rủi ro doanh nghiệp... Hội thảo đã nghe tham luận của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) và Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) nhằm chia sẻ kinh nghiệm và tìm ra các giải pháp tài chính, nâng cao hiệu quả hoạt động, năng lực cạnh tranh.

Tại Hội thảo, Phó trưởng Ban Kinh tế Trung ương, Thứ trưởng Bộ Tài chính Trần Văn Hiếu đánh giá cao Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã nỗ lực vượt khó, đóng góp tích cực cho nền kinh tế quốc gia, đồng thời nhấn mạnh sự cần thiết của công tác quản trị tài chính doanh nghiệp để xây dựng hệ thống tài chính theo thông lệ quốc tế, đáp ứng yêu cầu nhiệm vụ và chiến lược phát triển Tập đoàn trong thời gian tới.

Trong bối cảnh nền kinh tế Việt Nam hội nhập ngày càng sâu rộng với kinh tế thế giới, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang tăng cường các giải pháp quản lý điều hành, xây dựng hệ thống quản lý doanh nghiệp vững mạnh, chú trọng quản trị tài chính dựa trên nền tảng xây dựng hệ thống công nghệ thông tin hiện đại.

Hồng Ngọc

PVFCCo lắp đặt thành công 3 cụm thiết bị siêu trường siêu trọng

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết đã tiếp nhận 3 cụm thiết bị quan trọng từ nhà cung cấp bản quyền Haldor Topsoe (Đan Mạch), bao gồm thiết bị tổng hợp Ammonia 10-R-5002, nồi hơi nhiệt thừa 10-E-5000 và thiết bị reforming trao đổi nhiệt 10-HE-2001. Đây là các thiết bị siêu trường siêu trọng của Tổ hợp dự án nâng công suất Xưởng NH₃ và xây dựng Nhà máy NPK Phú Mỹ. Đến 16 giờ ngày 26/3/2017, 3 cụm thiết bị này đã được lắp đặt thành công.

Được biết, Tổ hợp dự án này sẽ giúp PVFCCo nâng công suất Xưởng NH₃ từ 450 nghìn tấn/năm lên 540 nghìn tấn/năm, đồng thời sản xuất 250.000 tấn NPK Phú Mỹ chất lượng cao theo công nghệ hóa học. Dự kiến, Tổ hợp này sẽ được đưa vào chạy thử trong Quý III/2017 và cho sản phẩm thương mại vào cuối năm 2017.



Các thiết bị siêu trường siêu trọng được PVFCCo lắp đặt thành công. Ảnh: PVFCCo

Sau 14 năm xây dựng và phát triển (28/3/2003 - 28/3/2017), PVFCCo đã cung ứng nguồn phân bón chất lượng cao, đẩy mạnh hoạt động sản xuất kinh doanh, giữ vững vị trí doanh nghiệp hàng đầu Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất và kinh

doanh phân bón. Ngoài sản phẩm chủ lực là Đạm Phú Mỹ, PVFCCo đang tiếp tục nghiên cứu, đầu tư để cung cấp cho thị trường các sản phẩm mới, chất lượng cao và đa dạng hơn.

Bùi Hà

PV GAS hợp tác đầu tư phát triển mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 2



Lễ ký thỏa thuận nguyên tắc giữa PVEP và PV GAS. Ảnh: PV GAS

Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) cho biết trên cơ sở "Thỏa thuận nguyên tắc về hợp tác đầu tư phát triển mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 2" sẽ cùng với Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) sớm cụ thể, chi tiết hóa Thỏa thuận nguyên tắc này thông qua đàm phán, thống nhất và ký kết Hợp đồng hợp tác đầu tư để cùng các đối

tác, nhà đầu tư nhanh chóng phát triển dự án.

Mỏ Sư Tử Trắng là mỏ khí và condensate thuộc Lô 15-1 bể Cửu Long, đang được khai thác giai đoạn 1 với sản lượng trung bình 1,7 triệu m³/ngày (tương đương 600 triệu m³ khí/năm). PV GAS đang vận chuyển khí từ mỏ Sư Tử Trắng về mỏ Bạch Hổ, sau đó đưa về Nhà máy xử lý khí

Dinh Cố để chế biến thành LPG và condensate.

Dự án phát triển mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 2 dự kiến sẽ xây dựng bổ sung các giàn khai thác, giàn xử lý trung tâm và bơm ép để sản lượng khí khai thác đạt 1,5 tỷ m³/năm. Khí mỏ Sư Tử Trắng sẽ được đưa thẳng về bờ qua Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2 với 117km đường ống ngoài biển, 39km đường ống trên bờ. Đây sẽ là nguồn khí chính cung cấp cho Nhà máy xử lý khí Dinh Cố 2, dự kiến sẽ được đưa vào hoạt động cuối năm 2020.

Mỏ Sư Tử Trắng do Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) điều hành với tỷ lệ tham gia góp vốn, gồm Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/ PVEP (50%), ConocoPhillips (23,25%), KNOC (14,25%), SK Corporation (9%) và Geopetrol Vietnam (3,5%).

Mạnh Hòa

VPI đào tạo trình độ tiến sĩ ngành Kỹ thuật hóa học

Ngày 9/3/2017, Bộ Giáo dục và Đào tạo đã có Quyết định số 702/QĐ-BGDĐT về việc cho phép Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đào tạo trình độ tiến sĩ ngành Kỹ thuật hóa học, mã số: 62520301. VPI đã chính thức tuyển sinh đào tạo trình độ tiến sĩ ngành Kỹ thuật dầu khí từ năm 2012.

Trong năm 2017, VPI/Trung tâm Đào tạo và Thông tin Dầu khí (CPTI) sẽ tập trung đào tạo chuyên sâu, định hướng phát triển chuyên gia. Dự kiến, CPTI sẽ tổ chức 86 khóa học nâng cao/chuyên sâu (52 khóa do giảng viên nước ngoài giảng dạy và 34 khóa do giảng viên Việt Nam giảng dạy) về các lĩnh vực: địa chất/ địa vật lý, công nghệ mỏ, khoan/khai thác dầu khí, hóa - chế biến dầu khí, kinh tế quản lý, quản trị nhân sự...



GS. John K. Warren giải đáp cho các học viên tham dự khóa học do VPI/CPTI tổ chức. Ảnh: VPI

Về định hướng phát triển, VPI/ CPTI tập trung đào tạo sau đại học, đào tạo chuyên sâu, phát triển chuyên gia; hợp tác, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực để tư vấn đào tạo - phát triển cho các đơn vị trong ngành Dầu khí Việt Nam. Trên cơ sở đó, VPI/CPTI sẽ phát huy giá trị cốt lõi,

tiếp tục đổi mới, hoàn thiện hệ thống quản trị, để tổ chức triển khai hiệu quả công tác đào tạo cho ngành Dầu khí Việt Nam, đưa VPI/CPTI trở thành trung tâm hội tụ, chuyển giao, chia sẻ tinh hoa tri thức dầu khí và cơ sở đào tạo chuyên ngành dầu khí chất lượng cao.

Ngọc Linh

Hạ thủy Topside giàn Thở Trắng 3

Ngày 16/3/2017, Xí nghiệp Xây lắp Dầu khí thuộc Liên doanh Dầu khí Việt - Nga "Vietsovetpetro" đã cùng các đơn vị liên quan tổ chức nghiệm thu khối thượng tầng giàn Thở Trắng 3 (ThTC-3).

Dự án khối thượng tầng giàn ThTC-3 gồm Topside có khối lượng 980 tấn, sân bay khối lượng 180 tấn và cần xả khí khối lượng 30 tấn, do Vietsovetpetro tự thiết kế, mua sắm và chế tạo nhiều hạng mục quan trọng.

Phó Tổng giám đốc Vietsovetpetro Trần Xuân Hoàng yêu cầu các đơn vị tham gia từ công tác thiết kế, mua sắm đến quản lý dự án, thi công từng bước hoàn thiện và chế tạo các sản phẩm giàn khoan tối ưu nhất trong điều kiện hiện nay, cả về kinh tế và công nghệ khai thác, đảm bảo kế hoạch sản xuất của Vietsovetpetro cũng như nâng cao sức cạnh tranh để tham gia các dự án dịch vụ trong tương lai.

Ngày 21/3/2017, Vietsovetpetro đã phối hợp với các nhà thầu phụ là PVC-MS, PVC-PT, Bason và Vietranstimex



Topside giàn nhẹ ThTC-3 được hạ thủy thành công. Ảnh: PVC

hạ thủy thành công Topside giàn ThTC-3 xuống sà lan VSP-05 thành công. Xí nghiệp Xây lắp được Vietsovetpetro giao thực hiện công tác lắp đặt, đấu nối hoàn thiện công trình ngoài biển; phối hợp cùng Xí nghiệp Khai thác, Xí nghiệp Cơ điện và Trung tâm Công nghệ Thông tin thực hiện công tác chạy thử, đảm bảo kế hoạch khai thác dòng dầu đầu tiên vào cuối tháng 5/2017.

Quang Dương

PVTrans vận chuyển 1 triệu tấn than cho Nhà máy Nhiệt điện Duyên hải 3



PVTrans chuyển tải than tại khu neo chuyển tải Thiêng Liếng. Ảnh: PVTrans

Ngày 3/3/2017, Tổng công ty CP Vận tải Dầu khí (PVTrans) đã ký hợp đồng với Liên doanh Franky - Tata International để cung cấp dịch vụ vận chuyển 1 triệu tấn than cho Nhà máy Nhiệt điện Duyên hải 3.

Theo phương án do PVTrans đề xuất, khu vực chuyển tải than tại Gò Gia, Thiêng Liếng, Soài Rạp hoặc khu vực cửa Sông Hậu. Than được dỡ từ tàu mẹ có trọng tải 50.000 - 60.000DWT và chuyển sang các sà lan mặt boong trọng tải trên 10.000DWT để đưa về Nhà máy Nhiệt điện Duyên hải 3, tỉnh Trà Vinh. Việc vận chuyển khối lượng

than trong thời gian ngắn từ tháng 4 - 8/2017 được PVTrans tính toán chi tiết.

Với kinh nghiệm trong lĩnh vực vận tải, PVTrans đã thiết lập chuỗi cung ứng than phù hợp, giải quyết các khó khăn trong việc vận chuyển than về các nhà máy nhiệt điện ở khu vực phía Nam và Đồng bằng sông Cửu Long có điều kiện vị trí địa lý khó khăn. PVTrans được đối tác Tata International Singapore đánh giá cao và tin tưởng lựa chọn là doanh nghiệp nội địa hàng đầu Việt Nam có năng lực và giải pháp logistics cung ứng than phù hợp nhất cho Nhà máy Nhiệt điện Duyên hải 3.

Trọng Độ

SẢN LƯỢNG KHÍ TIÊU THỤ CỦA PGD ƯỚC ĐẠT 800 TRIỆU M³

Ngày 28/3/2017, Công ty CP Phân phối khí thấp áp Dầu khí Việt Nam (PGD) cho biết tổng sản lượng khí tiêu thụ năm 2017 ước đạt 800 triệu m³; trong đó có 740 triệu m³ khí thấp áp và 60 triệu m³ khí nén CNG. Về hoạt động đầu tư, PGD sẽ tập trung đánh giá lại hiệu quả của Dự án Hệ thống phân phối khí thấp áp cho dự án Khu công nghiệp Tiên Hải - Thái Bình; tổ chức phân phối khí thấp áp và CNG tại thị trường phía Bắc, tìm kiếm khách hàng mới để tăng sản lượng khí thấp áp tại thị trường phía Nam.

Hồ Cẩm

THỦY ĐIỆN ĐẮKĐRINH ĐÃ CUNG CẤP TRÊN 1,5 TỶ KWH ĐIỆN

Ngày 25/3/2017, Công ty CP Thủy điện Đăkđrinh (PV Power DHC) đã kỷ niệm 10 năm ngày thành lập (28/3/2007 - 28/3/2017). Kể từ khi Nhà máy Thủy điện Đăkđrinh đi vào vận hành chính thức đến nay đã cung cấp cho lưới điện quốc gia trên 1,5 tỷ kWh, góp phần quan trọng vào mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia; doanh thu đạt 1.500 tỷ đồng.

Thúy Hằng

TIN THẾ GIỚI

Algeria đặt mục tiêu xuất khẩu 57 tỷ m³ khí đốt năm 2017



Algeria sẽ xuất khẩu 57 tỷ m³ khí đốt sang Nam Âu trong năm 2017.

Nguồn: theamericanenergynews.com

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Algeria (Sonatrach) cho biết xuất khẩu khí đốt của Algeria sẽ đạt 57 tỷ m³ trong năm 2017, tăng 3 tỷ m³ so với năm 2016.

Phó Tổng giám đốc phụ trách kinh doanh của Sonatrach Omar Maliou cho biết xuất khẩu khí đốt sẽ chiếm 30% tổng xuất khẩu dầu khí của Algeria. Sản lượng khí đốt của nước này sẽ đạt 141 tỷ m³ năm 2017 so với 132,2 tỷ m³ năm 2016.

Algeria đang đàm phán các hợp đồng giao hàng với các nước: Pháp, Tây Ban Nha, Italy, Bồ Đào Nha... Theo Bộ trưởng Năng lượng Algeria Nouredine Boutarfa, sự cạnh tranh của khí đốt Mỹ và Australia đã làm thay đổi diện mạo thị trường. Algeria không còn sự lựa chọn nào khác là phải cạnh tranh. Thời gian thực hiện hợp đồng sẽ được rút ngắn không quá 10 - 15 năm thay vì 20 - 25 năm như hiện nay.

Thanh Bình (theo TTXVN)

Campuchia hợp tác với KrisEnergy phát triển mỏ dầu ngoài khơi



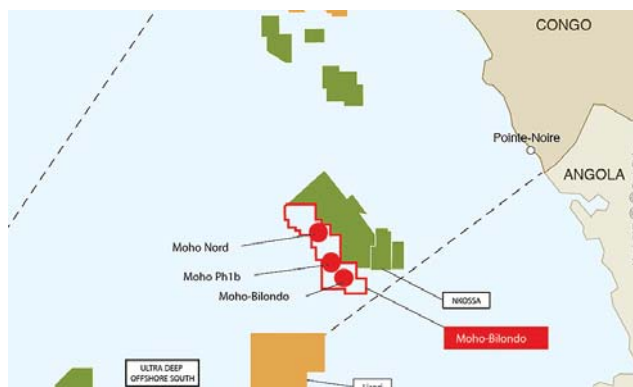
Vị trí Lô A, bể Khmer, ngoài khơi Campuchia. Nguồn: energy365dino.co.uk

Campuchia sẽ ký hợp đồng chia sản phẩm (PSC) sửa đổi với KrisEnergy (Singapore) để phát triển mỏ dầu Lô A, bể Khmer, ngoài khơi Campuchia. Dự kiến trong giai đoạn đầu, dự án này sẽ cho sản lượng khai thác mỗi ngày khoảng 8.000 thùng dầu có hàm lượng sulfur thấp. Tuy nhiên, Giám đốc điều hành của KrisEnergy Kelvin Tang cho biết đang tìm kiếm đối tác tin cậy có thể chia sẻ rủi ro và chi phí của dự án (ước tính dưới 200 triệu USD).

Theo chuyên gia phân tích Andrew Harwood của Wood Mackenzie, KrisEnergy có thể thu hút nguồn vốn đầu tư từ các doanh nghiệp nhà nước hoặc tư nhân. Dự án này có thể hoạt động sớm nhất vào năm 2020, nhưng cũng có thể phải trì hoãn 1 - 2 năm do thách thức KrisEnergy đang phải đối mặt.

Quang Trung (theo Reuters)

Total đưa mỏ Moho Nord ngoài khơi Congo vào khai thác



Vị trí mỏ Moho Nord, Congo. Nguồn: Total

Total cho biết đã khai thác từ dự án vùng nước sâu ngoài khơi Moho Nord với công suất khai thác đạt 100.000 thùng dầu quy đổi/ngày.

Mỏ Moho Nord nằm cách Tp. Pointe-Noire, Cộng hòa Congo 75km, được phát triển bởi 34 giếng khoan kết nối với 1 giàn neo đứng (tension leg platform - TLP) đầu tiên của Total ở châu Phi và 1 tàu khai thác nổi (FPU) Likouf. Dầu được chế biến trên FPU Likouf sau đó được vận chuyển bằng đường ống tới kho chứa Djeno trên đất liền.

Total là nhà điều hành của dự án chiếm 53,5% cổ phần, các đối tác khác là Chevron Overseas (Congo) chiếm 31,5% và Công ty Dầu khí Quốc gia Congo chiếm 15% cổ phần.

Hiền Trang (theo Total)

Gazprom Neft xây dựng xưởng sản xuất hydro tại Nhà máy Lọc dầu Omsk



Xưởng sản xuất hydro độc lập có công suất 12.300 tấn hydro có nồng độ tinh khiết cao (99,9%) mỗi năm dự kiến sẽ được đưa vào hoạt động vào cuối năm 2017.

Nguồn: Gazprom Neft

Gazprom Neft đã triển khai xây dựng một xưởng sản xuất hydro có độ tinh khiết cao (99,9%) với công suất 12.300 tấn/năm tại Nhà máy Lọc dầu Omsk.

Việc vận hành nguồn cung cấp hydro độc lập này sẽ giúp Nhà máy Lọc dầu Omsk hoạt động ổn định, sản xuất nhiên liệu động cơ đạt tiêu chuẩn Euro-5, nâng cao sản lượng sản phẩm dầu nhẹ và sản lượng xăng có trị số octane cao. Việc triển khai dự án này là một phần của chương trình hiện đại hóa toàn diện tại Nhà máy Lọc dầu Omsk do Gazprom Neft thực hiện từ năm 2008. Dự án có tổng mức đầu tư 3,4 tỷ RUB và dự kiến đưa vào hoạt động vào cuối năm 2017.

Tạ Anh (theo Gazprom Neft)

Công nghệ PEC mới sử dụng năng lượng mặt trời để sản xuất hydro từ nước



Phương pháp PEC cho phép sản xuất oxy độc lập ở một trang trại năng lượng mặt trời và sản xuất hydro độc lập ở một địa điểm bán cách xa đó. Nguồn: Nature.com

Viện Công nghệ Technion (Israel) đã phát triển một phương pháp công nghệ tế bào hóa học điện quang (photoelectrochemical, PEC) sử dụng năng lượng mặt trời để tách trực tiếp nước thành hydro và oxy mà không cần tới bất kỳ nguồn năng lượng bên ngoài. Theo đó, hydro và oxy sẽ được tạo ra từ 2 tế bào riêng biệt bằng cách sử dụng một cặp điện cực phụ làm bằng nickel hydroxide và một dây nối kim loại, cho phép sản xuất oxy độc lập ở một trang trại năng lượng mặt trời (gồm hàng triệu tế bào PEC) và sản xuất hydro độc lập ở một địa điểm cách xa đó một cách hiệu quả, tiết kiệm chi phí. Với công nghệ này,

thay vì phải nén và vận chuyển khí hydro từ nơi sản xuất tới điểm bán, thì chỉ cần đổi đầu điện cực ở 2 địa điểm cho nhau.

Evo-nik Creavis GmbH và Viện Nghiên cứu Năng lượng Mặt trời tại German Aerospace Center

(DLR) đã phối hợp tính toán hiệu quả kinh tế của công nghệ mới và cho thấy có thể tiết kiệm đáng kể chi phí xây dựng và vận hành các trạm sản xuất hydro. Bên cạnh đó, hydro có thể được sản xuất tập trung tại các điểm cách xa các nhà máy điện mặt trời, sau đó cung cấp cho khách hàng (ví dụ như tại các trạm xăng dành cho ô tô điện chạy bằng nhiên liệu hydro). Công nghệ này hiện đang được nghiên cứu để đưa vào giai đoạn phát triển sản xuất thử nghiệm ở quy mô tiền công nghiệp.

Minh Trí (theo ScienceDaily)

PHÁT HIỆN DẦU Ở VÙNG NƯỚC NÔNG VỊNH CAMPECHE, MEXICO



Vị trí mỏ Amoca. Nguồn: Paginabierta.mx

Ngày 23/3/2017, Eni cho biết đã khoan thành công giếng Amoca-2 tại khu vực nước nông vịnh Campeche, ngoài khơi Mexico.

Amoca-2 là giếng đầu tiên được khoan bởi một công ty dầu mỏ quốc tế ở Mexico kể từ cuộc cải cách năng lượng năm 2013. Giếng Amoca-2 được khoan đến độ sâu khoảng 3.500m và phát hiện dầu 18°API trong các thành tạo nông. Bên cạnh đó, Eni cũng khẳng định tầng đá cát kết sâu hơn mới được phát hiện có chứa dầu nhẹ chất lượng cao. Trữ lượng dầu hiện vẫn đang được đánh giá, nhưng giếng Amoca-2 cho thấy dầu tại khu vực này có trữ lượng dầu lớn hơn so với ước tính ban đầu.

Eni cho biết sẽ tiếp tục khoan 1 giếng mới trong khu vực Amoca (Amoca-3), sau đó là các giếng Miztón-2 và Tecoalli-2 để xác định trữ lượng các phát hiện cũng như các bể chứa khoan.

Quang Trung (theo Eni)



Diễn biến giá dầu thô

Kể từ sau khi thỏa thuận cắt giảm sản lượng dầu thô 1,2 triệu thùng/ngày của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) và 558.000 thùng/ngày của 11 nước ngoài OPEC đạt được vào cuối năm 2016, thị trường dầu thô đã có những dấu hiệu phục hồi khi giá dầu Brent dao động khoảng 55USD/thùng. Nhưng khuynh hướng tăng chưa chắc chắn nên giá dầu lại đột ngột giảm xuống dưới mức 50USD/thùng vào ngày 8/3/2017. Chốt phiên giao dịch ngày 27/3/2017, giá dầu thô Brent trên sàn ICE kỳ hạn giao tháng 5/2017 giảm còn 50,8 USD/thùng. Giá dầu WTI trên sàn NYMEX kỳ hạn giao tháng 5/2017 giảm còn 47,7 USD/thùng.

Việc giá dầu giảm đột ngột đầu tháng 3/2017 được cho là do dự báo nhu cầu dầu thế giới sẽ tăng trưởng chậm trong khi sản lượng khai thác và dự trữ dầu của Mỹ tăng làm gia tăng gánh nặng lên sản lượng cắt giảm của OPEC và các nước ngoài OPEC. Do đó, ngày 26/3/2017, Ủy ban giám sát chung của các nước sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ trong và ngoài OPEC họp tại Kuwait đã nhất trí sẽ xem xét khả năng gia hạn

6 tháng đối với thỏa thuận cắt giảm sản lượng vào tháng 4/2017 nhằm bình ổn giá dầu trên thị trường thế giới, đồng thời đánh giá cao kết quả thực thi cam kết giảm sản lượng của các nước tham gia. Tính đến tháng 2/2017, việc cắt giảm sản lượng dầu mỏ của các nước trong và ngoài OPEC cam kết theo thỏa thuận này đã hoàn thành được 94%. Phụ thuộc vào yếu tố cung-cầu trên thị trường, trong đó có lượng dầu tồn kho trên toàn cầu, thỏa thuận cắt giảm sản lượng sẽ được xem xét để gia hạn thêm.

Tuy nhiên, Cơ quan quản lý thông tin năng lượng Mỹ (EIA) cũng đã tăng dự báo sản lượng dầu thô của Mỹ trong năm 2017 lên 200.000 thùng/ngày đạt 9,2 triệu thùng/ngày. Vì vậy, diễn biến giá dầu trong năm 2017 và có thể cả năm 2018 cũng không dễ dự báo.

Theo ông Vladimir Voronkov, đại diện Nga tại các tổ chức kinh tế quốc tế tại Vienna (Austria), giá dầu tăng nhờ thỏa thuận cắt giảm đã giúp ngân sách của chính phủ Nga tăng được 25,4 tỷ USD nhưng giá dầu cả năm 2017 khó tăng lên mức 100USD/thùng như những dự báo lạc quan trước đó mà chỉ dao động

ở mức 50 - 60USD/thùng. Đây cũng là ý kiến chung của nhiều nhà phân tích thị trường dầu thế giới đã công bố gần đây.

Dự báo thị trường dầu mỏ giai đoạn 2017 - 2018

Trong báo cáo tổng quan năng lượng ngắn hạn tháng 3 (March Short-Term Energy Outlook) của EIA, sản lượng nhiên liệu lỏng toàn cầu dự kiến đạt 98,24 triệu thùng/ngày năm 2017 và 99,91 triệu thùng/ngày năm 2018. Trong khi đó, nhu cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu năm 2017 và 2018 sẽ đạt 98,15 triệu thùng và 99,74 triệu thùng/ngày. Dựa trên số liệu này, EIA cho rằng thị trường dầu thế giới sẽ gần cân bằng hơn trong năm 2017 - 2018. Trước đó, theo Tạp chí Oil and Gas ngày 8/2/2017, EIA đã điều chỉnh số liệu dầu tiêu thụ của Trung Quốc và các nước ngoài khối OECD trong báo cáo tháng 2 giai đoạn trước năm 2015, từ đó đánh giá lại mức tiêu thụ năng lượng trong giai đoạn 2015 - 2016 giúp dự báo cân cung cầu 2017 - 2018 với độ tin cậy cao hơn các dự báo công bố trước tháng 2/2017.

Chỉ số dự báo tổng hợp (composite leading indicator, thước đo mức tăng trưởng kinh tế) của các nước OECD tăng từ tháng 6/2016, nghĩa là các hoạt động kinh tế khối các nước này sẽ tăng cường trong thời gian tới. Đối với các nước đang phát triển, ngoại trừ Ấn Độ, chỉ số này tăng từ cuối năm 2015 và đầu năm 2016. Riêng Brazil và Nga, chỉ số này gần đạt giá trị 100, báo hiệu trong năm 2017 tăng trưởng kinh tế của 2 nước này có rất nhiều khả năng đạt gần với mức trung bình dự báo cho dài hạn và bắt đầu phục hồi sau suy thoái. Nhu cầu tăng nhưng sản lượng tăng cao hơn nhu cầu nên dù đã có nhiều nước sản xuất dầu lớn cam kết cắt giảm sản lượng nhưng chắc chắn tình trạng mất cân bằng cung - cầu còn kéo dài.

Dầu phiến sét Mỹ - nhân tố chi phối giá dầu trong thời gian tới

Với công nghệ phá vỡ vỉa thủy lực tạo ra độ rỗng liên thông và công nghệ khoan ngang, nguồn đá phiến sét vừa được xem là đá sinh, vừa là đá chứa, đá chắn, trong đó lưu giữ một trữ lượng dầu khí công nghiệp rất lớn, có thể khai thác với giá thành cạnh tranh được với dầu khí truyền thống. Đó là một bước đột phá trong lịch sử ngành dầu khí thế giới, giúp nước Mỹ từng bước trở lại là nước xuất khẩu dầu khí, giảm mức độ nhập khẩu dầu ròng, có khả năng chi phối thị trường dầu mỏ. Chính vì vậy, Saudi Arabia và một số thành viên OPEC gần 3 năm trước đây đã áp dụng chiến lược “ngập lụt thị trường dầu”, đẩy giá dầu xuống mức 30USD/thùng để ngăn chặn ngành dầu khí phi truyền thống phát triển.

Mỹ là nước nhập khẩu dầu ròng, năm 2016 sản lượng trong nước đạt khoảng 9 triệu thùng/ngày nhưng tiêu thụ đến 19 triệu thùng/ngày nên giá dầu càng thấp càng có lợi cho nền kinh tế phát triển, còn giá dầu cao trên 90USD/thùng chỉ có lợi cho các công ty/tập đoàn dầu khí thượng nguồn. Để hạn chế thiệt hại do giá dầu thấp gây ra, các

công ty dầu khí (tư nhân) chỉ khai thác các mỏ có giá thành thấp hơn giá bán dầu trên thị trường, tập trung vốn cho các hoạt động lọc - hóa dầu và các hoạt động khác mang lại lợi nhuận cao mà không phụ thuộc vào giá nguyên liệu đầu vào, cũng như đầu tư cho phát triển khoa học - công nghệ tiến bộ và cho tìm kiếm - thăm dò, gia tăng trữ lượng, chuẩn bị điều kiện để phát triển khi giá dầu cao trở lại trong tương lai. Chính phủ Mỹ khuyến khích phát triển năng lượng tái sinh, năng lượng sạch, tăng xuất khẩu sản phẩm lọc chất lượng cao dựa trên nguyên liệu dầu ngọt, dầu nhẹ phi truyền thống Mỹ và dầu nặng, dầu chua nhập khẩu giá cực rẻ. Song song với các giải pháp này, Mỹ vẫn khuyến khích khai thác dầu phiến sét ở những mỏ có giá thành sản xuất thấp hơn giá bán trên thị trường dù lợi nhuận không cao nên sản lượng dầu thô Mỹ vẫn tăng, góp phần làm cho giá dầu thấp kéo dài, gây thiệt hại cho cả nền kinh tế OPEC chỉ dựa chủ yếu vào xuất khẩu dầu. Kết quả này đã góp phần làm thất bại mục tiêu của “chiến tranh giá dầu thấp” của OPEC và khối này bắt buộc phải cùng Nga thỏa thuận cắt giảm sản lượng 1,8 triệu thùng/ngày, bắt đầu từ đầu năm 2017, để nâng giá dầu lên.

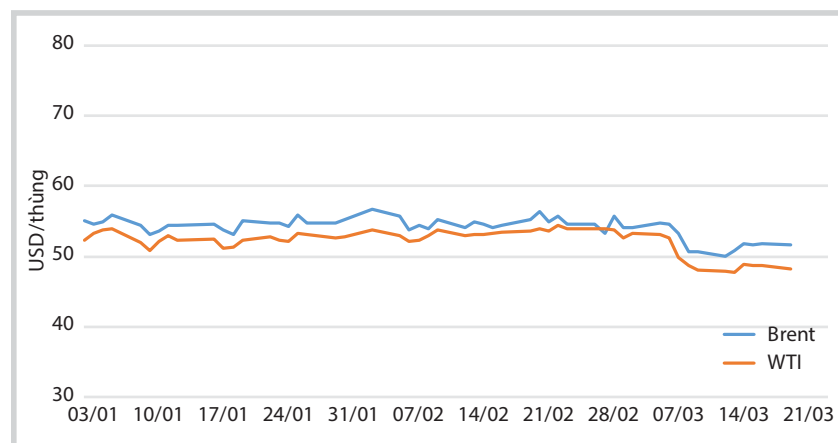
Tổng thống Mỹ Donald Trump tiếp tục đẩy mạnh khai thác dầu phiến sét với quy mô lớn hơn nhằm tăng sản lượng nội địa vì giá dầu WTI đã vượt ngưỡng 50USD/thùng và dự báo sẽ lên 60 - 70USD/thùng trong các năm sau 2017 trong lúc giá thành khai thác nhiều khả năng sẽ còn giảm xuống dưới 40USD/thùng do công nghệ ngày càng tiến bộ. Mặc dù vậy, trong điều kiện tình hình thế giới còn nhiều biến động, giá dầu trong tương lai còn rất nhiều yếu tố bất ổn nên các dự báo cũng như nhận định diễn biến nói trên chưa thể khẳng định là hoàn toàn chính xác.

Các hoạt động trung nguồn

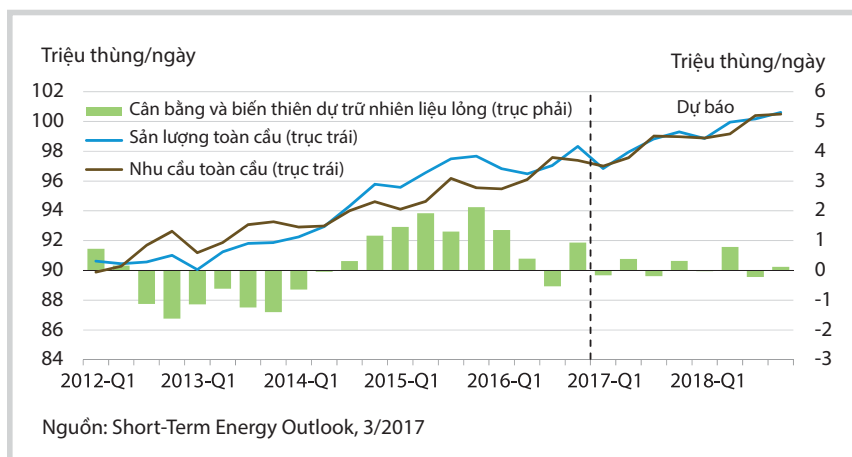
Nổi bật nhất trong các hoạt động trung nguồn năm 2017 là đề án đường ống dẫn khí đốt “Dòng chảy Phương Bắc 2” và “Dòng chảy Thổ Nhĩ Kỳ” - các đề án xây dựng đường ống dẫn khí đốt phục vụ cho xuất khẩu của Nga sang thị trường châu Âu. Một vài đề án quy mô nhỏ hơn, đáng kể đến là đề án đường ống dẫn dầu - khí Đông Phi và các đường ống dẫn dầu ở Bắc Mỹ và Nam Mỹ.

Thị trường khí đốt châu Âu từ lâu đã rất phát triển nhưng nguồn cung trong khu vực luôn phụ thuộc vào nguồn cung từ Bắc Phi và Nga dưới dạng khí khô và từ Trung Đông dưới dạng khí hóa lỏng LNG. Sau năm 1990, Nga đã thiết kế 2 đề án lớn mang tên “Dòng chảy phương Bắc” và “Dòng chảy phương Nam”, đặt đường ống ngầm dưới đáy biển Baltic và Biển Đen nhưng do nhiều trở ngại chính trị - kinh tế nên việc xây dựng không thành công như kế hoạch đã định.

Dòng chảy Phương Bắc có 2 nhánh song song, Phương Bắc 1 và Phương Bắc 2, có tổng công suất 55 tỷ m³/năm, nối Nga với Đức, không qua Ukraine, tổng đầu tư 10 tỷ Euro, do Tập đoàn Gazprom thực hiện với sự hợp tác của Đức.



Hình 2. Diễn biến giá dầu trong Quý I/2017



Hình 3. Cân cung-cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu

Bảng 1. Giá dầu giao sau ngày 27/3/2017

Đơn vị: USD/thùng

	Brent (ICE)	WTI (NYMEX)
Tháng 5/2017	50,8	47,7
Tháng 6/2017	50,9	48,3
Tháng 7/2017	51,2	48,7
Tháng 8/2017	51,4	49,0



Nguồn: www.feem.it

Hình 1. Vị trí các đường ống dẫn khí đốt từ Nga sang châu Âu

Một đề án khác thay thế cho đường ống Dòng chảy Phương Nam với tên gọi là Đường ống Thổ Nhĩ Kỳ gồm 2 nhánh, mỗi nhánh dài 920km dưới đáy Biển Đen và 200km trên đất liền, công suất mỗi nhánh là 15,75 tỷ m³ khí/năm. Nhánh 1 cung cấp khí cho Thổ Nhĩ Kỳ, nhánh 2 dành cho thị trường Nam Âu và Đông Nam Âu. Theo kế hoạch, nhánh 1 sẽ bắt đầu thi công

vào giữa năm 2017 và toàn bộ đề án sẽ hoàn thành vào 31/12/2019. Nga và Thổ Nhĩ Kỳ cùng đầu tư, với tổng giá trị 7 tỷ Euro (tương đương 7,4 tỷ USD).

Ông Alexey Miller, Chủ tịch Hội đồng quản trị Gazprom cho rằng việc Nga chủ động tiến hành các dự án Dòng chảy Phương Bắc 2 và Dòng chảy Thổ Nhĩ Kỳ đã chứng minh vai trò và ảnh hưởng của mình

trong lĩnh vực khí đốt đối với phương Tây, cũng như tạo điều kiện thuận lợi để kinh tế Nga hồi phục trước áp lực cấm vận của phương Tây.

Ở Bắc Mỹ, hoạt động kinh doanh xây dựng đường ống dẫn dầu khí trong năm 2017 nói chung rất trầm lắng vì tác động của lực lượng bảo vệ môi trường, chống biến đổi khí hậu ở Mỹ được chính phủ của cựu Tổng thống Barack Obama ủng hộ. Chính quyền của cựu Tổng thống Mỹ Barack Obama đã ra quyết định hoãn vô thời hạn để án xây dựng đường ống trị giá 3,8 tỷ USD, dẫn đầu phiên sét từ Bakken đến các nhà máy lọc dầu ở Illinois, dài 2.000km, công suất 470.000 thùng/ngày để giảm việc vận chuyển dầu bằng tàu hỏa nhưng Tòa án Liên bang dường như ủng hộ Energy Transfer nên đề án bị chậm trễ rất nhiều. Giới bình luận tin rằng đề án sẽ được triển khai dưới chính quyền của Tổng thống Mỹ Donald Trump. Các đề án đường ống được đề xuất xây dựng trong năm 2017 - 2018 trước đây ở các vùng Đông Bắc, Tây Bắc, Tây Nam Mỹ có vốn đầu tư lên đến gần 50 tỷ USD bị đình hoãn đang được xem xét và khởi động trở lại để phát triển công nghiệp dầu khí phi truyền thống trong thời gian tới.

Ở Đông Nam và Đông Bắc Phi, một số đề án liên quốc gia cũng đang được xây dựng chủ yếu phục vụ cho xuất khẩu khí đốt sang châu Á nhưng gặp khó khăn về vốn đầu tư nên tiến triển chậm.

Nhìn chung thị trường xây dựng đường ống dẫn dầu khí hy vọng sẽ khởi sắc trong tương lai gần trên khắp các châu lục để phục vụ cho công cuộc khôi phục và phát triển kinh tế sau chu kỳ suy thoái hiện nay.

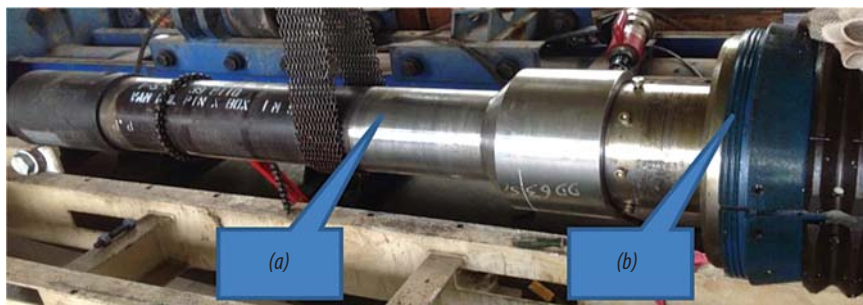
PGS.TS. Trần Ngọc Toàn (giới thiệu)

Cải tiến hệ thống thiết bị treo giữ ống khai thác cho thiết bị đầu giếng Vetco trong công tác hoàn thiện giếng

Thiết bị treo ống khai thác trong hệ thống đầu giếng do Công ty GE Oil & Gas - Vetco Gray cung cấp được vận chuyển và nâng hạ bằng thiết bị lắp đặt chuyên dụng (running tool). Tuy nhiên, thiết bị này quá dài và không đủ không gian để nối các ống thủy lực và tín hiệu qua thiết bị treo cần khai thác do các cổng kết nối bị che khuất bởi các bộ phận bên ngoài.

Theo quy trình lắp đặt thiết bị treo ống khai thác do nhà thầu Vetco đề xuất, cần phải giữ bộ thiết bị ở độ cao hơn 2m để có đủ độ cao cần thiết cho việc kết nối dây điều khiển thủy lực và dây tín hiệu. Do đó cần phải lắp giàn giáo cho công nhân khoan làm việc. Hạn chế của phương pháp này là: không an toàn vì running tool rất nặng, rất khó tháo ra khỏi thiết bị treo cần khai thác trong điều kiện làm việc trên giàn giáo cao, nhỏ hẹp và vướng các bộ phận của tháp khoan; tốn thời gian lắp đặt và tháo dỡ giàn giáo; việc kết nối thiết bị lắp đặt vào thiết bị treo cần khai thác trong điều kiện không cân bằng rất dễ dẫn đến hư hỏng thiết bị. Ngoài ra, phương pháp này đòi hỏi công nhân phải làm việc trên cao kéo theo nguy cơ rơi phương tiện, té ngã; tốn nhiều thời gian thi công dẫn đến chi phí hoàn thiện giếng tăng lên và ảnh hưởng tiến độ khoan của dự án.

Nhằm khắc phục hiện trạng trên, ông Nguyễn Đức Minh Lâm và ông Trịnh Ngọc Bảo thuộc Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông đã đề xuất giải pháp cải tiến hệ thống thiết bị treo giữ ống khai thác cho thiết bị đầu giếng Vetco trong công tác hoàn thiện giếng. Theo đó, nhóm tác giả đã nghiên cứu và thiết kế thiết bị kết nối giữa thiết bị treo cần khai thác và



Thiết bị treo cần khai thác (a) và thiết bị kết nối (b)

thiết bị nâng của tháp khoan. Thiết bị kết nối này có thể được thi công chế tạo ngay tại Việt Nam với chi phí không đáng kể nhờ tận dụng vật tư có sẵn.

Với thiết bị kết nối này, quy trình lắp đặt thiết bị treo ống khai thác được cải tiến như sau:

- Kết nối sẵn thiết bị treo cần khai thác với thiết bị lắp đặt chuyên dụng trong bờ;
- Đưa hệ thống này lên thiết bị nâng (elevator) của tháp khoan;
- Kết nối thiết bị treo cần khai thác vào đầu nối trên cùng của cần khai thác;
- Tháo dỡ thiết bị lắp đặt ra khỏi thiết bị treo cần khai thác tại sàn khoan;
- Lắp thiết bị kết nối và đưa thiết bị nâng đến độ cao làm việc cần thiết;
- Kết nối các dây điều khiển thủy lực và dây tín hiệu áp suất nhiệt độ đáy giếng;
- Tháo dỡ thiết bị kết nối ra khỏi thiết bị treo cần khai thác;
- Kết nối thiết bị lắp đặt vào thiết bị treo cần khai thác;
- Hạ thiết bị treo cần khai thác vào bộ đầu giếng.

Trong quá trình thực hiện và

áp dụng giải pháp cải tiến này, nhóm tác giả cũng đã làm việc với nhà thầu Vetco và liên kết với nhà thầu phụ trong nước Vietubes giải quyết những khó khăn về mặt kỹ thuật như: độ chịu tải của thiết bị treo cho hơn 100 tấn ống khai thác phải tương thích với hệ thống treo của giàn khoan PVD-V; chọn mối nối thích hợp nhất trên thiết bị đầu giếng cho phép việc tháo lắp nhiều lần mà không ảnh hưởng đến độ bền thiết bị và đưa thiết bị vào vận hành thực tế.

Việc chế tạo và đưa vào sử dụng dụng cụ kết nối của nhóm tác giả đã giúp đơn giản hóa thao tác lắp đặt các ống thủy lực; tiết kiệm thời gian vận chuyển, lắp đặt giàn giáo và nâng cao mức độ an toàn cho công nhân do quá trình thi công lắp đặt ống khai thác được thực hiện trên sàn khoan thay vì phải làm việc ở độ cao hơn 2m trên giàn giáo.

Giải pháp "Cải tiến hệ thống thiết bị treo giữ ống khai thác cho thiết bị đầu giếng Vetco trong công tác hoàn thiện giếng" đã được công nhận sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và có thể áp dụng cho tất cả các giếng khoan trong dự án Biển Đông 1 cũng như các dự án khí áp suất cao nhiệt độ cao sử dụng bộ đầu giếng thiết kế tương tự do nhà thầu Vetco cung cấp.

Nguyễn Văn Thắng (giới thiệu)

Cơ sở dữ liệu nhận dạng nguồn gốc dầu cho các loại dầu thô ở Việt Nam

Việc điều tra nhận dạng nguồn gốc dầu một cách chính xác và nhanh chóng sẽ giúp ngăn chặn và kiểm soát ô nhiễm kịp thời và cũng là cơ sở khoa học trong việc đền bù thiệt hại nếu xảy ra sự cố tràn dầu. Từ thực tế này, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao cho Viện Dầu khí Việt Nam thực hiện nhiệm vụ “Cập nhật thư viện cơ sở dữ liệu nhận dạng nguồn gốc dầu cho các loại dầu thô ở Việt Nam”.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã thu thập các mẫu dầu thô đang được khai thác tại các mỏ ngoài khơi Việt Nam và tàng trữ tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; tiến hành phân tích và tính toán các chỉ số nhận dạng đặc trưng theo tiêu chuẩn CEN/TR 15522-2:2012 của Ủy ban Tiêu chuẩn châu Âu.

Nguyên tắc nhận dạng nguồn gốc dầu phổ biến là sử dụng một hoặc nhiều kỹ thuật phân tích để so sánh tính chất đặc trưng của dầu ô nhiễm và dầu đối chứng. Nhóm tác giả kết hợp 2 phương pháp phân tích nhận dạng nguồn gốc dầu là phương pháp sắc ký khí sử dụng đầu dò ion hóa ngọn lửa (GC/FID) và phương pháp sắc ký khí ghép khối phổ (GC/MS); sử dụng tiêu chuẩn CEN/TR

15522-2:2012 để phân tích và diễn giải kết quả dựa trên phép phân tích GC/FID và GC/MS.

Phương pháp nhận dạng nguồn gốc dầu dựa trên kết quả phân tích dầu ô nhiễm và dầu đối chứng với kết quả thu được từ phương pháp GC/FID và GC/MS nhằm xác định các đặc trưng phân bố n-alkane, hydrocarbon thơm đa vòng, các hợp chất biomarker cùng với các chỉ số nhận dạng được tính toán dựa trên các đặc trưng phân bố này.

Các mẫu dầu thô được đưa về phòng thí nghiệm để thực hiện các công đoạn sau:

- Xử lý mẫu, tách chiết mẫu, loại paraffin.
- Phân tích kiểm tra dãy phân bố n-alkane, pristane và phytane trên thiết bị GC/FID;
- Phân tích các hợp chất hydrocarbon thơm đa vòng (PAH) và các hợp chất đánh dấu sinh học (biomarker) trên thiết bị GC/MS.

Kết quả nghiên cứu của đề tài là đã xây dựng được thư viện cơ sở dữ liệu nhận dạng nguồn gốc dầu gồm phổ sắc đồ, 25 chỉ số nhận dạng chính và 4 chỉ số dùng tham khảo của

15 loại dầu thô Việt Nam hiện đang được khai thác thương mại tại 15 mỏ: Phương Đông, Sư Tử Nâu - Bắc, Sư Tử Nâu - Nam, Sư Tử Trắng, Cá Ngừ Vàng, Tê Giác Trắng, Thăng Long, Đông Đô, Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen, Nam Rồng - Đôi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Chim Sáo, Sông Đốc và 5 loại dầu thô nhập ngoại ở Nhà máy Lọc dầu Dung Quất: Azeri-light, Champion, Nkossa, ESPO, Murban.

Ngoài ra, nhóm tác giả cũng tính toán lại các chỉ số nhận dạng cho 7 loại dầu thô khai thác từ mỏ Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Rạng Đông, Ruby, Đại Hùng theo tiêu chuẩn CEN/TR 15522-2:2012 để đồng bộ cơ sở dữ liệu.

Đây là tài liệu tham khảo có giá trị, sử dụng làm đối chứng khi xảy ra tràn dầu để khoanh vùng đối tượng nghi ngờ gây ô nhiễm nhanh chóng và loại bỏ các đối tượng không liên quan để hạn chế số mẫu phân tích, giúp tiết kiệm thời gian và chi phí; đồng thời là cơ sở khoa học giúp thực hiện công tác nhận dạng dầu ô nhiễm, khâu quan trọng trong việc điều tra, lập chứng cứ để xử phạt, đòi bồi thường thiệt hại do sự cố tràn dầu.

Nguyễn Như Trường (giới thiệu)

