

Dầu Khí



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

■ SỐ 5 - 2015

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 16, 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: Dự án phát triển khai thác mỏ Bir Seba (Lô 433a và 416b, Algeria) là dự án đầu tiên PVN/PVEP triển khai tại nước ngoài với vai trò là nhà điều hành. Ảnh: Đoàn Công

TIỂU ĐIỂM
TĂNG CƯỜNG HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ VỚI LIÊN BANG NGA VÀ AZERBAIJAN Trong chuyến thăm Liên bang Nga và Azerbaijan từ ngày 7 - 15/5/2015, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã hội đàm với Tổng thống Vladimir Putin và Tổng thống Azerbaijan İlham Aliyev nhằm đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trọng yếu của quan hệ song phương, trong đó có lĩnh vực dầu khí. Lãnh đạo Liên bang Nga và Azerbaijan khẳng định sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi để thúc đẩy đầu tư trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí với Việt Nam. Rusvietpetro đã khai thác 10 triệu tấn dầu Trong chuyến thăm Liên bang Nga, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã có buổi làm việc với Tổng thống Vladimir Putin. Trong không khí hữu nghị, tin cậy và hiểu biết lẫn nhau, lãnh đạo hai nước đã trao đổi ý kiến về các vấn đề hợp tác song phương và thống nhất nhiều biện pháp nhằm tăng cường hơn nữa quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga trong giai đoạn mới. Hà Nội đánh giá cao hoạt động của các công ty dầu khí hai nước và các liên doanh đang hoạt động tại thềm lục địa Việt Nam và trên lãnh thổ Liên bang Nga, khẳng định sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi cho các dự án thăm dò và khai thác dầu khí hiện nay cũng như các dự án mới trong các lĩnh vực chế biến và lọc hóa dầu. Ngày 10/5, tại trụ sở Zarubezhneft ở Moscow (Liên bang Nga), Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và đoàn công tác đã đến dự Lễ chào mừng sự kiện khai thác 10 triệu tấn dầu của Liên doanh Rusvietpetro. Rusvietpetro là công ty liên doanh giữa Zarubezhneft (51%) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (49%), được thành lập tháng 12/2008, với giấy phép 25 năm. Diện tích thăm dò khai thác lên tới 807km², tại 4 lỗ, nằm trên đất liền ở Khu tự trị Nenetskiy bên bờ Bắc Băng Dương. Theo kết
6

TIỂU ĐIỂM
Đẩy mạnh hợp tác dầu khí VỚI KAZAKHSTAN VÀ ALGERIA Tham dự Lễ kỷ niệm thành lập Hiệp định Thương mại Tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu tại Kazakhstan và thăm chính thức Algeria (từ ngày 29/5 - 2/6/2015), Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và lãnh đạo cấp cao của Kazakhstan, Algeria đã tập trung thảo luận các giải pháp nhằm đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trọng yếu của quan hệ song phương, trong đó có lĩnh vực dầu khí. Lãnh đạo Kazakhstan và Algeria khẳng định sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đẩy mạnh đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí, đồng thời cũng đồng ý tham gia trong lĩnh vực cung cấp dịch vụ dầu khí cho các dự án. Tăng cường thăm dò, khai thác và cung cấp dịch vụ dầu khí Trong khuôn khổ Lễ kỷ niệm thành lập Hiệp định Thương mại Tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu, ngày 29/5/2015, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đã hội kiến Tổng thống Kazakhstan Nursultan Nazarbayev. Lãnh đạo hai nước nhấn mạnh việc ký kết Hiệp định Thương mại Tự do là bước đột phá thúc đẩy hợp tác kinh tế - thương mại giữa Việt Nam và 5 nước thành viên Liên minh nội chung, cũng như với Kazakhstan nội riêng. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Tổng thống Nursultan Nazarbayev đều nhất trí tăng hai bên các tiếp xúc trực tiếp và cũng cố hợp tác trong các lĩnh vực then chốt, trong đó có lĩnh vực dầu khí. Hai bên bày tỏ sự ủng hộ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Kazakhstan (KazMunGas) tham gia các dự án thăm dò, khai thác dầu khí trên lãnh thổ của nhau. Ngày 30/5/2015, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và đoàn đại biểu cấp cao của Chính phủ Việt Nam đã chứng kiến Lễ ký thỏa thuận hợp tác về thăm dò khai thác và cung cấp dịch vụ dầu khí giữa Petrovietnam và KazTransGas. Theo đó, phía Kazakhstan sẽ tạo điều kiện
6

NGHIÊN CỨU KHOA HỌC



THẨM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

20. Những khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi

26. Đặc trưng tầng chứa đá carbonate Mesozoic ở cụm cấu tạo Hàm Rồng, Lô 106 thềm lục địa Việt Nam

32. Giải pháp khai thác dầu khí cho các mỏ nhỏ, cận biên



HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

38. Phân tích thành phần khí argon khi có lẫn khí oxygen sử dụng đầu dò TCD với khí mang nitrogen

42. Đánh giá hiệu quả của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn cho hệ thống đường ống dẫn dầu

49. Mô phỏng quá trình xử lý lưu huỳnh nguyên liệu LCO Nhà máy Lọc dầu Dung Quất



CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ

55. Giải pháp thiết kế xây dựng công trình phục vụ khai thác các mỏ nhỏ và mỏ cận biên

61. Áp dụng công nghệ Phased Array lập bản đồ ăn mòn cho các thiết bị trong ngành công nghiệp dầu khí



KINH TẾ - QUẢN LÝ DẦU KHÍ

66. Xây dựng hệ thống cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý các hợp đồng dầu khí trong nước



TIÊU ĐIỂM

Thư chúc mừng nhân Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam	5
Tăng cường hợp tác trong lĩnh vực dầu khí với Liên bang Nga và Azerbaijan	6
Chủ tịch nước gặp mặt Người lao động Dầu khí tiêu biểu	8
Đẩy mạnh hợp tác dầu khí với Kazakhstan và Algeria	10
Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng: Đảm bảo tiến độ, chất lượng dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1	13
Trích lập và sử dụng hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ	15
Dành tối thiểu 20% sản lượng khí để phát triển hóa dầu	18

TIN TỨC - SỰ KIỆN

Petrovietnam tham dự Hội nghị Công nghệ Ngoài khơi	73
VPI xây dựng, triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn	74
DMC tập trung phát triển lĩnh vực hóa chất và dịch vụ hóa kỹ thuật	75
Đưa mỏ Đại Hùng khai thác trở lại	76
Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1: Vận hành thương mại Tổ máy số 2	76
Hoàn thành đấu nối, chạy thử giàn khai thác khí Thái Bình	77
Royal Dutch Shell khai thác dầu khí ở vùng biển Bắc Cực	78
Iran quyết tâm giành lại thị phần xuất khẩu dầu mỏ	79
Malaysia đầu tư 475 triệu USD để khai thác dầu khí ở Argentina	79

THAM DÕ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

NHỮNG KHÓ KHĂN, THÁCH THỨC CỦA VIETSOVPETRO TRONG VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM NGOÀI KHƠI

Tóm tắt

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin, phù hợp với điều kiện thực tế ở các mỏ dầu khí và khác biệt so với các công nghệ truyền thống. Thành công này bắt nguồn từ việc Vietsovpetro đã sử dụng những cấu tạo đặc biệt và hệ thống về các đặc tính của dầu nhiều paraffin, các tính chất lưu biến của dầu trong vận chuyển bằng đường ống, tổng hợp những khó khăn, thách thức trong vận chuyển dầu nhiều paraffin các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng bằng đường ống ngầm ngoài khơi, trên cơ sở đó đã xây dựng và phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin.

Từ khóa: Vận chuyển dầu nhiều paraffin, lắng đọng paraffin, nhiệt độ đóng đặc.

1. Giới thiệu

Xi nghiệp Lăn dầu khí Việt - Xô (nay là Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") chính thức đi vào hoạt động từ 19/11/1981 trên cơ sở Hiệp định liên Chính phủ giữa Việt Nam và Liên Xô ký ngày 19/6/1981. Năm 1984, Vietsovpetro đã thêm vào và bổ sung thành công phần đầu cơ sở tại công nghiệp trong lĩnh vực Micoene dưới mỏ Bạch Hổ (Lô 09-1). Từ khi khai thác dòng dầu đầu tiên (năm 1986) đến cuối năm 2014, Vietsovpetro đã khai thác trên 213 triệu tấn dầu, cung cấp vào bờ trên 28 tỷ m³ khí đồng hành.

Vận chuyển là một mắt xích quan trọng, đảm bảo thông suốt cho quá trình khai thác dầu khí. Để có thể vận chuyển dầu an toàn bằng đường ống ngoài khơi, đặc biệt đối với dầu có hàm lượng paraffin cao (20 - 25%), trên thế giới thường sử dụng những giải pháp truyền thống như bọc bảo ôn cho đường ống dẫn dầu, xây dựng hệ thống phòng thủ làm sạch chất lắng đọng bên trong đường ống, gia nhiệt cho dầu, sử dụng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đóng đặc, độ nhớt của dầu... Tuy nhiên trong từng giai đoạn, từng trường hợp cụ thể các giải pháp trên không phải lúc nào cũng áp dụng có hiệu quả, nên cần có các nghiên cứu khoa học để đưa ra các giải pháp kỹ thuật cho từng trường hợp cụ thể. Để giải quyết vấn đề này cần phải xác định được những khó khăn - thách thức mà hệ thống vận chuyển dầu đang gặp phải, từ đó đưa ra các định hướng nghiên cứu và đề ra các giải pháp thích hợp.

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu tại các mỏ Bạch Hổ từ năm 1986, mỏ Rồng từ năm 1994 và các khu vực lân cận kết nối khác như Nam Rồng - Đới Mới, Gầu

Tràng và Thổ Trảng. Dầu khai thác ở các khu vực này có hàm lượng paraffin dao động ở mức 18 - 29% khối lượng, nhiệt độ đóng đặc của dầu thô khoảng 30 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy từ 9 - 15°C, trong khi đó nhiệt độ bề mặt biển kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C [1].

Khi vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy dao động từ 23 - 28°C, thấp hơn nhiệt độ đóng đặc của dầu khoảng 10°C và thấp hơn nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin trong dầu khoảng 19°C (Bảng 2). Tại nhiệt độ này, dầu ở dạng chất lỏng phi Newton, nghĩa là trong mọi trường hợp sẽ tạo nên nguy cơ lắng đọng paraffin, gây ra hiện tượng tắc nghẽn trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống ngoài khơi.

Dầu của Vietsovpetro vận chuyển ở nhiệt độ dưới nhiệt độ xuất hiện paraffin trong dầu và nguy cơ lắng đọng paraffin và tắc nghẽn đường ống vận chuyển là rất lớn.

Trong bài báo này, nhóm tác giả phân tích các khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm. Đây là cơ sở cho các định hướng nghiên cứu để đưa ra các thành công của Vietsovpetro trong việc vận hành an toàn hàng trăm km đường ống vận chuyển hơn 200 triệu tấn dầu trong gần 30 năm qua.

2. Những khó khăn của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm

2.1. Lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển

Tại điều kiện nhiệt độ trên cao hơn nhiệt độ đóng đặc của dầu, hiện tượng lắng đọng paraffin - keo nhựa trên bề mặt

20

ISSN 1859-2041

20

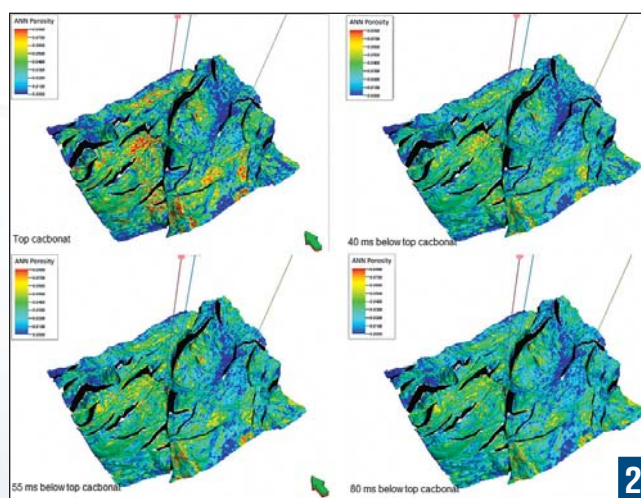


PHỔ BIẾN SÁNG KIẾN

84. Chế tạo đồ gá định tâm hỗ trợ công việc lắp ráp đầu treo ống chống và làm kín cho giếng khoan



CONTENTS



FOCUS

5. Greeting letter on Vietnam's Scientific and Technological Day
6. Co-operation in the field of oil and gas with Russia and Azerbaijan to be strengthened
8. President Truong Tan Sang meets distinguished staff of the oil and gas sector
10. Oil and gas co-operation with Kazakhstan and Algeria to be boosted
13. Prime Minister Nguyen Tan Dung: Progress and quality of Song Hau 1 Thermal Power Plant project should be ensured
15. Establishment and effective utilisation of scientific and technological development fund
18. At least 20% of gas output to be used for petrochemical development

SCIENTIFIC RESEARCH

20. Difficulties and challenges met by Vietsovpetro while transporting paraffinic oil by offshore subsea pipelines
26. Characteristics of Mesozoic carbonate reservoir in Ham Rong field, Block 106 in Vietnam's continental shelf
32. Solutions for small oil field development
38. Argon analysis in oxygen mixture using TCD detector with nitrogen carrier
42. Evaluation of inhibition efficiency of corrosion and scale inhibitor for oil pipelines
49. Simulating the process of hydrodesulphurisation (HDS) of light cycle oil (LCO) in Dung Quat refinery
55. Solutions to design and construction of facilities for development of small and marginal fields
61. Application of phased array technology on corrosion mapping for petroleum facilities
66. Constructing a database and software for domestic petroleum contract management

NEWS

73. Petrovietnam attends Offshore Technology Conference
74. VPI develops and deploys long-term research programmes
75. DMC to focus on chemical and chemistry technical service development
76. Production in Dai Hung field restarted
76. Unit 2 of Vung Ang 1 Thermal Power Plant put into commercial operation
78. Royal Dutch Shell to drill for oil in the Arctic Sea
79. Malaysia invests USD 475 million to develop shale oil in Argentina

Thư chúc mừng

NHÂN NGÀY KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ VIỆT NAM

Hà Nội, ngày 15 tháng 5 năm 2015

Kính gửi: Toàn thể các cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ tại các Ban của Tập đoàn và các đơn vị thành viên của Tập đoàn

Nhân kỷ niệm Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam lần thứ hai (18/5/2014 - 18/5/2015), thay mặt Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, tôi xin gửi tới các thể hệ cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ trong toàn Tập đoàn lời chúc mừng nồng nhiệt và những tình cảm tốt đẹp nhất.

Một năm qua kể từ ngày Thủ tướng Chính phủ công bố Ngày Khoa học và Công nghệ Việt Nam đã ghi dấu ấn các hoạt động khoa học công nghệ sôi nổi trên tất cả các lĩnh vực của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam; nhận thức về vai trò, vị trí của khoa học công nghệ trong toàn Tập đoàn cũng đã được nâng cao.

Để khoa học và công nghệ tiếp tục là khâu đột phá, là động lực thúc đẩy sự phát triển bền vững của Tập đoàn, tôi đề nghị các đơn vị trong thời gian tới:

- Tiếp tục quan tâm, đầu tư hơn nữa đến hoạt động khoa học công nghệ tại đơn vị mình thông qua việc trích lập và sử dụng có hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ; có chính sách, cơ chế trọng dụng cán bộ khoa học công nghệ, đào tạo, bồi dưỡng, trọng dụng các nhà khoa học, đặc biệt các nhà khoa học trẻ tài năng;

- Viện Dầu khí Việt Nam, với vai trò là tổ chức khoa học công nghệ hàng đầu của Ngành, cần: (i) tích cực triển khai các chương trình, kế hoạch nghiên cứu dài hạn, chuyên sâu phục vụ mục tiêu phát triển bền vững của Tập đoàn; (ii) đẩy mạnh cung cấp dịch vụ khoa học - kỹ thuật - công nghệ cho các đơn vị trong, ngoài Ngành;

- Các Viện, Trung tâm nghiên cứu và triển khai công nghệ thuộc các đơn vị như Viện NIPI (Vietsovpetro), PVEP, PV Engineering... cần tập trung nghiên cứu ứng dụng, phát triển các phương án, giải pháp khoa học công nghệ thúc đẩy sản xuất kinh doanh của đơn vị và của Tập đoàn.

Tôi tin tưởng rằng từ những kết quả đã đạt được, phát huy truyền thống vẻ vang, mỗi cán bộ, công nhân viên chức, người lao động Ngành Dầu khí sẽ nỗ lực, chủ động, sáng tạo, triển khai các giải pháp khoa học công nghệ, hoàn thành thắng lợi Kế hoạch sản xuất kinh doanh giai đoạn 2011 - 2015 của Tập đoàn, tạo đà phát triển tốt hơn nữa cho giai đoạn 2016 - 2020 sắp tới.

Nhân dịp này, tôi xin chúc toàn thể cán bộ nghiên cứu và quản lý khoa học công nghệ cùng gia đình sức khỏe, hạnh phúc, đạt được thành tích cao trong sự nghiệp phát triển khoa học công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Chào thân ái!



Nguyễn Xuân Sơn

Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng thành viên

TĂNG CƯỜNG HỢP TÁC TRONG LĨNH VỰC DẦU KHÍ với Liên bang Nga và Azerbaijan

Trong chuyến thăm Liên bang Nga và Azerbaijan từ ngày 7 - 15/5/2015, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã hội đàm với Tổng thống Vladimir Putin và Tổng thống Azerbaijan Ilham Alyev nhằm đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trụ cột của quan hệ song phương, trong đó có lĩnh vực dầu khí. Lãnh đạo Liên bang Nga và Azerbaijan khẳng định sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi để thúc đẩy đầu tư trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí với Việt Nam.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đánh giá cao cán bộ, kỹ sư Rusvietpetro đã vượt qua khó khăn, khai thác thành công 10 triệu tấn dầu. Ảnh: TTXVN

Rusvietpetro đã khai thác 10 triệu tấn dầu

Trong chuyến thăm Liên bang Nga tham dự Lễ kỷ niệm 70 năm Chiến thắng trong Chiến tranh vệ quốc vĩ đại, ngày 9/5/2015, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã hội đàm với Tổng thống Liên bang Nga Vladimir Putin. Trong không khí hữu nghị, tin cậy và hiểu biết lẫn nhau, lãnh đạo hai nước đã trao đổi ý kiến về các vấn đề hợp tác song phương và thống nhất nhiều biện pháp nhằm tăng cường hơn nữa quan hệ đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga trong giai đoạn mới.

Hai bên đánh giá cao hoạt động của các công ty dầu khí hai nước và các liên doanh đang hoạt động tại thềm lục địa Việt Nam và trên lãnh thổ Liên bang Nga, khẳng định sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi cho các dự án thăm dò và khai thác dầu khí hiện nay cũng như các dự án mới trong các lĩnh vực chế biến và lọc hóa dầu.

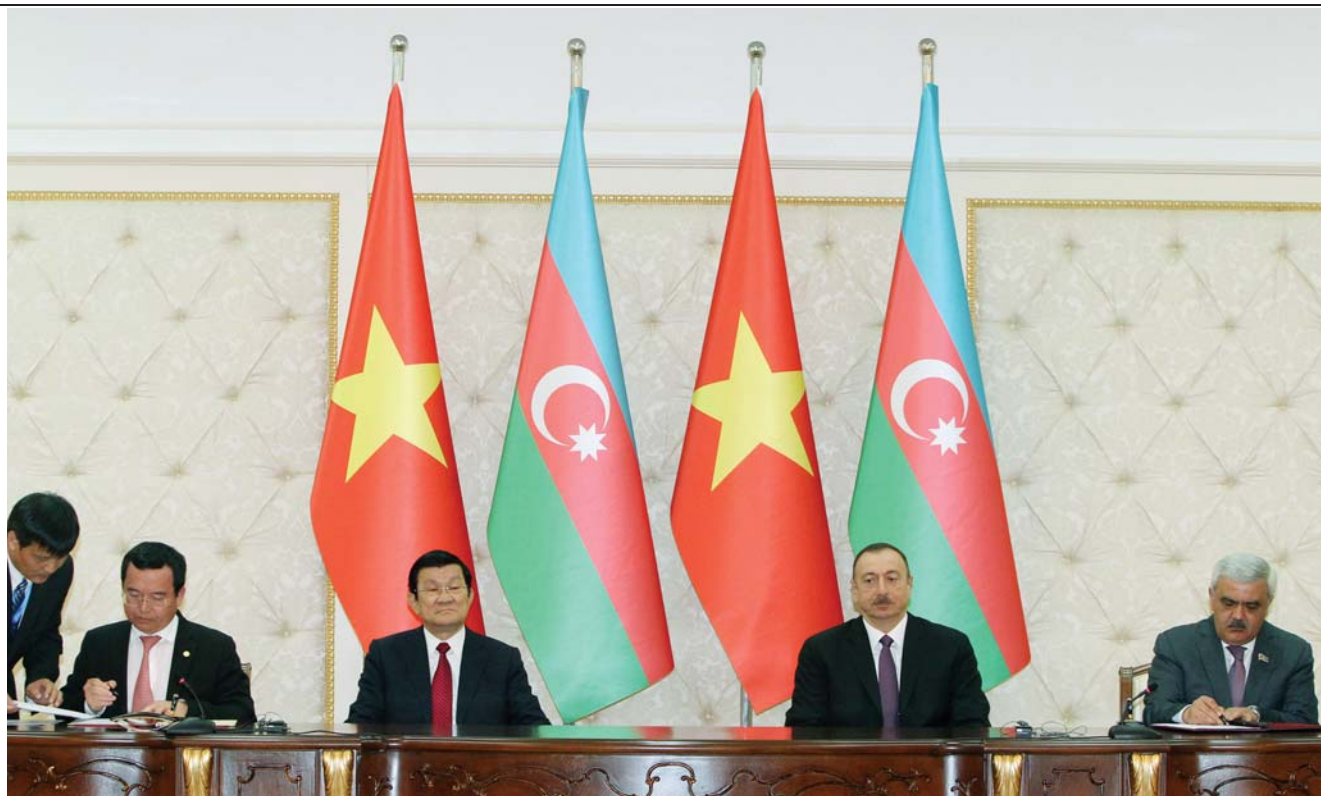
Ngày 10/5, tại trụ sở Zarubezhneft ở Moscow (Liên bang Nga), Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và đoàn công tác đã đến dự Lễ chào mừng sự kiện khai thác 10 triệu tấn dầu của Liên doanh Rusvietpetro.

Rusvietpetro là công ty liên doanh giữa Zarubezhneft (51%) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (49%), được thành lập tháng 12/2008, với giấy phép 25 năm. Diện tích thăm dò khai thác lên tới 807km², tại 4 lô, nằm trên đất liền ở Khu tự trị Nenetskiy bên bờ Bắc Băng Dương. Theo kết

quả thăm dò, Rusvietpetro đã phát hiện ra 13 mỏ dầu khí có trữ lượng thu hồi 95,6 triệu tấn dầu ở khu vực này. Mặc dù điều kiện triển khai dự án rất khó khăn, phức tạp do địa hình khu vực Nenetskiy chủ yếu là đầm lầy, nhiệt độ thường xuyên dưới -45°C, tuy nhiên, chỉ sau gần 2 năm kể từ ngày ký hợp đồng và 1 năm tích cực triển khai trên thực địa, Dự án đã cho dòng dầu công nghiệp đầu tiên từ mỏ Bắc - Khosedayu vào ngày 30/9/2010. Tiếp đó, Rusvietpetro đã đưa thêm 2 mỏ mới vào khai thác: mỏ Visovoi (29/7/2011) và mỏ Tây Khosedayu (1/8/2012).

Theo Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn, đây là dự án có tiến độ triển khai nhanh nhất và cũng là dự án có hiệu quả nhất của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại nước ngoài cho tới thời điểm hiện nay. Sau 6 năm hoạt động, đến nay, Rusvietpetro đã khai thác được 10 triệu tấn dầu, đem lại lợi nhuận khá cho cả hai phía. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cảm ơn Chính phủ, các Bộ, Ngành của hai nước, lãnh đạo Khu tự trị Nenetskiy đã ủng hộ, tạo điều kiện cho Liên doanh khai thác; đồng thời biểu dương sự cố gắng, nỗ lực của cán bộ, công nhân viên Rusvietpetro đã khắc phục khó khăn, hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ sản xuất, kinh doanh.

Đánh giá cao quan hệ hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft trong thời gian qua với biểu tượng là Liên doanh Vietsovpetro và Rusvietpetro, Chủ



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Azerbaijan İlham Aliyev chứng kiến Lễ ký Biên bản ghi nhớ giữa Petrovietnam và SOCAR về hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Ảnh: TTXVN

tịch nước Trương Tấn Sang nhấn mạnh sự hình thành và phát triển của Ngành công nghiệp Dầu khí Việt Nam luôn gắn bó chặt chẽ và hiệu quả với Liên Xô trước đây và Liên bang Nga ngày nay. Hợp tác trong lĩnh vực dầu khí luôn đóng vai trò trụ cột trong hợp tác kinh tế, góp phần to lớn vào việc phát triển quan hệ hữu nghị Việt Nam - Liên bang Nga. Việt Nam không bao giờ quên trong những năm tháng khó khăn, các bạn Liên bang Nga luôn sẵn sàng và tận tình hợp tác giúp Việt Nam thăm dò xác định trữ lượng và khai thác dầu cũng như hỗ trợ phát triển ngành công nghiệp dầu khí của Việt Nam.

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đánh giá cao kết quả Liên doanh Rusvietpetro đã đạt được, khai thác 10 triệu tấn dầu tính từ khi đưa dòng dầu đầu tiên vào sản xuất công nghiệp tháng 9/2010; hoan nghênh những hoạt động hiệu quả của Liên doanh Rusvietpetro tại Khu tự trị Nenetskiy, cũng như những nỗ lực phi thường của tập thể cán bộ, chuyên gia Rusvietpetro, vượt qua khó khăn, thử thách, trong một thời gian ngắn khơi lên những dòng dầu quý báu cho hai đất nước.

Chủ tịch nước tin tưởng, với truyền thống hợp tác tốt đẹp giữa hai nước, Liên doanh Rusvietpetro sẽ tiếp tục phát triển, đạt thêm nhiều thành công mới, ghi tên mình vào danh sách doanh nghiệp thành đạt nhất của hai nước, góp phần tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện Việt Nam - Liên bang Nga.

Petrovietnam ký biên bản ghi nhớ với Socar

Trong chuyến thăm chính thức Cộng hòa Azerbaijan, ngày 14/5/2015, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và đoàn công tác đã hội đàm với Tổng thống Azerbaijan İlham Alyev. Lãnh đạo hai nước đã tập trung thảo luận và thống nhất các biện pháp thúc đẩy mọi mặt quan hệ Việt Nam - Azerbaijan, đặc biệt trong các lĩnh vực kinh tế - thương mại và đầu tư, phấn đấu đưa kim ngạch thương mại hai chiều lên 1 tỷ USD trong những năm tới.

Hai bên nhấn mạnh việc coi hợp tác trong lĩnh vực dầu khí là hướng ưu tiên mang tính chiến lược lâu dài. Tổng thống İlham Alyev khẳng định sẽ tạo điều kiện thuận lợi, trong đó có cơ sở pháp lý, để thúc đẩy đầu tư của Việt Nam tại Azerbaijan, tiến tới việc hai bên mở rộng hợp tác khai thác dầu khí tại nước thứ ba.

Sau hội đàm, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và Tổng thống Azerbaijan İlham Alyev đã chứng kiến lễ ký kết các văn bản quan trọng, trong đó có Biên bản ghi nhớ giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Công ty Dầu khí Quốc gia Azerbaijan (SOCAR) về hợp tác trong lĩnh vực dầu khí.

Trong dịp này, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang và lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tham dự Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam - Azerbaijan; thăm cơ sở trung chuyển dầu khí Sangachal Terminal, gặp gỡ các giáo sư, chuyên gia Azerbaijan đã từng đào tạo các cán bộ, kỹ sư dầu khí của Việt Nam.

Nguyễn Linh

CHỦ TỊCH NƯỚC GẶP MẶT NGƯỜI LAO ĐỘNG DẦU KHÍ TIÊU BIỂU

Đánh giá cao sự phát triển vượt bậc của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong gần 40 năm qua, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang nhấn mạnh Tập đoàn cần tiếp tục đổi mới công nghệ, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực, tập trung phát triển cả ở trong và ngoài nước, mở rộng đầu tư tại các quốc gia khác trên thế giới theo hướng có trọng tâm, trọng điểm.



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang gặp mặt người lao động Dầu khí tiêu biểu. Ảnh: Hiền Anh

Ngày 18/5/2015, tại Phủ Chủ tịch, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đã gặp mặt 56 người lao động Dầu khí tiêu biểu và 5 tập thể, 19 cá nhân đạt thành tích xuất sắc trong học tập và làm theo tấm gương đạo đức Hồ Chí Minh. Đây là sự động viên, cổ vũ to lớn, tạo động lực và sức lan tỏa mạnh mẽ để các thế hệ người lao động Dầu khí vượt qua mọi khó khăn, thử thách, cống hiến nhiều hơn nữa xây dựng ngành Dầu khí phát triển bền vững và góp phần thực hiện thắng lợi sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Theo Chủ tịch Công đoàn Dầu khí Việt Nam Nghiêm Thùy Lan, sau gần 40 năm xây dựng và phát triển, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã trở thành tập đoàn kinh tế trụ cột của đất nước. Với trình độ, chuyên môn nghiệp vụ cao, tay nghề giỏi, sáng tạo, dám nghĩ dám làm, cán bộ công nhân viên, người lao động Dầu khí đã đoàn kết một lòng vượt qua khó khăn, thách thức, ra sức rèn luyện, phấn đấu, lao động sáng tạo, hoàn thành xuất sắc các nhiệm vụ của Đảng, Nhà nước giao phó, góp phần quan trọng vào sự phát triển kinh tế đất nước, tô thắm và rạng rỡ thêm truyền thống của giai cấp công nhân Việt Nam. Tập thể cán bộ, người lao động ngành Dầu khí luôn tận tâm, tận lực trong phong trào thi đua lao động sáng tạo, vươn lên làm chủ khoa học công nghệ hiện đại, hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ sản xuất kinh doanh, góp phần bảo vệ vững chắc chủ quyền quốc gia.

Nhân kỷ niệm 125 năm Ngày sinh Chủ tịch Hồ Chí Minh, Công đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Lễ tuyên dương “Người lao động Dầu khí tiêu biểu” năm 2015. Đây là các kỹ sư, công nhân, chuyên viên trực tiếp lao động sản xuất với trình độ chuyên môn, nghiệp vụ cao, tay nghề giỏi, có nhiệt huyết, trách nhiệm, nỗ lực vượt qua khó khăn để hoàn thành xuất sắc nhiệm vụ được giao.

Báo cáo với Chủ tịch nước, người lao động Dầu khí tiêu biểu đã chia sẻ về điều kiện lao động, chế độ chính sách đối với cán bộ, công nhân viên làm việc nhiều năm trên biển hoặc các công việc nặng nhọc, độc hại, nguy hiểm; cơ chế quản lý công tác nghiên cứu khoa học; chính sách nhà ở cho người lao động làm việc tại các dự án, không có điều kiện định cư lâu dài...

Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đánh giá cao sự phát triển vượt bậc của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong gần 40 năm qua. Từ cơ sở vật chất khoa học công nghệ đơn sơ, đến nay Tập đoàn đã phát triển trên tất cả các lĩnh vực thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí, triển khai thành công nhiều dự án khó khăn, phức tạp, từng bước vươn ra nước ngoài. Không chỉ là ngành kinh tế kỹ thuật trụ cột, Tập đoàn còn góp phần quan trọng vào việc khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển. Đội ngũ cán bộ, người lao động Dầu khí từ chỗ dựa vào sự giúp đỡ của nước ngoài giờ đây đã làm chủ các phương tiện kỹ thuật. Chủ tịch nước mong rằng, đội ngũ cán bộ,



Chủ tịch nước Trương Tấn Sang chụp ảnh lưu niệm với cán bộ, công đoàn viên, người lao động tiêu biểu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Ảnh: Hiền Anh

kỹ sư, người lao động Dầu khí tiếp tục phát huy những thành tích đã đạt được, không ngừng học hỏi, nghiên cứu, sáng tạo trong lao động sản xuất, nghiên cứu khoa học. Đặc biệt, từ thực tế hoạt động cần mạnh dạn đề xuất, kiến nghị các cơ chế chính sách, tạo hành lang pháp lý để Ngành Dầu khí Việt Nam phát triển năng động hơn, chủ động hội nhập, vươn lên sánh ngang với các tập đoàn dầu khí trong khu vực.

Trong bối cảnh hội nhập quốc tế sâu rộng, tài nguyên trong nước có hạn và diễn biến phức tạp trên Biển Đông, Chủ tịch nước Trương Tấn Sang đề nghị Tập đoàn tiếp tục mở rộng hợp tác với các quốc gia có tiềm năng dầu khí lớn, tập trung phát triển trong nước và ở nước ngoài, góp phần bảo vệ vững chắc chủ quyền quốc gia. Chủ tịch nước nhấn mạnh, Tập đoàn phải làm tốt chức năng tham mưu cho Đảng, Nhà nước về lĩnh vực dầu khí, tiếp tục cải thiện thu nhập, đời sống cho người lao động; mở rộng hoạt động khảo sát, đầu tư, sản xuất các lĩnh vực về dầu khí tại các quốc gia khác trên thế giới theo hướng có trọng tâm, trọng điểm. Về chiến lược phát triển, Chủ tịch nước khẳng định lại mong muốn Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phải phấn đấu bằng Petronas, đồng thời trong quá trình tái cấu trúc, Tập đoàn cần dồn sức cho các lĩnh vực trọng tâm, trọng điểm, đem lại hiệu quả thật sự cho đất nước.

Ngọc Phương

Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn:
PHÁT HUY TRUYỀN THỐNG
CỦA NHỮNG NGƯỜI ĐI TÌM LỬA

Với truyền thống năng động, sáng tạo, chuyên nghiệp, kỷ cương, đặc biệt là tinh thần ý chí của những người đi tìm lửa, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã vượt qua khó khăn, thách thức do giá dầu giảm sâu từ giữa năm 2014. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ghi nhận và đánh giá cao hoạt động của tổ chức công đoàn các cấp, đã kịp thời động viên, tạo ra các phong trào thi đua lao động sáng tạo, động viên, khích lệ cán bộ công nhân viên.

Chúng ta đã phát huy được nhiệt huyết, sức mạnh của người lao động ngành Dầu khí đã đạt được thắng lợi, đặc biệt đã vượt qua các thách thức, biến thách thức thành thời cơ cho sự phát triển của Tập đoàn không chỉ cho năm 2015 mà còn chuẩn bị cơ sở vững chắc cho sự phát triển trong những năm tiếp theo.

Lễ tuyên dương "Người lao động Dầu khí tiêu biểu" là hoạt động thiết thực, hướng về người lao động và ghi nhận, tôn vinh, khích lệ người lao động tiếp tục đóng góp nhiều hơn nữa. Đây cũng là dịp để các tổ chức công đoàn chăm lo xây dựng đội ngũ cán bộ công nhân viên, xây dựng niềm tự hào về truyền thống của những người đi tìm lửa, những người đã và đang ngày đêm miệt mài lao động, vượt qua khó khăn, thách thức vì sự phát triển của Tập đoàn.

Đẩy mạnh hợp tác dầu khí VỚI KAZAKHSTAN VÀ ALGERIA

Tham dự Lễ ký chính thức Hiệp định Thương mại Tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu tại Kazakhstan và thăm chính thức Algeria (từ ngày 29/5 - 2/6/2015), Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và lãnh đạo cấp cao của Kazakhstan, Algeria đã tập trung thảo luận các giải pháp nhằm đẩy mạnh hợp tác trong các lĩnh vực trụ cột của quan hệ song phương, trong đó có lĩnh vực dầu khí. Lãnh đạo Kazakhstan và Algeria khẳng định sẽ tạo mọi điều kiện thuận lợi để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đẩy mạnh đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí; đồng thời tăng cường sự tham gia trong lĩnh vực cung cấp dịch vụ dầu khí cho các dự án.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đánh giá cao sự hợp tác trong lĩnh vực dầu khí giữa các doanh nghiệp Việt Nam và Kazakhstan. Ảnh: TTXVN

Tăng cường thăm dò, khai thác và cung cấp dịch vụ dầu khí

Trong khuôn khổ Lễ ký chính thức Hiệp định Thương mại Tự do giữa Việt Nam và Liên minh Kinh tế Á - Âu, ngày 29/5/2015, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đã hội kiến Tổng thống Kazakhstan Nursultan Nazarbayev. Lãnh đạo hai nước nhấn mạnh việc ký kết Hiệp định Thương mại Tự do là bước đột phá thúc đẩy hợp tác kinh tế - thương mại giữa Việt Nam và 5 nước thành viên Liên minh nói chung, cũng như với Kazakhstan nói riêng. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Tổng thống Nursultan Nazarbayev đều nhất trí rằng hai bên cần tiếp tục duy trì và củng cố hợp tác trong các lĩnh vực then chốt, trong đó có lĩnh vực dầu khí. Hai bên bày tỏ sự ủng hộ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tập đoàn Dầu khí Kazakhstan (KazMunaiGas) tham gia các dự án thăm dò, khai thác dầu khí trên lãnh thổ của nhau.

Ngày 30/5/2015, Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng và đoàn đại biểu cấp cao của Chính phủ Việt Nam đã chứng kiến Lễ ký thỏa thuận hợp tác về thăm dò khai thác và cung cấp dịch vụ dầu khí giữa Petrovietnam và KazTransGas. Theo đó, phía Kazakhstan sẽ tạo điều kiện

thuận lợi cho Petrovietnam hợp tác với Kaztransgas để tìm kiếm, thăm dò và khai thác tại một số lô có tiềm năng dầu khí. Đồng thời, Petrovietnam có thể tham gia vào việc cung cấp các dịch vụ khoan, thăm dò, vận chuyển khí cho các dự án.

Trong thời gian qua, Việt Nam và Kazakhstan đã tích cực hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Tháng 4/2012, Petrovietnam và KazMunaiGas ký Thỏa thuận bổ sung gia hạn "Thỏa thuận hợp tác chiến lược giữa Petrovietnam và KazMunaiGas", đồng thời bước đầu đạt được dự án hợp tác cụ thể thông qua Thỏa thuận nghiên cứu chung tại khu vực Lô Usturt (gần biên giới với Uzbekistan nơi Petrovietnam đang triển khai hợp đồng dầu khí Lô Kossor). Tháng 9/2012, Petrovietnam và KazMunaiGas ký Biên bản ghi nhớ về việc tiến hành đàm phán tiến tới ký kết hợp đồng dầu khí tại khu vực diện tích Lô Usturt. Ngoài các dự án tại Việt Nam và Kazakhstan, hai bên đang trao đổi về khả năng tham gia một số dự án tại nước thứ ba. Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn khẳng định việc đầu tư vào một số quốc gia vùng Trung Á, đặc biệt là Kazakhstan được coi là địa bàn trọng điểm về đầu tư ra nước ngoài của Petrovietnam.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng chứng kiến lễ ký Thỏa thuận hợp tác dầu khí giữa Petrovietnam và KazTransGas. Ảnh: TTXVN

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng nêu rõ Việt Nam và Kazakhstan đang tiếp tục phát huy thế mạnh và tiềm năng của hai nước để thúc đẩy quan hệ hợp tác nhiều mặt đi vào chiều sâu và hiệu quả. Đánh giá cao kết quả hợp tác giữa Petrovietnam và KazMunaiGas trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đề nghị hai doanh nghiệp cần đẩy mạnh hơn nữa các hoạt động hợp tác, thăm dò, khai thác dầu khí, tương xứng với tiềm năng của mỗi bên và mong muốn của lãnh đạo cấp cao hai nước. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đề nghị ngoài các hoạt động thăm dò, khai thác các dự án dầu khí, KazMunaiGas và Petrovietnam cần xúc tiến các chương trình, dự án hợp tác trong việc cung cấp các loại hình dịch vụ kỹ thuật cho hoạt động dầu khí. Hai bên cũng có thể xem xét, hợp tác trong các dự án tại Kazakhstan, Việt Nam hoặc cùng hợp tác ở các nước thứ ba, nơi các bên đang có những dự án cụ thể. Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh Chính phủ và Nhà nước Việt Nam cam kết sẽ dành những điều kiện thuận lợi nhất cho các doanh nghiệp Kazakhstan khi tham gia đầu tư tại Việt Nam.

Khai thác dòng dầu thương mại trong Quý III/2015

Ngày 1/6/2015, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đã hội đàm với Thủ tướng Algeria Abdelmalek Sellal. Lãnh đạo hai nước tập trung thảo luận các giải pháp nhằm xây dựng mô hình hợp tác phù hợp và hiệu

quả hơn, phấn đấu đưa kim ngạch thương mại song phương từ 250 triệu USD như hiện nay lên 1 tỷ USD trong thời gian tới.

Trong lĩnh vực dầu khí, Thủ tướng Algeria Abdelmalek Sellal cho biết các doanh nghiệp Việt Nam luôn được chào đón tại Algeria, cả trong lĩnh vực thăm dò, khai thác cũng như cung cấp dịch vụ dầu khí. Ngoài dự án liên doanh giữa Petrovietnam và Công ty Dầu khí Quốc gia Algeria (Sonatrach), Algeria sẵn sàng cấp phép cho Petrovietnam mở rộng công suất dự án cũ cũng như đầu tư thêm các dự án ở địa điểm mới.

Ngày 2/6/2015, tại trụ sở Sonatrach, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Algeria Abdelmalek Sellal đã chứng kiến lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa Petrovietnam và Sonatrach. Theo đó, Sonatrach sẽ tạo điều kiện cho Petrovietnam thăm dò khai thác tại khu vực cận kề mỏ Bir Seba và cung cấp các dịch vụ dầu khí cho phía Việt Nam. Đồng thời, hai bên sẽ tăng cường công tác đào tạo, trao đổi cán bộ, chuyên viên kỹ thuật.

Báo cáo về quá trình thực hiện dự án, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết: Ngày 10/7/2002, Việt Nam và Algeria ký Hợp đồng thăm dò và khai thác dầu khí ở Lô 433a và 416b. Ngày 28/4/2008, Petrovietnam đã phát hiện trữ lượng dầu thương mại và tiến hành dự án đầu tư phát triển. Ngày 10/2/2009, Thỏa thuận thành lập Công ty Liên doanh Điều hành chung Groupement Bir Seba để



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và Thủ tướng Algeria Abdelmalek Sellal chứng kiến lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa Petrovietnam và Sonatrach. Ảnh: TTXVN

phát triển khai thác mỏ Bir Seba, thuộc hợp đồng dầu khí Lô 433a và 416b, khu vực Touggourt, sa mạc Sahara, Algeria đã được ký kết với sự tham gia của Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí - PVEP (40%), PTTEP Algeria Ltd. (35%) và Sonatrach (25%).

Các bên tham gia dự án đang phấn đấu khai thác dòng dầu thương mại trong Quý III/2015, hiện thực hóa khả năng thương mại của dự án sau 12 năm triển khai. Sau đó, dự án sẽ đi vào khai thác ổn định với sản lượng dự kiến 20.000 thùng/ngày và sẽ đạt sản lượng đỉnh 40.000 thùng/ngày trong giai đoạn 2018 - 2021. Với tỷ lệ tham gia 40% trong Liên doanh, Việt Nam sẽ thu về 100 - 150 triệu USD/năm doanh thu bán dầu và sau 6 năm sẽ hoàn vốn đầu tư vào dự án này. Đây là dự án có tầm quan trọng đặc biệt không chỉ về kinh tế mà còn là dự án đầu tiên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai tại nước ngoài với vai trò là nhà điều hành, đồng thời sử dụng dịch vụ khoan của Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling).

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng cho rằng thành công của dự án là kết quả của sự hợp tác hiệu quả, lâu dài; đóng góp thiết thực vào việc tăng cường quan hệ hữu nghị truyền thống và hợp tác tốt đẹp giữa Việt Nam

- Algeria; tạo động lực để hai bên tiếp tục mở rộng hợp tác trong nhiều lĩnh vực mới. Thủ tướng Nguyễn Tấn Dũng bày tỏ mong muốn Chính phủ Algeria tiếp tục tạo điều kiện để Petrovietnam và Sonatrach tăng cường hợp tác trên các lĩnh vực dầu khí.

Trước đó, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng và đoàn công tác đã đến thăm cán bộ, công nhân viên Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đang thực hiện dự án khai thác dầu tại sa mạc Sahara. Thủ tướng đánh giá cao sự nỗ lực, cố gắng vượt bậc của cán bộ, kỹ sư dầu khí, dũng cảm đương đầu với khó khăn, gian khổ ở sa mạc lửa, thể hiện được bản lĩnh của người dầu khí, quyết tâm tìm dầu để làm giàu cho Tổ quốc. Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Petrovietnam và PVEP đúc rút bài học kinh nghiệm để có thể thực hiện tốt hơn nữa các dự án tại nước ngoài về sau này; đảm bảo an ninh, an toàn cho cán bộ, kỹ sư trực tiếp làm việc tại mỏ.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn khẳng định thực hiện nghiêm túc chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ và nỗ lực cao nhất để dự án cho dòng dầu thương mại trong Quý III/2015.

Nguyễn Hoàng

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng: **ĐẢM BẢO TIẾN ĐỘ, CHẤT LƯỢNG DỰ ÁN NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN SÔNG HẬU 1**

Ngày 16/5/2015, tại tỉnh Hậu Giang, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đã phát lệnh khởi công xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Dự kiến sau khi hoàn thành và đưa vào vận hành thương mại, Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 sẽ cung cấp cho lưới điện quốc gia khoảng 7,8 tỷ kWh điện/năm, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, phát triển kinh tế khu vực Đồng bằng sông Cửu Long nói chung và tỉnh Hậu Giang nói riêng.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng phát biểu chỉ đạo tại Lễ khởi công xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Ảnh: Nhật Bắc

Tổng mức đầu tư trên 43 nghìn tỷ đồng

Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 là một trong ba nhà máy nhiệt điện của Trung tâm Điện lực Sông Hậu, được xây dựng trên diện tích 115ha tại huyện Châu Thành, tỉnh Hậu Giang, có tổng công suất 1.200MW gồm 2 tổ máy do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư và Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) làm tổng thầu EPC. Đây là nhà máy nhiệt điện ngưng hơi truyền thống, sử dụng nhiên liệu than (khoảng 3 triệu tấn/năm), thông số hơi trên tới hạn và có tái sấy, công nghệ lò đốt than phun, với các chỉ tiêu cao về hiệu suất, tính sẵn sàng, độ ổn định, an toàn và đảm bảo các quy định về bảo vệ môi trường do áp dụng các công nghệ giảm thiểu ô nhiễm môi trường hiện đại như lọc bụi, giảm NOx, khử SOx và xử lý nước thải...

Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 có tổng mức đầu tư khoảng 43.043 tỷ đồng (tương đương với 2,046 tỷ USD), là dự án trọng điểm thuộc Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện VII) được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và được áp dụng cơ chế đặc thù để đầu tư xây dựng các công trình nguồn điện cấp bách theo Quyết định số 2414/QĐ-TTg.

Theo Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh, Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 có ý nghĩa quan trọng trong việc thực hiện Chiến lược

phát triển lĩnh vực điện của Ngành Dầu khí Việt Nam định hướng đến năm 2030. Dự kiến sau khi hoàn thành và đưa vào vận hành từ năm 2019, Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 sẽ cung cấp cho lưới điện quốc gia khoảng 7,8 tỷ kWh/năm, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, phát triển kinh tế khu vực Đồng bằng sông Cửu Long nói chung và tỉnh Hậu Giang nói riêng. Hiện cơ sở hạ tầng phục vụ thi công dự án đã cơ bản hoàn thành các hạng mục chính như: giải phóng mặt bằng, rà phá bom mìn, san lấp mặt bằng, hệ thống cấp điện, nước thi công, bờ kè sông... đã sẵn sàng triển khai xây dựng Nhà máy chính.

Tối ưu hóa chi phí, nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án

Phát biểu chỉ đạo tại Lễ khởi công, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng đánh giá cao sự phát triển nhanh và đồng bộ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, đã nghiêm túc triển khai chỉ đạo của Chính phủ trong thực hiện nhiệm vụ đầu tư phát triển điện năng. Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Tấn Dũng nhấn mạnh đây là dự án có quy mô vốn đầu tư lớn, công nghệ hiện đại, có ý nghĩa quan trọng đối với tỉnh Hậu Giang, khu vực Đồng bằng sông Cửu Long và cả nước; có tính trọng điểm trong Chiến lược phát triển lĩnh vực điện của Ngành Dầu khí Việt Nam nói riêng và trong Quy hoạch điện quốc gia nói chung, đáp ứng nhu cầu điện năng được dự báo sẽ hết sức cấp bách của khu vực phía Nam.



Thủ tướng Chính phủ và các đại biểu phát lệnh khởi công xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1. Ảnh: Nhật Bắc

Thủ tướng Chính phủ đề nghị chủ đầu tư, tổng thầu cũng như các bên liên quan phối hợp, tập trung cao độ các nguồn lực để đảm bảo tiến độ dự án, hoàn thành xây dựng và đưa dự án vào phát điện thương mại tổ máy số 1 và 2 theo đúng kế hoạch vào năm 2019. Mặt khác, chú ý vấn đề chất lượng công trình, các yêu cầu về bảo vệ môi trường cũng như tối ưu hóa chi phí để dự án đạt hiệu quả kinh tế và đời sống xã hội. Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung đảm bảo thực hiện đúng tiến độ, chất lượng dự án Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 cũng như các dự án điện khác mà Tập đoàn đang triển khai; yêu cầu Tổng thầu Lilama đề cao tinh thần trách nhiệm, nghiêm túc thực hiện các cam kết trong hợp đồng và các quy định pháp luật.

Đánh giá cao sự cố gắng của tỉnh Hậu Giang trong công tác đền bù, giải phóng mặt bằng, đảm bảo điều kiện để khởi công dự án, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu tỉnh Hậu Giang tiếp tục phối hợp chặt chẽ, hỗ trợ chủ đầu tư, nhà thầu triển khai dự án với quyết tâm đưa Nhà máy vào vận hành đúng tiến độ với chất lượng cao nhất; tiếp tục phối hợp với các cơ quan liên quan chăm lo tốt hơn đời sống, việc làm cho các hộ gia đình đã nhường đất cho dự án.

Tiếp thu ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn cam kết sẽ phối hợp, đồng đốc Tổng thầu Lilama, Nhà thầu cung cấp thiết bị chính Doosan, Tư vấn quản lý dự án và các đơn vị liên quan tập trung cao độ các nguồn lực để có thể đảm bảo tiến độ của dự án, hoàn thành xây dựng và đưa dự án vào phát điện thương mại tổ máy số 1 và 2 trong năm 2019 (tức là sau 48 tháng và 52 tháng kể từ ngày bắt đầu khởi công). Đồng thời, đảm bảo triển khai thực hiện dự án đảm bảo tiến độ, chất lượng công trình, các yêu cầu về bảo vệ môi trường cũng như tối ưu hóa chi phí để nâng cao hiệu quả của dự án.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định sẽ phát huy tối đa tiềm năng, thành tựu và kinh nghiệm đã đạt được để thúc đẩy triển khai các dự án nói chung, với mục tiêu từng bước nội địa hóa, ưu tiên sử dụng dịch vụ của các đơn vị trong nước, góp phần quan trọng trong công cuộc công nghiệp hóa, hiện đại hóa, phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Nguyễn Hoàng

TRÍCH LẬP VÀ SỬ DỤNG HIỆU QUẢ QUỸ PHÁT TRIỂN KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ

Ngày 15/5/2015, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tổ chức Hội nghị về công tác quản lý khoa học công nghệ lần thứ nhất. Hội nghị đã tập trung phân tích các khó khăn, thách thức trong công tác quản lý hoạt động khoa học công nghệ tại đơn vị, việc trích lập và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ nhằm tăng cường tiềm lực khoa học công nghệ, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và sức cạnh tranh.



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn chủ trì Hội nghị về công tác quản lý khoa học công nghệ. Ảnh: Ngọc Linh

Đổi mới công tác quản lý khoa học công nghệ

Hội nghị đã thảo luận và phân tích tình hình nghiên cứu khoa học của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; công tác nghiên cứu khoa học và các khó khăn, tồn tại cần tháo gỡ nhìn từ góc độ của đơn vị thực hiện (Viện Dầu khí Việt Nam); các giải pháp khoa học và công nghệ đảm bảo hoàn thành nhiệm vụ tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"; công tác triển khai hoạt động khoa học và công nghệ tại Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Hội nghị cũng trao đổi về tình hình nghiên cứu khoa học và triển khai công nghệ tại Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling), Công ty TNHH MTV Lọc - Hóa dầu Bình Sơn (BSR)...

Trên thực tế, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xác định khoa học công nghệ là nhóm giải pháp đột phá, tạo nền tảng, động lực cho sự nghiệp phát triển nhanh và bền vững Ngành Dầu khí Việt Nam theo chiều sâu. Trong thời gian qua, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao Viện Dầu khí Việt Nam triển khai các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học, phục vụ trực tiếp cho yêu cầu quản lý và sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, kết quả nghiên cứu đã định hướng cho công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong nước; làm sáng tỏ các cấu trúc địa chất, đánh giá tiềm năng dầu khí các bể trầm tích trên đất liền và thềm lục địa Việt Nam cũng

như ở nước ngoài, góp phần vào việc phát hiện dầu khí trong đá móng granite; tối ưu hóa công tác khoan, khai thác, bơm ép nước, nâng cao hệ số thu hồi dầu, đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí. Kết quả nghiên cứu trong lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí đã xây dựng được cơ sở dữ liệu về tính chất dầu thô, khí, condensate Việt Nam; nghiên cứu lựa chọn công nghệ, xúc tác, nguyên liệu, đa dạng hóa sản phẩm, tiết kiệm năng lượng, chống ăn mòn phục vụ cho việc hoạt động ổn định và nâng cao hiệu quả của các nhà máy lọc hóa dầu; nghiên cứu trong lĩnh vực nhiên liệu sinh học. Bên cạnh đó, Viện Dầu khí Việt Nam đã tham gia xây dựng các quy hoạch của Ngành Dầu khí Việt Nam; đánh giá hiệu quả đầu tư một số dự án trọng điểm; xây dựng các quy chế, quy định, định mức kinh tế kỹ thuật phục vụ cho công tác quản trị của Tập đoàn và các đơn vị sản xuất; khảo sát, đánh giá, quan trắc tác động môi trường, nghiên cứu lựa chọn hóa chất thân thiện với môi trường, xây dựng kế hoạch ứng cứu tràn dầu...

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" cho biết đang tập trung vào nâng cấp khả năng nghiên cứu khoa học của Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển đủ mạnh để có thể phục vụ phát triển và áp dụng công nghệ mới vào sản xuất, gắn nghiên cứu - đào tạo với ứng dụng nhằm thực hiện được tối đa công tác thiết kế thi công trong lĩnh vực khoan tìm kiếm thăm dò, khai thác, công tác phát triển mỏ, làm chủ công nghệ mới về tăng hệ số



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với các cán bộ làm công tác quản lý khoa học công nghệ tại Hội nghị. Ảnh: Ngọc Linh

thu hồi dầu và tổ chức thực hiện triển khai các dự án phát triển dầu khí. Đầu tư, đổi mới công nghệ, đặc biệt là thiết bị về công nghệ khoan, về xây dựng các công trình biển, công tác địa vật lý giếng khoan... Liên danh, liên kết, hợp tác với các công ty nước ngoài có nhiều kinh nghiệm và công nghệ mới trong các dịch vụ khoan, xây dựng công trình biển để học hỏi, tiếp thu và chuyển giao được các công nghệ mới nhất hiện nay.

Đồng thời, Vietsovpetro xây dựng và phát huy hiệu quả làm việc của các Hội đồng Khoa học - Công nghệ nhằm đẩy nhanh việc áp dụng công nghệ mới của từng lĩnh vực; tổ chức các hội thảo chuyên đề để giải quyết các vấn đề lớn và cấp bách, nhằm phân tích, tổng hợp và rút ra giải pháp khoa học công nghệ. Đặc biệt, Vietsovpetro đẩy nhanh việc ứng dụng các công nghệ tiên tiến trong tìm kiếm, thăm dò, tận thăm dò nhằm tăng hiệu quả phát hiện mỏ, cụ thể: Tập trung nghiên cứu địa chấn 3D, 4C để đánh giá tổng thể lại Lô 09-1 nhằm tăng khả năng thành công cho công tác thăm dò và khoan khai thác bổ sung; tiếp tục tận thăm dò khu vực Lô 09-1, khẩn trương thăm dò Lô 09-3/12; đẩy nhanh tiến độ đưa khí mỏ Thiên Ứng vào khai thác. Vietsovpetro đang tổ chức thực hiện các giải pháp địa chất - kỹ thuật để nâng cao hệ số thu hồi dầu các

mỏ thuộc Lô 09-1 như: bố trí hợp lý hệ thống khai thác và tối ưu hóa chế độ bơm ép cũng như khai thác bằng gaslift; nâng cao chất lượng mở vỉa các tầng sản phẩm mới; xây dựng các giếng khoan ngang, khoan xiên góc lệch lớn cùng với việc áp dụng công nghệ mới phù hợp với điều kiện địa chất mỏ, kinh tế - kỹ thuật; lựa chọn và ứng dụng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng mỏ của Vietsovpetro. Trước mắt, Vietsovpetro đang chuẩn bị đấu thầu và ký hợp đồng về tìm kiếm, áp dụng công nghệ tăng hệ số thu hồi dầu cho tầng Miocene mỏ Bạch Hổ; nâng cao hiệu quả sửa chữa lớn, xử lý vùng cận đáy giếng để tăng sản lượng khai thác dầu.

Thay đổi nhận thức và tư duy về khoa học công nghệ

Tại Hội nghị, các đơn vị tập trung phân tích các khó khăn, thách thức trong công tác quản lý khoa học công nghệ tại đơn vị hiện nay: Hệ thống chính sách về khoa học công nghệ chưa đồng bộ, chế độ đãi ngộ chưa thu hút nhân tài, nguồn kinh phí cho khoa học công nghệ phụ thuộc vào tình hình sản xuất kinh doanh, thiếu cơ sở vật chất phục vụ hoạt động khoa học công nghệ; thiếu cơ chế, chính sách gắn kết giữa khoa học công nghệ với sản xuất kinh doanh và khuyến khích doanh nghiệp ứng dụng

kết quả nghiên cứu khoa học và công nghệ... Mô hình hoạt động theo Nghị định 115/2005/NĐ-CP (đang áp dụng tại Viện Dầu khí Việt Nam) chưa đảm bảo khuyến khích triển khai các nhiệm vụ nghiên cứu khoa học mang ít lợi nhuận hoặc chưa mang lại ngay hiệu quả kinh tế như nghiên cứu cơ bản, nghiên cứu có tính chiến lược lâu dài.

Các đơn vị cho rằng, Thông tư số 15/2011/TT-BTC và 105/2012/TT-BTC sửa đổi, bổ sung Thông tư 15/2011/TT-BTC của Bộ Tài chính về hướng dẫn thành lập, tổ chức, hoạt động, quản lý và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ của doanh nghiệp còn một số bất cập và thiếu cụ thể là nguyên nhân khiến doanh nghiệp bị động, gặp lúng túng trong quá trình triển khai thực hiện. Tại Điều 2, Khoản 1.2, Mục b Thông tư 105/2012/TT-BTC quy định: "... Máy móc, thiết bị để đổi mới công nghệ phải đảm bảo việc thay thế một phần hay toàn bộ công nghệ đã, đang sử dụng bằng công nghệ khác tiên tiến hơn, hiệu quả hơn và được cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền xác nhận". Tuy nhiên trong thực tế, Cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền tại địa phương (Sở Khoa học và Công nghệ) nơi doanh nghiệp đặt trụ sở đã từ chối xác nhận theo quy định của Thông tư 105/2012/TT-BTC, gây nhiều khó khăn cho doanh nghiệp có nhu cầu sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ để đổi mới công nghệ.

Nghị định 95/2014/NĐ-CP của Chính phủ quy định doanh nghiệp Nhà nước hàng năm phải trích từ 3 - 10% thu nhập tính thuế thu nhập doanh nghiệp để lập Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ của doanh nghiệp. Quy định này chưa hợp lý ở chỗ với một số doanh nghiệp Nhà nước có lãi trước thuế lớn/tính thuế lớn (như Tập đoàn hay PVEP) thì số dư Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ có thể sẽ rất lớn, trong khi hướng dẫn sử dụng Quỹ tại Thông tư 15/2011/TT-BTC và Thông tư 105/2012/TT-BTC còn bất cập, dẫn đến không giải ngân được từ Quỹ để đổi mới công nghệ và tăng cường tiềm lực khoa học công nghệ của doanh nghiệp, phục vụ nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

Kết luận Hội nghị, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc thường trực Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Chủ tịch Hội đồng Khoa học Công nghệ Tập đoàn đề nghị rà soát lại bộ máy quản lý khoa học công nghệ từ Tập đoàn đến các đơn vị thành viên, kiện toàn và bố trí nhân sự phù hợp; thay đổi nhận thức, tư duy về khoa học công nghệ trong bối cảnh khung pháp lý mới và hội nhập quốc tế; xây dựng cơ chế, chính sách về nguồn lực cho khoa học công nghệ; sử dụng các chuyên gia, nhà khoa học trong nước và quốc tế. Lãnh đạo Tập đoàn yêu cầu cần nâng cao chất lượng nghiên cứu khoa học, trước hết là các đề tài/nhiệm vụ phải có tính mới, tính đột phá; việc xây dựng đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu phải được triển khai một cách linh hoạt, ngắn hạn, trung hạn và dài hạn tùy theo yêu cầu thực tế.

Về vấn đề trích lập và sử dụng Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ, Phó Tổng giám đốc thường trực yêu cầu các đơn vị nghiêm túc trích lập Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ theo đúng quy định của pháp luật, sử dụng hiệu quả Quỹ này cho các hoạt động nghiên cứu, đào tạo, đổi mới công nghệ, góp phần nâng cao hiệu quả và sức cạnh tranh.

Việt Hà

Ông Phan Minh Quốc Bình - Phó Viện trưởng Viện Dầu khí Việt Nam:

THU HÚT NGUỒN NHÂN LỰC KHOA HỌC CÔNG NGHỆ CHẤT LƯỢNG CAO

Viện Dầu khí Việt Nam tập trung xây dựng và triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học công nghệ dài hạn (5 năm, 10 năm); tư vấn, thẩm định, phân biện chiến lược phát triển, quy hoạch, dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị; xây dựng và cập nhật cơ sở dữ liệu về nguyên liệu, sản phẩm, thị trường, công nghệ, chi phí đầu tư, thực hiện các nhiệm vụ thường xuyên hỗ trợ Tập đoàn trong việc quản lý các dự án/nhà máy chế biến dầu khí, an toàn sức khỏe môi trường...

Viện Dầu khí Việt Nam kiến nghị Tập đoàn xây dựng quy chế thu hút nguồn nhân lực khoa học công nghệ chất lượng cao, thuê chuyên gia giỏi trên thế giới và khu vực, luân chuyển cán bộ từ các đơn vị sản xuất; tạo điều kiện cho Viện Dầu khí Việt Nam phát triển các nghiên cứu thử nghiệm, ứng dụng, tiến tới thương mại hóa các kết quả nghiên cứu.

Các đơn vị cần xây dựng kế hoạch sử dụng hiệu quả Quỹ Phát triển và Khoa học Công nghệ và tích cực phối hợp với Viện Dầu khí Việt Nam triển khai thực hiện các dự án, nhiệm vụ khoa học công nghệ.

Ông Cao Tùng Sơn - Phó Tổng giám đốc Vietsovpetro:

ĐẨY MẠNH CÔNG TÁC SÁNG KIẾN, SÁNG CHẾ

Hiện nay, trong sản xuất có rất nhiều vấn đề nảy sinh cần phải khẩn trương nghiên cứu, giải quyết và tối ưu hóa. Vì vậy, ngoài việc cần thiết phải nghiên cứu ứng dụng những công nghệ tiên tiến, cần đẩy mạnh hoạt động sáng kiến - sáng chế để góp phần sử dụng một cách có hiệu quả, hợp lý nguồn tài năng trí tuệ, tiềm lực, vật tư và thiết bị kỹ thuật. Để đẩy mạnh công tác này, Quy chế về sáng kiến - sáng chế của Vietsovpetro đã được bổ sung, sửa đổi 7 lần vào các năm 1993, 1994, 1996, 2001, 2011, 2012 và 2014.

Trong giai đoạn 2015 - 2020, Vietsovpetro phấn đấu có trên 750 sáng kiến - giải pháp kỹ thuật được đề xuất và hiệu quả kinh tế do các sáng kiến đem lại trên 50 triệu USD; đăng ký ít nhất 4 hồ sơ sáng kiến sáng chế và giải pháp hữu ích tại Cục Sở hữu Trí tuệ Việt Nam; phấn đấu có ít nhất 7% số cán bộ công nhân viên của Vietsovpetro có sáng kiến cải tiến kỹ thuật...

DÀNH TỐI THIỂU 20% SẢN LƯỢNG KHÍ ĐỂ PHÁT TRIỂN HÓA DẦU

Tại Hội thảo “Phát triển hóa dầu từ khí”, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định sẽ dành tối thiểu 20% sản lượng khí để phát triển hóa dầu, tương đương 4 tỷ m³/năm. Đồng thời, Tập đoàn định hướng đầu tư và vận hành 3 cụm hóa dầu từ khí tại miền Trung, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ có lợi thế cạnh tranh ngang tầm với các cụm hóa dầu trong khu vực; tập trung nghiên cứu đầu tư xây dựng Tổ hợp hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh, tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, ưu tiên sản xuất các sản phẩm có giá trị gia tăng cao.



Hội thảo Phát triển hóa dầu từ khí. Ảnh: Hiền Anh

Ưu tiên phát triển công nghiệp hóa dầu từ khí

Ngày 25/4/2015, tại Hà Nội, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức “Hội thảo phát triển hóa dầu từ khí”. Hội thảo đã nghe chuyên gia của Wood Mackenzie trình bày “Cơ chế định giá khí tại Malaysia, Thái Lan và Indonesia” và Tập đoàn Hóa chất BASF chia sẻ kinh nghiệm hợp tác liên doanh trong lĩnh vực hóa dầu tại Malaysia. Hội thảo cũng tập trung thảo luận các nội dung: Đánh giá về các nguồn khí, cơ chế giá khí cho việc phát triển các dự án hóa dầu từ khí (Ban Khí); Kết quả nghiên cứu và phát triển hóa dầu từ khí (Viện Dầu khí Việt Nam)... Các báo cáo đã tập trung phân tích, đánh giá các cơ hội phát triển (nguyên liệu, chi phí đầu tư xây dựng, thị trường, vốn, cơ chế chính sách...) và đề xuất các định hướng chiến lược phát triển khâu sau từ nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên.

Hội thảo cho rằng, Việt Nam có tiềm năng khai thác khí thiên nhiên lớn nhưng đang chủ yếu sử dụng cho sản xuất điện (83%). Trong khi đó, các nước có nguồn tài nguyên khí thiên nhiên có xu hướng sử dụng nhiều khí để sản xuất các sản phẩm hóa dầu, hỗ trợ các ngành công nghiệp mũi nhọn và xuất khẩu. Việc sử dụng khí cho hóa dầu làm tăng hiệu quả sử dụng khí hơn so với sử dụng cho điện và công nghiệp/dân dụng. Hóa dầu từ khí chiếm tỷ trọng lớn trong lợi nhuận của PTT (Thái Lan), SCG (Singapore), SCG (Malaysia), ngay cả khi giá

dầu thô sụt giảm mạnh như trong thời gian qua. Các nước ở khu vực Đông Nam Á đều có cơ chế giá khí thấp để hỗ trợ, khuyến khích phát triển các dự án hóa dầu trong giai đoạn đầu.

Trên cơ sở cân đối cung - cầu khí tại Việt Nam, Tập đoàn định hướng đầu tư 3 cụm hóa dầu từ khí tại miền Trung, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ có lợi thế cạnh tranh ngang tầm với các cụm hóa dầu trong khu vực. Khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ có triển vọng phát triển hóa dầu từ khí. Đặc biệt, khí khu vực Đông Nam Bộ có hàm lượng ethane cao, thuận lợi để tách ethane sản xuất ethylene từ đó sản xuất các sản phẩm giá trị cao như: PS, SBR/ABS và sản xuất NH₃.

Sau khi hoàn thành nâng cấp cơ sở hạ tầng tại mỏ Bạch Hổ và đưa hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 1 vào hoạt động (Quý III/2016), nguồn cung khí của khu vực Đông Nam Bộ có thể đáp ứng nhu cầu của thị trường ở mức 8,7 tỷ m³/năm. Trong giai đoạn 2018 - 2025, sau khi đưa hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2 và một số mỏ mới được đưa vào khai thác (Sư Tử Trắng - giai đoạn 2, Sao Vàng, Đại Nguyệt...), khu vực Đông Nam Bộ có thể cung cấp 9,5 tỷ m³/năm. Do đó, khu vực Đông Nam Bộ có thể cân đối khí cho các dự án hóa dầu hoặc các hộ tiêu thụ mới với nguồn khí đảm bảo đến năm 2025. Việc đầu tư các dự án hóa dầu ở khu vực Tây Nam Bộ có thể xem xét từ nguồn nguyên liệu LPG hoặc condensate.



Tổ hợp hóa dầu khu vực miền Trung có lợi thế tiềm năng khí lớn, lâu dài và khả năng tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Miền Trung có nhiều triển vọng, khả thi để phát triển hóa dầu do có khả năng cung cấp khí với lượng lớn lâu dài, thiếu hụt các hộ tiêu thụ khác, khả năng tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và thành phần khí tương đối phù hợp cho chuỗi hóa dầu từ C_1 và sử dụng các công nghệ mới để chuyển hóa thành các olefins, nguyên liệu hóa dầu cơ sở (CO_2 không có giá trị về nhiệt lượng nhưng có giá trị về hóa học), nhưng phụ thuộc tiến độ triển khai dự án Cá Voi Xanh. Mỏ Bảo Vàng/Bảo Đen có thể phát triển cho 1 hộ hóa dầu từ khí, mỏ Cá Voi Xanh có trữ lượng lớn có thể cung cấp cho 1 tổ hợp hóa dầu từ khí quy mô lớn để có thể cạnh tranh với các tổ hợp hóa dầu trên thế giới.

Khu vực Trung Bộ có cơ hội triển khai các dự án hóa dầu từ khí khi đưa mỏ Cá Voi Xanh vào phát triển khai thác. Hiện phương án phát triển khai thác mỏ Cá Voi Xanh giai đoạn 1 đang được nghiên cứu và chủ yếu sử dụng cho nhà máy điện. Tuy nhiên, Hội thảo cho rằng cần sớm có quy hoạch, nghiên cứu đầu tư về các dự án hóa dầu sử dụng khí tại khu vực miền Trung, đồng bộ với phương án/quy hoạch phát triển mỏ Cá Voi Xanh.

Theo các chuyên gia, Việt Nam có trữ lượng khí đủ để phát triển công nghiệp hóa dầu, cần định hướng ưu tiên phát triển hóa dầu từ khí và coi đây là một trong những lĩnh vực phát triển quan trọng để đảm bảo sự phát triển bền vững của Ngành Dầu khí Việt Nam trong thời gian tới. Dựa trên đặc điểm nguyên liệu, thị trường (cung - cầu, giá, khả năng tiêu thụ), các dự án phải hướng tới thị trường khu vực để đạt tính kinh tế quy mô và kéo dài chuỗi giá trị.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần tăng cường hợp tác với các công ty dầu khí quốc tế/quốc gia, khai thác kinh nghiệm, công nghệ, thị trường quốc tế, nghiên cứu ứng dụng sáng tạo, cải tiến công nghệ và sản phẩm... để phát triển tổ hợp hóa dầu từ khí với quy mô lớn, đảm bảo hiệu quả kinh tế và khả năng cạnh tranh.

Xây dựng chính sách giá khí phù hợp

Một trong những điều kiện quan trọng để các dự án hóa dầu từ khí có hiệu quả là đảm bảo cung cấp đủ nguyên liệu khí với chính sách giá khí phù hợp, đặc biệt cho các năm đầu hoạt động của nhà máy hóa dầu từ khí để đảm bảo khả năng trả vốn và lãi vay.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất Chính phủ và các Bộ/Ngành xem xét chính sách giá khí với lộ trình ưu tiên để phát triển hóa dầu ở giai đoạn đầu, sau đó tăng dần theo giá thị trường để tạo điều kiện phát triển các dự án hóa dầu. Việc xây dựng giá khí hợp lý để thúc đẩy phát triển sử dụng khí cho sản xuất các sản phẩm hóa dầu (chia sẻ lợi nhuận/rủi ro giữa các khâu trong chuỗi giá trị của khí, liên kết giá khí nguyên liệu với giá sản phẩm hóa dầu).

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề nghị Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục nghiên cứu, hợp tác với các đối tác tiềm năng để áp dụng công nghệ mới cho các dự án hóa dầu, đặc biệt là dự án hóa dầu ở miền Trung sử dụng nguồn khí Cá Voi Xanh có hàm lượng CO_2 cao; Ban Chế biến Dầu khí Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cập nhật, điều chỉnh Chiến lược và đề xuất kế hoạch thực hiện tổng thể phát triển hóa dầu từ khí.

Việt Hà

NHỮNG KHÓ KHĂN, THÁCH THỨC CỦA VIETSOVPETRO TRONG VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM NGOÀI KHƠI

TS. Từ Thành Nghĩa¹, KS. Phạm Bá Hiến¹, KS. Phạm Xuân Sơn¹
TS. Tống Cảnh Sơn¹, KS. Nguyễn Hoài Vũ¹, TS. Ngô Thường San²
TS. Nguyễn Văn Minh², TS. Nguyễn Thúc Kháng²

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: vunuh.pt@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin, phù hợp với điều kiện thực tế ở các mỏ dầu khí và khác biệt so với các công nghệ truyền thống. Thành công này bắt nguồn từ việc Vietsovpetro đã có những nghiên cứu toàn diện và hệ thống về các đặc tính của dầu nhiều paraffin, các tính chất lưu biến của dầu trong vận chuyển bằng đường ống, tổng hợp những khó khăn, thách thức trong vận chuyển dầu nhiều paraffin các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng bằng đường ống ngầm ngoài khơi, trên cơ sở đó đã xây dựng và phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin.

Từ khóa: Vận chuyển dầu nhiều paraffin, lắng đọng paraffin, nhiệt độ đông đặc.

1. Giới thiệu

Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô (nay là Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") chính thức đi vào hoạt động từ 19/11/1981 trên cơ sở Hiệp định liên Chính phủ giữa Việt Nam và Liên Xô ký ngày 19/6/1981. Năm 1984, Vietsovpetro đã thăm dò và thăm lượng thành công thân dầu có giá trị công nghiệp trong trầm tích Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (Lô 09-1). Từ khi khai thác dòng dầu đầu tiên (năm 1986) đến cuối năm 2014, Vietsovpetro đã khai thác trên 213 triệu tấn dầu, cung cấp vào bờ trên 28 tỷ m³ khí đồng hành.

Vận chuyển là một mắt xích quan trọng, đảm bảo thông suốt cho quá trình khai thác dầu khí. Để có thể vận chuyển dầu an toàn bằng đường ống ngoài khơi, đặc biệt đối với dầu có hàm lượng paraffin cao (20 - 25%), trên thế giới thường sử dụng những giải pháp truyền thống như: bọc bảo ôn cho đường ống dẫn dầu, xây dựng hệ thống phóng thoi làm sạch chất lắng đọng bên trong đường ống, gia nhiệt cho dầu, sử dụng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đông đặc, độ nhớt của dầu... Tuy nhiên trong từng giai đoạn, từng trường hợp cụ thể các giải pháp trên không phải lúc nào cũng áp dụng có hiệu quả, nên cần có các nghiên cứu khoa học để đưa ra các giải pháp kỹ thuật cho từng trường hợp cụ thể. Để giải quyết vấn đề này cần phải xác định được những khó khăn - thách thức mà hệ thống vận chuyển dầu đang gặp phải, từ đó đưa ra các định hướng nghiên cứu và đề ra các giải pháp thích hợp.

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu tại các mỏ Bạch Hổ (từ năm 1986), mỏ Rồng (từ năm 1994) và các khu vực lân cận kết nối khác như: Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu

Trắng và Thỏ Trắng. Dầu khai thác ở các khu vực này có hàm lượng paraffin dao động ở mức 18 - 29% khối lượng; nhiệt độ đông đặc của dầu thô khoảng 30 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy từ 9 - 15°C, trong khi đó nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C [1].

Khi vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy dao động từ 23 - 28°C, thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu khoảng 10°C và thấp hơn nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin trong dầu khoảng 35°C (Bảng 2). Tại nhiệt độ này, dầu ở dạng chất lỏng phi Newton, nghĩa là trong mọi trường hợp sẽ tạo nên nguy cơ lắng đọng paraffin, gây ra hiện tượng tắc nghẽn trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống ngoài khơi.

Dầu của Vietsovpetro vận chuyển ở nhiệt độ dưới nhiệt độ xuất hiện paraffin trong dầu và nguy cơ lắng đọng paraffin và tắc nghẽn đường ống vận chuyển là rất lớn.

Trong bài báo này, nhóm tác giả phân tích các khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm. Đây là cơ sở cho các định hướng nghiên cứu dẫn đến các thành công của Vietsovpetro trong việc vận hành an toàn hàng trăm km đường ống, vận chuyển hơn 200 triệu tấn dầu trong gần 30 năm qua.

2. Những khó khăn của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm

2.1. Lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển

Tại điều kiện nhiệt độ tiệm cận nhiệt độ đông đặc của dầu, hiện tượng lắng đọng paraffin - keo nhựa trên bề mặt

Bảng 1. Đặc trưng lý hóa cơ bản của dầu thô ở các mỏ của Vietsovpetro

TT	Thông số	Mỏ dầu		
		Bạch Hổ	Rồng	Gấu Trắng
1	Khối lượng riêng, ở 15°C, g/ml	0,831	0,847	0,891
2	Nhiệt độ, °C:			
	Bắt đầu kết tinh paraffin	58 - 61	59 - 60	59 - 60
	Đông đặc	33,1	30,5 - 33	33 - 36
3	Hàm lượng, % khối lượng:			
	Paraffin	27,1	18,7 - 25,0	22 - 29
	Asphaltene - keo - nhựa	2,68	7,25 - 8,78	0,102 - 0,146
4	Độ nhớt, mm ² /s:			
	Ở nhiệt độ 50°C	4,66	7,151	32,03 - 42,49
	Ở nhiệt độ 70°C	3,02	4,611	14,24 - 34,45
5	Nhiệt độ sôi ban đầu, °C	70,6	67,7 - 83,4	90 - 115
6	Hệ số khí, m ³ /t	195 - 220	49 - 120	47 - 53

Bảng 2. Nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy, tại khu vực mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Mức độ	Nhiệt độ nước biển trung bình hàng năm ở vùng cận đáy các mỏ (°C)	
	Bạch Hổ	Rồng
Tối đa	28,8	29,0
Tối thiểu	22,2	21,8
Trung bình	25,5	25,4

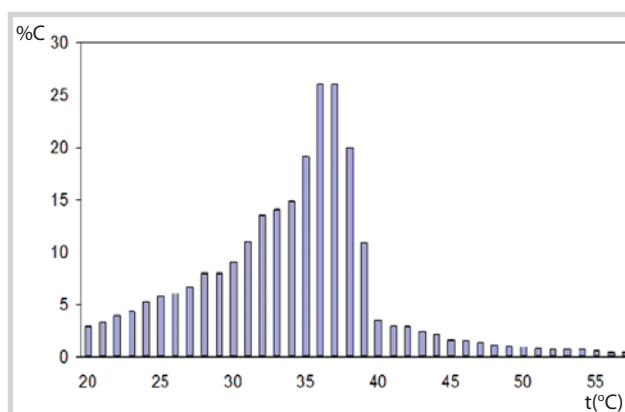
thành đường ống khai thác cũng như đường ống thu gom vận chuyển dầu sẽ diễn ra mạnh mẽ, làm giảm khả năng lưu thông của lưu chất trong đường ống, tăng tổn hao áp suất trong quá trình vận chuyển đồng thời gây nên nguy cơ tắc nghẽn đường ống.

Sau thời gian khai thác tự phun, các giếng tại các mỏ của Vietsovpetro đã chuyển sang khai thác cơ học bằng gaslift. Phương pháp này duy trì ổn định sản lượng khai thác dầu hàng năm trên các mỏ, song lại làm trầm trọng thêm vấn đề lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển do nhiệt độ dầu giảm đáng kể [1, 4, 6].

Theo các kết quả nghiên cứu, đối với dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và các mỏ kết nối khác của Vietsovpetro, thì paraffin kết tinh ở khoảng nhiệt độ 36 - 45°C. Trong khi đó, nhiệt độ dầu chuyển động trong đường ống có nhiệt độ dao động ở mức 34 - 45°C, tức là rơi đúng vào vùng nhiệt độ mà paraffin kết tinh mạnh nhất. Hình 1 cho thấy, nhiệt độ bắt đầu xuất hiện các tinh thể paraffin trong dầu là 58 - 60°C, nhiệt độ kết tinh mạnh mẽ paraffin trong dầu xuất hiện ở khoảng 35 - 40°C.

Kết quả nghiên cứu trên mô hình Ngón tay lạnh về lắng đọng paraffin theo nhiệt độ chứng minh:

- Ở nhiệt độ vận chuyển dầu trên 65°C: ít nhận thấy lắng đọng paraffin;
- Đến nhiệt độ 35°C, lắng đọng paraffin 1,0 kg/m²/ngày;
- Đến nhiệt độ 30°C, lắng đọng paraffin 3,5 kg/m²/ngày;



Hình 1. Quá trình kết tinh paraffin trong dầu thô mỏ Bạch Hổ theo nhiệt độ

- Đến nhiệt độ 25°C, lắng đọng paraffin 10 kg/m²/ngày.

Bên cạnh kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm nêu trên, sử dụng phương pháp mô phỏng theo mô hình toán học cho thấy: tại điều kiện vận chuyển mà nhiệt độ của dầu trong đường ống thấp, dầu chuyển động trong đường ống có tính chất lưu biến của chất lỏng phi Newton theo mô hình Bingham hoặc theo mô hình Bulkley-Herschell, kết quả bên trong đường ống dẫn dầu sẽ xuất hiện các vùng ứ đọng paraffin mềm hoặc dầu đông. Ở đoạn đầu của đường ống, khi nhiệt độ trung bình của dầu khá cao, dầu còn mang tính chất của chất lỏng Newton, dòng chảy của dầu ở đây có thể ở chế độ chảy rối, nghĩa là dầu chuyển dịch theo toàn bộ tiết diện của ống.

Theo kinh nghiệm của các công ty khai thác dầu hàng đầu thế giới [2], nếu khai thác và vận chuyển dầu

nhiều paraffin bằng đường ống ở điều kiện nhiệt độ môi trường thấp hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin, thấp hơn nhiệt độ đông đặc ở điều kiện ngoài khơi sẽ rất khó khăn và gặp nguy hiểm:

- Hiện tượng lắng đọng paraffin-keo-nhựa bên trong ống khai thác và đường ống dẫn dầu, sẽ làm giảm tiết diện của ống làm tổn hao áp suất gia tăng. Kết quả là lưu lượng dầu khí khai thác và khả năng lưu thông chất lỏng của đường ống giảm dần;

- Quá trình khai thác giếng hoặc quá trình vận chuyển dầu bằng đường ống có thể phải tạm dừng do dầu có độ nhớt quá cao khi nhiệt độ vận chuyển thấp hơn nhiệt độ đông đặc và lưu lượng vận chuyển thấp.

Kinh nghiệm vận hành đường ống không được bảo ôn nhiệt ở các mỏ dầu của Vietsovpetro cho thấy sau khi đường ống được đưa vào vận hành đã xuất hiện vấn đề trên, sự phân bố và kích thước các vùng ứ đọng có thể thay đổi khi thay đổi các thông số bơm dầu. Tình trạng này được khắc phục bằng cách tăng lưu lượng dòng chảy trong ống hoặc tăng nhiệt độ ở vùng lắng đọng đó. Nếu chỉ tăng không đáng kể lưu lượng dầu bơm qua ống thì sẽ không có kết quả vì ở vùng dầu ứ đọng độ bền của cấu trúc các chất lắng đọng tăng do tính chất súc biến của chất lỏng và ứng suất trượt của các chất sẽ tăng. Vì vậy, độ dày của lớp lắng đọng trong ống ngày càng tăng dẫn đến khả năng lưu thông của đường ống bị giảm. Như vậy, nguyên nhân của những phức tạp trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống không bọc cách nhiệt hay đường ống bọc cách nhiệt nhưng dài và có lưu lượng thấp hình thành và tạo lớp lắng đọng paraffin truyền thống, xuất hiện các vùng ứ đọng dầu đông với độ dày và chiều dài khác nhau. Khi vùng ứ đọng hình thành trong ống và lớn lên theo thời gian sẽ làm giảm đáng kể khả năng lưu thông của ống dẫn đến có thể phải dừng vận hành đường ống.

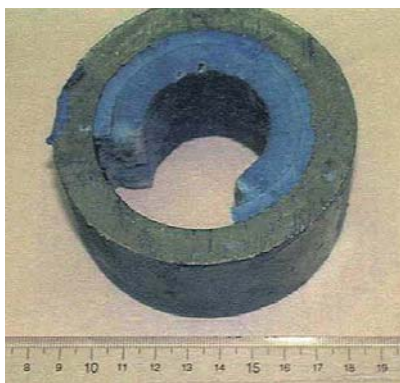
2.2. Lắng đọng muối trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu và vấn đề tạo nhũ bền vững

Trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu, lắng đọng muối thường hay gặp ở những nơi có sự thay đổi đột ngột về nhiệt độ - áp suất như: đường ống sau côn, trong phin lọc thô, phin lọc sau máy bơm, trong các van tiết lưu. Khi áp suất thay đổi đột ngột sẽ phá vỡ sự cân bằng và dẫn đến các loại muối vô cơ lắng đọng.

Tương tự như trong ống khai thác và thiết bị lòng giếng, trong hệ thống thu gom xử lý và vận chuyển dầu cũng có mặt 3 loại lắng đọng muối chính: carbonate CO_3^{2-} (chiếm 60% trong chất lắng đọng), sulfate SO_4^{2-} (30%) và clorite Cl^- (10%). Trong đó, lắng đọng muối sulfate là khó xử lý nhất, còn muối clorite hòa tan trong nước nên không khó khăn để loại bỏ chúng. Nguồn gốc của lắng đọng muối là do sự kết hợp không tương thích của nước bơm ép và nước khai thác từ tầng móng cũng như từ các tầng Miocene và Oligocene. Sự thay đổi áp suất riêng phần CO_2 cũng tạo nên sự lắng đọng mạnh muối CaCO_3 . Do đó, vấn đề lắng đọng muối xuất hiện trong hệ thống khai thác dầu, hệ thống thu gom, xử lý.

Khi các giếng được chuyển sang khai thác bằng phương pháp cơ học gaslift, sản phẩm ngậm nước của các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift thường tạo nên nhũ tương nghịch nước trong dầu rất bền vững. Khi hàm lượng nước trong sản phẩm giếng gaslift tăng sẽ làm gia tăng độ nhớt hiệu dụng, quá trình chuyển động trong ống khai thác hay hệ thống thu gom, vận chuyển dầu làm cho mức độ trộn lẫn gia tăng, sự khuếch tán của các giọt nước trong dầu càng trở nên mạnh, độ nhớt của dầu tăng mạnh và làm gia tăng tổn hao áp suất vận chuyển chúng bằng đường ống, áp suất trung bình trong hệ thống thu gom sản phẩm khai thác trên mỏ tăng đột ngột.

Ngoài ra, việc áp dụng phương pháp khai thác bằng gaslift còn làm gia tăng độ tán xạ của pha nước, tạo điều kiện hình thành nhũ có độ ổn định cao. Nếu khai thác dầu bằng phương pháp tự phun, các hạt nước trong nhũ có kích thước khoảng từ 20 - 100µm (phần lớn có kích thước 60 - 100µm), thì khai thác bằng cơ học gaslift, độ hạt của nhũ đã gia tăng đáng kể, các hạt nước thường có kích thước từ 1 - 20µm, mà phần lớn nằm trong khoảng 1 - 5µm. Độ bền động học của nhũ tương dầu - nước tỷ lệ nghịch với bình phương kích thước hạt. Khi chuyển sang khai thác bằng phương pháp cơ học (cụ thể là gaslift) sẽ làm cho độ bền của nhũ thay đổi rất lớn. Xử lý loại nhũ



Hình 2. Lắng đọng muối trong ống sau côn giếng 412 (BK-3)



Hình 3. Lắng đọng muối trong van tiết lưu C1-2 trên đường ống bơm dầu từ CTP-2

tương dầu - nước này cần phải thực hiện ở nhiệt độ không dưới 65°C và định lượng hóa phẩm tách nước cũng tăng cao hơn.

Cùng với thời gian, hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ khác gia tăng đáng kể. Khi vận chuyển sản phẩm có hàm lượng nước cao với lưu lượng thấp sẽ xảy ra hiện tượng phân lớp trong ống của hệ thống thu gom. Sự phân lớp này dẫn tới nước tự do tích tụ trong các đoạn ống thấp, gây nên hiện tượng ăn mòn cục bộ [3]. Ngoài ra, sản phẩm của quá trình ăn mòn (oxide sắt) trong nhũ cũng sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc hình thành nhũ đa thành phần có độ bền cao, dẫn tới giảm hiệu quả vận hành của hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống.

2.3. Đặc tính của đường ống dùng để vận chuyển dầu các mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối

Khi vận chuyển dầu có nhiệt độ đông đặc cao, một trong những điều kiện cơ bản để giảm tổn hao nhiệt trên tuyến đường ống là bọc cách nhiệt cho đường ống đồng thời định kỳ phóng thoi làm sạch bên trong đường ống [4].

Hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm dầu khí của Vietsovpetro được xây dựng vào thời kỳ đầu dựa trên mô hình xây dựng mỏ ở biển Caspian (Azerbaijan - Liên Xô). Sơ đồ công nghệ phát triển mỏ trên cơ sở xây dựng các giàn cố định (MSP) và hệ thống đường ống vận chuyển không bọc cách nhiệt. Khoảng cách giữa các giàn khoảng 546 - 3.500m được nối với nhau bằng các đoạn ống không bọc cách nhiệt với các cấp đường kính: $\Phi 325 \times 16\text{mm}$; $\Phi 219 \times 10\text{mm}$; $\Phi 426 \times 16\text{mm}$, $\Phi 219 \times 12\text{mm}$, $\Phi 325,8 \times 16\text{mm}$, $\Phi 323,8 \times 16\text{mm}$. Trong cùng một tuyến đường ống, đường kính ống cũng đa dạng, dao động từ 219 - 426mm.

Vật liệu sử dụng là các loại thép CT-20 (GOST) có hệ số truyền nhiệt của ống là 52 W/(m x C) và API-X60 (API) có hệ số truyền nhiệt của ống 47W/(m x C).

Từ sau năm 1998, các đường ống xây dựng mới đều được bọc cách nhiệt và có chiều dài lớn. Hệ số truyền nhiệt của loại ống bọc cách nhiệt: PU Foam là 0,04W/(m x C); composite là 0,07W/(m x C).

Hệ thống đường ống xây dựng ở các mỏ của Vietsovpetro nối liền các

công trình khai thác dùng để vận chuyển dầu, khí đều không có hệ thống phóng thoi định kỳ để tẩy rửa chất lắng đọng. Do đó, việc tẩy rửa các chất lắng đọng trong đường ống phải dùng giải pháp khác. Bên cạnh đó, do các công trình khai thác xây dựng nối tiếp nhau, nên toàn tuyến đường ống có rất nhiều đoạn ống đứng.

Từ những đặc điểm nêu trên, hệ thống đường ống vận chuyển dầu của Vietsovpetro gây ra một số khó khăn phức tạp sau:

- Đường ống không bọc cách nhiệt sẽ làm cho nhiệt độ dầu trong đường ống giảm rất nhanh và xuống bằng nhiệt độ môi trường xung quanh đường ống, gây nên: tính lưu biến kém, tổn thất áp suất vận chuyển cao; lắng đọng paraffin trong đường ống cao;

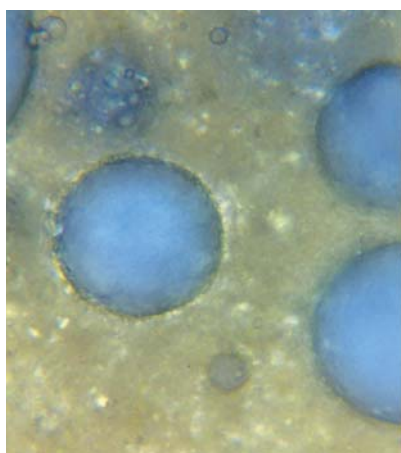
- Đường ống có nhiều đoạn ống đứng (lên xuống), tổn hao áp suất vận chuyển dầu trong đường ống gia tăng, gây hiện tượng tạo xung lực trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển hỗn hợp dầu và khí;

- Hệ thống đường ống có nhiều cấp đường kính, tạo nút trong vận chuyển, không thể lắp hệ thống phóng thoi tẩy rửa chất lắng đọng vì quá nhiều cấp đường kính ống khác nhau và nhiều đoạn ống đứng, hệ thống đường ống phức tạp.

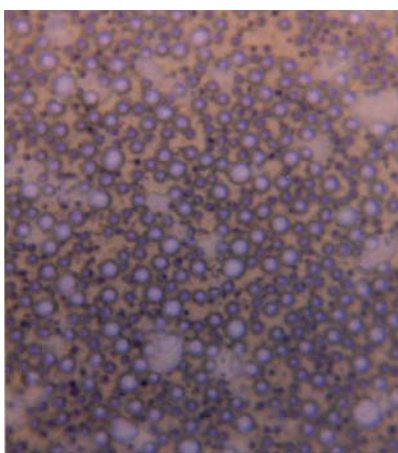
Do những thách thức và phức tạp của đặc tính đường ống, có nguy cơ phải dừng vận hành đường ống và dừng vận hành mỏ.

2.4. Vấn đề xung động áp suất trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu

Hiện tượng xung động áp suất không thể tránh khỏi khi vận chuyển đồng thời trong đường ống hỗn hợp dầu - khí. Xung động áp suất xuất hiện ở một số chế độ chảy của sản phẩm giếng dầu có liên quan đến hiện tượng tạo nên các nút khí dọc theo chiều dài ống dẫn.



Hình 4. Nhũ tương dầu - nước khai thác bằng phương pháp tự phun



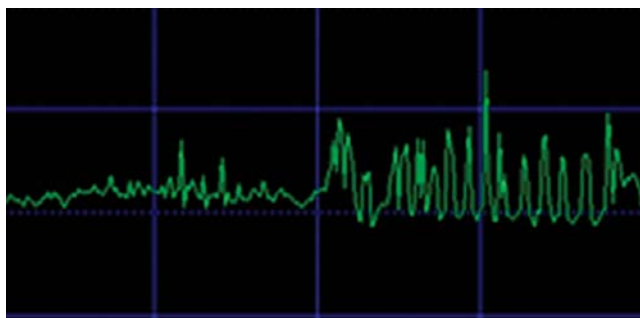
Hình 5. Nhũ tương dầu - nước khai thác bằng phương pháp gaslift

Nguyên nhân chính gây nên xung động của dòng chảy lỏng là hiện tượng khí tách ra từ hỗn hợp khí - lỏng trong đường ống và tạo nên các nút khí, khi kích thước các nút khí này tăng dần theo chiều dài chuyển động của dòng chảy trong ống. Áp suất tuyệt đối trong hệ thống thu gom có ảnh hưởng tới xung động của dòng chảy dầu - khí. Áp suất này càng lớn thì khí tách ra càng ít và đại lượng xung động sẽ càng nhỏ.

Năng lượng các xung động do tác động lẫn nhau giữa dòng chảy và ống dẫn có thể làm cho đường ống, thiết bị và giá đỡ bị dao động. Tại những đoạn đường ống thẳng, xung động của dòng dầu - khí được truyền đi đều theo chu vi ống, do vậy tại đó đường ống dao động không đáng kể.

Dao động của ống dẫn dầu khí xuất hiện đáng kể khi có sự cộng hưởng, thậm chí khi có lực nhỏ tạo ra bởi sự gồ ghề hoặc tiết diện hình ô van của đường ống (ví dụ khi có sự lắng đọng cát, muối, paraffin hay thậm chí là vùng ứ đọng...) và có thể gây ra các dao động nguy hiểm. Những dao động do xung động của dòng hỗn hợp dầu khí gây ra thể hiện rõ rệt tại các điểm mà hướng ống dẫn dầu khí thay đổi đột ngột. Sự phân nhánh ống dẫn dầu khí và các thiết bị liên quan tạo thuận lợi cho sự xuất hiện các dao động riêng của từng đoạn ống đơn lẻ, mà dao động này rất gần với dao động cộng hưởng. Trong thực tế, tồn tại 2 loại xung động chính: xung động vi mô (biên độ nhỏ) cao tần và xung động vĩ mô (biên độ lớn) tần số thấp.

Xung động vi mô cao tần liên quan tới cấu trúc chuyển động của dòng dầu - khí, phụ thuộc vào vận tốc, tần số nút đi qua và các tính chất vật lý của dầu và khí. Khi lực căng bề mặt tại ranh giới dầu - khí giảm thì biên độ xung động áp suất giảm; mật độ của khí tăng lên cũng làm giảm biên độ xung động và ngược lại khi tỷ trọng của chất lỏng tăng lên thì biên độ dao động lại tăng. Độ nhớt của chất lỏng gần như không có ảnh hưởng tới biên độ xung động. Xung động vĩ mô tần số thấp xuất hiện khi có hiện tượng tích tụ chất lỏng trong ống dẫn và dòng khí đẩy chất lỏng này theo chu kỳ hoặc gây ra bởi các hiện tượng khác.



Hình 6. Biểu đồ áp suất ở đường ống vận chuyển sản phẩm RC1 → RP2

Ở Vietsovpetro, sau khi lên khỏi miệng giếng dầu ở dạng nhiều pha được vận chuyển từ giàn nhẹ đến giàn công nghệ trung tâm để tách khí, nước. Kết quả nghiên cứu thực tế trên hệ thống công nghệ cho thấy, khi đến giàn công nghệ, đi vào hệ thống bình tách thì các thông số làm việc của các thiết bị thu gom và xử lý dầu đều ở chế độ không ổn định. Hiện tượng này là do xuất hiện các xung động mạnh của áp suất và lưu lượng bên trong đường ống và rất khó điều chỉnh.

Các dao động của áp suất và lưu lượng theo thời gian ở biên độ rộng sẽ phá vỡ toàn bộ quy trình làm việc của hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu trong nội bộ mỏ. Trong nhiều trường hợp có thể xảy ra sự cố [5].

Như vậy, thách thức do xung động áp suất trong quá trình vận chuyển dầu - khí gồm:

- Áp suất và lưu lượng chất lỏng, khí dao động ở khoảng rất lớn (khó điều chỉnh);
- Tạo những nút dầu và nút khí lớn trong đường ống ngầm và đi vào hệ thống thu gom, tạo nên hiện tượng quá tải về lưu lượng (khí/chất lỏng) trong hệ thống thu gom và xử lý trên giàn. Nhiều trường hợp có thể phải ngừng vận hành hệ thống do sự cố;
- Tổn thất áp suất cục bộ cao trong đường ống, ảnh hưởng đến khả năng lưu thông đường ống dẫn dầu và áp suất đầu giếng tại các giàn BK (ảnh hưởng đến lưu lượng giếng);
- Phá vỡ các quy trình công nghệ trong hệ thống thu gom, vận chuyển dầu tại mỏ. Hiện tượng này có thể làm hao hụt dầu trong quá trình xử lý, thậm chí còn phá hỏng cả hệ thống đường ống dẫn dầu.

3. Kết luận

Dầu ở các mỏ Vietsovpetro đang khai thác và các mỏ kết nối là dầu có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Nhiệt độ sản phẩm và lưu lượng thấp trong khi vận chuyển gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin cao, gây nguy cơ tắc đường ống và dừng khai thác mỏ. Nhũ tương dầu - nước bền vững, tổn thất thủy lực vận chuyển nhũ dầu nước cao, xử lý tách nước khó. Đường ống dùng để vận chuyển dầu khí không bọc cách nhiệt, nhiều cấp đường kính, nhiều ống đứng và khúc cong, tổn thất thủy lực lớn. Lưu lượng dầu, khí trong đường ống cao cùng với đặc điểm riêng của hệ thống thu gom tạo ra những nút dầu và khí, tạo ra các xung động áp suất trong hệ thống thu gom, gây nguy cơ quá tải và nguy hiểm cho hệ thống đường ống cũng như hệ thống xử lý dầu trên các giàn khai thác.

Từ các khó khăn, thách thức trên, Vietsovpetro đã nghiên cứu, phát triển công nghệ xử lý vận chuyển dầu nhiều paraffin, phù hợp với điều kiện thực tế của các mỏ và khác biệt so với các công nghệ truyền thống. Công nghệ bao gồm tổ hợp các giải pháp như: gia nhiệt kết hợp với hóa chất, dùng condensate và khí hòa tan trong dầu để tăng độ linh động của chất lưu, công nghệ tách khí sơ bộ để giảm xung động lưu lượng và áp suất trong đường ống, vận chuyển dầu bão hòa khí, công nghệ sử dụng địa nhiệt của giếng dầu để nâng nhiệt độ dầu đáp ứng yêu cầu xử lý bằng hóa phẩm.

Đây là những nghiên cứu phát triển công nghệ có cơ sở khoa học và thực tiễn rất cao. Việc kết hợp và áp dụng các công nghệ này một cách linh hoạt tùy vào khu vực và thời kỳ khai thác mỏ đã, đang và sẽ mang lại hiệu quả cao, cho phép vận chuyển an toàn dầu thô nhiều paraffin bằng đường ống ngầm đi xa ở các mỏ ngoài khơi và giảm chi phí vận hành mỏ. Các giải pháp này đã được ứng dụng rộng rãi và thành công trong thực tiễn tại Vietsovpetro. Đây cũng là một kinh nghiệm quý cho các công ty dầu khí đang khai thác dầu ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Tổng Cảnh Sơn, Lê Đình Hòe. *Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở các mỏ dầu khí ngoài khơi của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 2: trang 43 - 52.
2. G.P.van Engelen, C.L.Kaul, B.Vos, H.P.Aranha. *Study of flow improvers for transportation of Bombay High crude oil through submarine pipelines*. Journal of Petroleum Technology. 1981; 33(12): p. 2539 - 2544.
3. Nguyen Thuc Khang, V.I.Boiko, Le Ba Tuan. *Study and selection of the realizable and suitable solution for protection the subsea pipeline systems from inside corrosion on oil filed "White Tiger" - JV "Vietsovpetro"*. Multiphase Flow. Application into Oil-Gas Industry, Chemical and Environmental Technology. April 19 - 22, 1999: p. 72 - 78.
4. Hà Văn Bích, V.P.Vugovskoi, Phùng Đình Thực, Tổng Cảnh Sơn, Lê Đình Hòe. *Công nghệ xử lý dầu các mỏ của XNLD để vận chuyển*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học 15 năm XNLD Vietsovpetro (1981 - 1996): trang 342 - 350.
5. Phùng Đình Thực, Tổng Cảnh Sơn. *Phương pháp phân tích hệ động lực học trong đường ống ngầm vận chuyển dầu nhiều paraffin tại mỏ Bạch Hổ*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học Công nghệ năm 2000 "Ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ 21". 2000; 2: trang 139 - 144.
6. Từ Thành Nghĩa, Trần Văn Vĩnh, Phạm Bá Hiên, Trần Văn Thường, Tổng Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng. *Vietsovpetro: Phát triển các giải pháp công nghệ trong xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam. 2015; 4: trang 28 - 31.

Difficulties and challenges met by Vietsovpetro while transporting paraffinic oil by offshore subsea pipelines

Tu Thanh Nghia¹, Pham Ba Hien¹, Pham Xuan Son¹
Tong Canh Son¹, Nguyen Hoai Vu¹, Ngo Thuong San²
Nguyen Van Minh², Nguyen Thuc Khang²

¹Vietsovpetro

²Vietnam Petroleum Association

Summary

Vietsovpetro has developed technologies for recovery, treatment and transportation of paraffinic crude oil which are suitable to the actual conditions of oil and gas fields operated by Vietsovpetro and different from previous technologies. This success was based on Vietsovpetro's comprehensive studies of the rheological properties of paraffinic crude oil produced by Vietsovpetro, and many systematical researches that summed up all of the difficulties and challenges while transporting paraffinic oil from Bach Ho and Rong fields by offshore undersea pipelines. Based on that, the technologies for recovery, treatment and transportation of paraffinic crude oil have been established and developed in Vietsovpetro.

Key words: Transportation of paraffinic crude oil, paraffin deposition, pour point temperature.

ĐẶC TRƯNG TẦNG CHỨA ĐÁ CARBONATE MESOZOIC Ở CỤM CẤU TẠO HÀM RỒNG, LÔ 106 THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

ThS. Lê Trung Tâm¹, TS. Phạm Văn Tuấn², ThS. Ngô Văn Hưng³

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Đại học Mở - Địa chất

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: tamlt@pvep.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu một số kết quả nghiên cứu về đặc trưng tầng chứa đá carbonate Mesozoic tại cấu tạo Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam và Hàm Rồng Đông (thuộc Lô 106, thềm lục địa Việt Nam) trên cơ sở tổng hợp phân tích tài liệu địa chấn và tài liệu giếng khoan. Với việc áp dụng các phương pháp nghiên cứu (gồm: phân tích lát mỏng thạch học, phân tích nhiễu xạ tia X, phân tích hiển vi điện tử quét, phân tích địa vật lý giếng khoan, phân tích thuộc tính địa chấn, ứng dụng mạng nơ-ron nhân tạo (Artificial neural networks - ANN) xây dựng mô hình độ rỗng tầng chứa...), nhóm tác giả đã phân tích môi trường thành tạo, phân loại đá carbonate Mesozoic, các quá trình biến đổi thứ sinh ảnh hưởng tới chất lượng tầng chứa và mô hình độ rỗng tầng chứa của khu vực nghiên cứu.

Từ khóa: Tầng chứa đá carbonate Mesozoic, hóa đá Fusuline, biến đổi thứ sinh, độ rỗng.

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu gồm cấu tạo Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam và Hàm Rồng Đông thuộc Lô 106, thềm lục địa Việt Nam (Hình 1). Trong năm 2008 và 2009, nhà thầu Petronas đã khoan 2 giếng thăm dò và thăm lượng trên cấu tạo Hàm Rồng (106-HR-1X và 106-HR-2X). Kết quả thử vỉa đối tượng carbonate Mesozoic đều cho dòng dầu công nghiệp với lưu lượng lên tới 6.000 thùng/ngày. Công tác tìm kiếm thăm dò cho đối tượng carbonate sau đó đã được triển khai tích cực. Trong năm 2013 và 2014, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã khoan 2 giếng thăm dò trên các cấu tạo Hàm Rồng Nam (106-HRN-1X) và Hàm Rồng Đông (106-HRD-1X). Kết quả thử vỉa đều có phát hiện dầu khí trong đối tượng carbonate Mesozoic. Từ các kết quả khoan thăm dò, công tác nghiên cứu chuyên sâu về đặc điểm địa chất, đặc điểm vật lý thạch học, đặc trưng tầng chứa cho đối tượng đá chứa carbonate Mesozoic ở khu vực này đã thu hút được sự quan tâm, nghiên cứu của các nhà khoa học trong và ngoài nước.

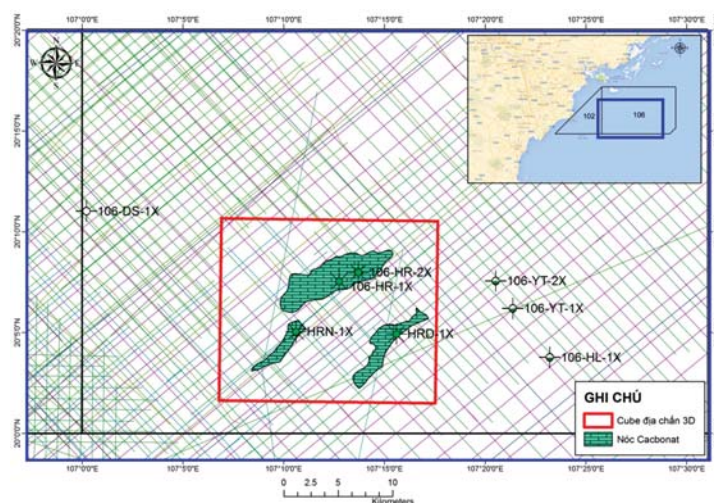
2. Tuổi và môi trường thành tạo

Hiện nay, có nhiều phương pháp để xác định tuổi của đá, trong đó các phương pháp định tuổi bằng đồng vị phóng xạ được xem là có độ chính xác cao nhất, có thể xác định được tuổi tuyệt đối của đá. Do các phương pháp xác định tuổi tuyệt đối chưa được áp dụng đối với khu vực nghiên

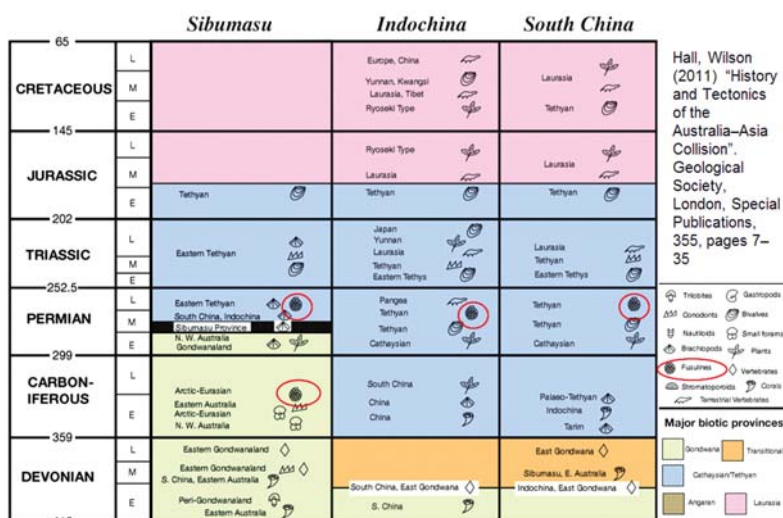
cứu nên tuổi của thành tạo carbonate được xác định tương đối dựa vào các hóa thạch quan sát được tại các mẫu thạch học lát mỏng.

Robin và Torsvik [3] đã nghiên cứu lịch sử tiến hóa địa chất khu vực Đông Nam Á và xác định khu vực phía Bắc bể Sông Hồng bao gồm diện tích Lô 106 vào thời kỳ Mesozoic là một phần của 3 vi mảng Sibumasu, Indochina và South China. Nghiên cứu của Hall và Wilson [2] đã đưa ra bảng tổng hợp các hóa đá đặc trưng cho từng thời kỳ cho 3 vi mảng trên thuộc khu vực Đông Nam Á. Theo kết quả nghiên cứu này sinh vật Fusuline thuộc họ trùng lỗ Foraminifera là loài đặc trưng chỉ xuất hiện trong thời kỳ từ Carboniferous đến Permian đối với các vi mảng Sibumasu, Indochina và South China (Hình 2).

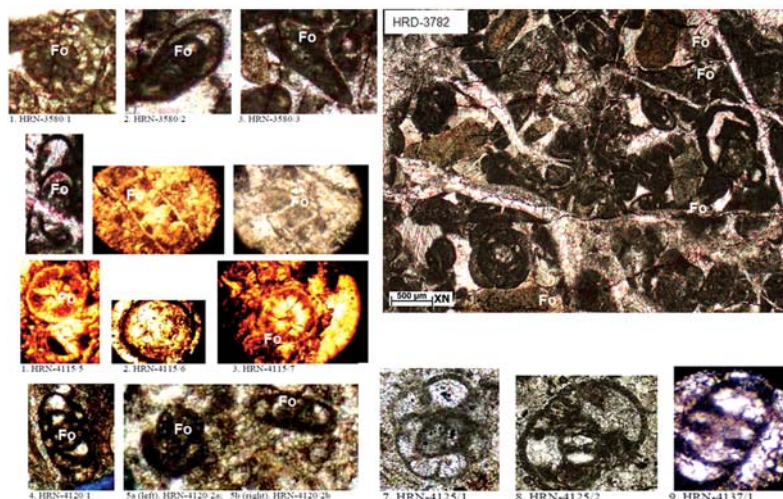
Trên các mẫu sườn từ các giếng khoan 106-HRN-1X và 106-HRD-1X quan sát thấy rất nhiều hóa đá Fusuline đặc trưng,



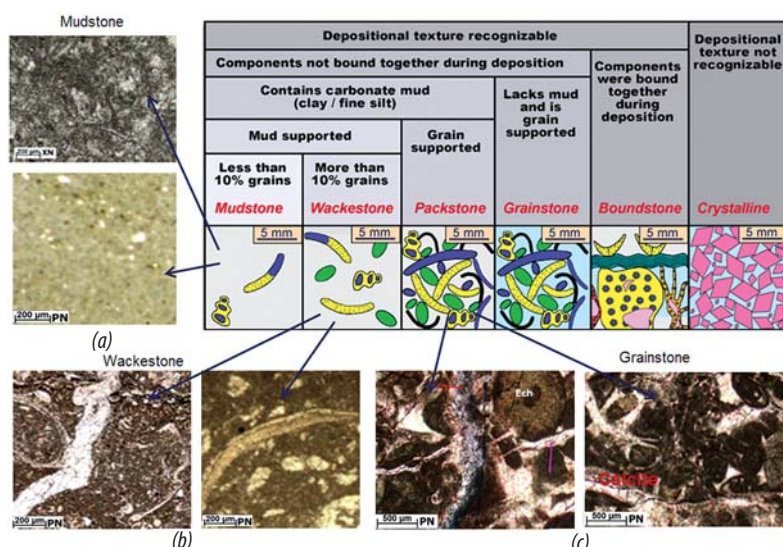
Hình 1. Vị trí địa lý khu vực nghiên cứu



Hình 2. Bảng các hóa đá đặc trưng cho từng thời kỳ: Hóa đá Fusuline thuộc họ trùng lỗ (Foraminifera) đặc trưng cho thời kỳ Carboniferous - Permian [2]



Hình 3. Hóa đá Fusuline trong mẫu thạch học lát mỏng: giếng 106-HRN-1X (độ sâu 3.580m, 3.618m, 4.115m, 4.120m, 4.125m), giếng 106-HR-2X (độ sâu 3.782m)



Hình 4. Phân loại đá carbonate theo thành phần và kiến trúc: (a) đá vôi dạng bùn (mudstone) tại giếng khoan 106-HR-2X (3.508m), 106-HRN-1X (3.618m); (b) đá vôi dạng bùn (wackestone) tại giếng khoan 106-HRN-1X (3.480m), 106-HRD-1X (3.815m); (c) đá vôi nén (packstone) tại giếng khoan 106-HRD-1X (3.580m, 3.821m).

cho phép xác định đá carbonate tại khu vực nghiên cứu có tuổi trong giai đoạn từ Carboniferous đến Permian. Hình 3 mô tả một số mẫu chứa hóa đá Fusuline làm cơ sở để xác định tuổi.

Thành phần thạch học của các mẫu chủ yếu là bùn có kiến trúc ẩn tinh. Một số mẫu xác định các mảnh vụn sinh vật ngoại lai. Đá carbonate tại hầu hết các giếng khoan đều xác định có cấu tạo dạng khối với chiều dày phân lớp lớn. Các đặc điểm trên cho phép xác định đá carbonate khu vực này có nguồn gốc sinh hóa, được thành tạo trong môi trường có mức năng lượng từ thấp đến trung bình, ít bị ảnh hưởng bởi thủy triều và sóng cơ sở.

3. Phân loại đá

Áp dụng phân loại của Dunham [4], đá carbonate khu vực nghiên cứu chủ yếu là đá vôi dạng bùn và một số ít là đá vôi nén (Hình 4) với đặc trưng như sau:

- Đá vôi dạng bùn (Mudstone đến Wackestone)

Đá vôi dạng bùn xuất hiện ở hầu hết các mẫu quan sát được, đặc trưng bởi thành phần chính là bùn vôi từ 90 - 100%, kiến trúc ẩn tinh chiếm tỷ lệ lớn trong đá, thành phần hạt thấp chỉ dưới 10%. Với đặc trưng trên có thể thấy độ rỗng giữa hạt sẽ không cao, tuy nhiên đá dễ bị biến đổi thứ sinh và có thể hình thành độ rỗng thứ sinh thông qua các quá trình biến đổi. Tham gia vào thành phần tạo đá còn có các vật liệu tha sinh ngoại lai từ nơi khác đến và các trầm tích hạt vụn mà điển hình là thạch anh hạt mịn nằm trên xương đá bùn vôi.

- Đá vôi nén (Packstone)

Đá vôi nén có thành phần hạt chiếm tỷ lệ 80% chỉ gặp tại 2 mẫu trên tổng số 380 mẫu phân tích ở các chiều sâu 3.580m và 3.821m tại giếng khoan 106-HRN-1X. Tại các mẫu quan sát được một lượng lớn hạt và các thành phần thứ sinh có nguồn gốc từ nơi khác vận chuyển đến gồm: trùng lỗ, tảo và mảnh vụn sinh học.

4. Các quá trình biến đổi thứ sinh và ảnh hưởng đến chất lượng tầng chứa

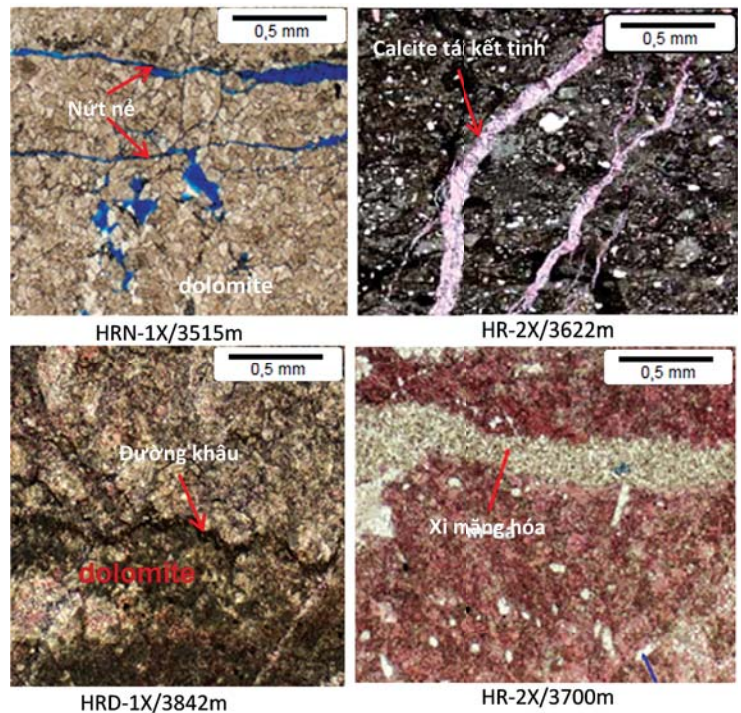
Trên các mẫu thạch học lát mỏng, 4 quá trình biến đổi thứ sinh xác định được gồm: quá trình xi măng hóa, dolomite hóa, quá trình hòa tan và quá trình hình thành nứt nẻ. Các quá trình biến đổi thứ sinh trên được thể hiện trên Hình 5 và được tóm lược theo trình tự sau:

- Đầu tiên, micrite hóa các mảnh vụn sinh vật và sự lấp đầy của calcite vi tinh vào trong các hốc của mảnh vụn sinh vật;
- Quá trình xi măng hóa các lỗ rỗng nguyên sinh;
- Quá trình dolomite hóa xảy ra hình thành độ rỗng thứ sinh;
- Hòa tan sớm của khung xương sinh vật, tiếp theo là quá trình lấp đầy các calcite vi tinh, kết tinh vào các khe nứt;
- Calcite tái kết tinh vào các lỗ rỗng, khe nứt làm cho độ rỗng trong đá bị giảm đi;
- Nứt nẻ và các đường khâu quan sát được trong các mẫu thạch học lát mỏng được thành tạo do liên quan đến các quá trình hoạt động kiến tạo khu vực.

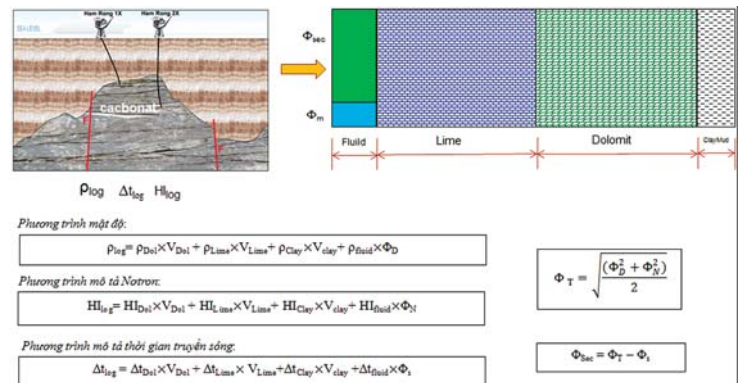
Nhìn chung, đá carbonate khu vực nghiên cứu đã trải qua các quá trình biến đổi thứ sinh mạnh. Trong đó, quá trình hòa tan, dolomite hóa và hình thành nứt nẻ, đường khâu có tác dụng tích cực tới việc làm tăng tổng độ rỗng hiệu dụng trong đá chứa. Quá trình xi măng hóa bao gồm các mảnh vụn và calcite vi tinh lấp đầy vào các khe nứt và trong các lỗ hổng xương đá của trùng lỗ, làm giảm đáng kể độ rỗng của đá chứa. Xi măng carbonate chủ yếu là calcite vi tinh (micrite calcite) và đôi chỗ là calcite kết tinh (sparite calcite).

Độ rỗng thứ sinh là thông số quan trọng nhất để đánh giá ảnh hưởng của các quá trình biến đổi thứ sinh đến chất lượng của đá chứa carbonate nói riêng và móng nứt nẻ nói chung. Để xác định giá trị này, mô hình 3 khoáng vật và 2 độ rỗng trong đá chứa carbonate khu vực nghiên cứu được áp dụng (Hình 6).

Kết quả phân tích đã xác định được độ rỗng giữa hạt (Phi Matrix) và độ rỗng thứ sinh (Phi



Hình 5. Các quá trình biến đổi thứ sinh đá carbonate: dolomite hóa, hòa tan, xi măng hóa và quá trình hình thành các nứt nẻ, đường khâu



Hình 6. Mô hình 3 khoáng vật và 2 độ rỗng phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan

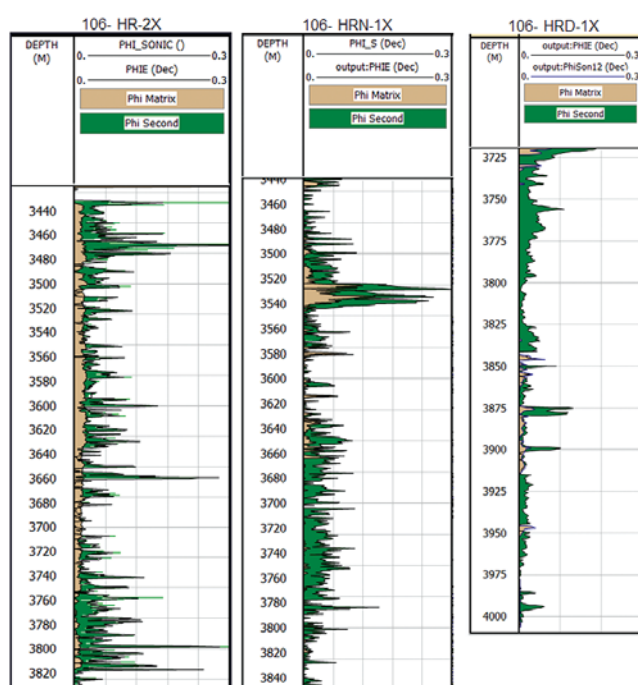
Secondary) cho toàn bộ lát cắt carbonate tại giếng khoan 106-HR-2X, 106-HRN-1X và 106-HRD-1X (Hình 7). Kết quả cho thấy độ rỗng giữa hạt trung bình dao động trong khoảng từ 1 - 3%, độ rỗng thứ sinh trung bình từ 2 - 8%, có những khoảng lên tới 20%. Điều đó cho phép đánh giá độ rỗng được hình thành từ các quá trình biến đổi thứ sinh có vai trò quan trọng đến chất lượng tầng chứa đá carbonate ở khu vực nghiên cứu.

5. Mô hình độ rỗng tầng chứa

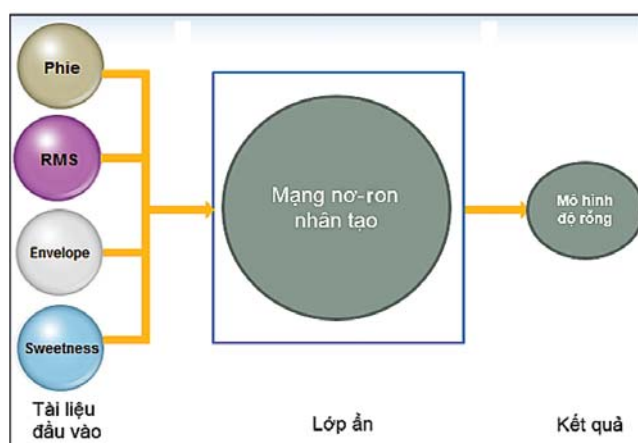
Mô hình tầng chứa đá carbonate khu vực này được xây dựng trên cơ sở ứng dụng ANN với đầu vào là kết quả phân tích 3 thuộc tính địa chấn RMS, Envelope và Sweetness cùng với đường cong tổng độ rỗng hiệu dụng phân tích từ các giếng khoan. Tài liệu đầu vào được huấn luyện thông qua lớp ẩn dựa trên các thuật toán của ANN sẽ cho kết quả là mô hình độ rỗng

tầng chứa, quá trình luyện mạng được mô phỏng như Hình 8.

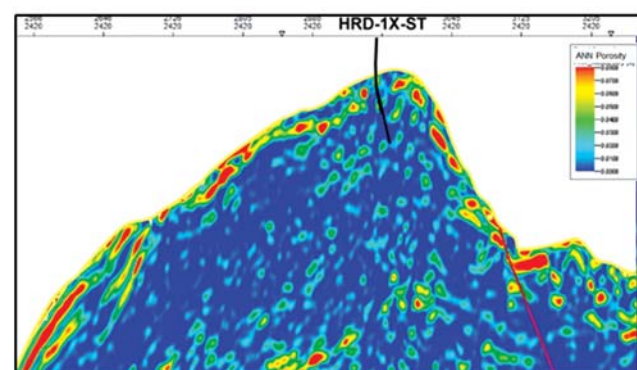
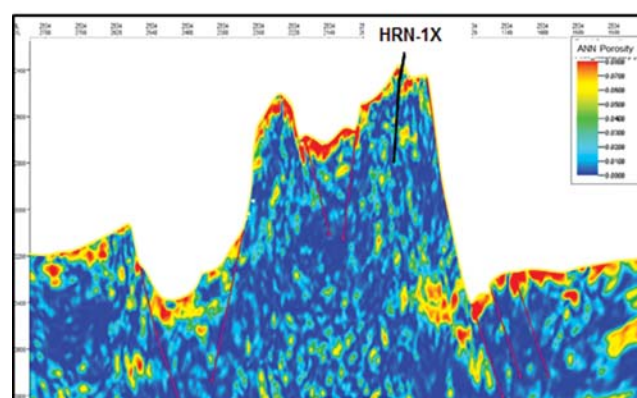
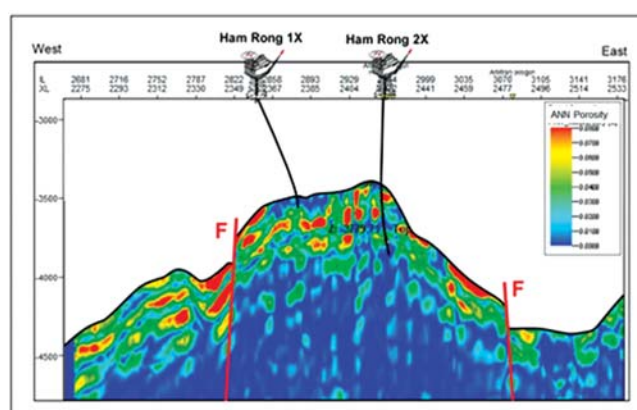
Mô hình tầng chứa được xây dựng mang những đặc điểm hình thái từ kết quả phân tích thuộc tính địa chấn, đồng thời có xu hướng theo sự phân bố độ rỗng của giếng khoan. Mô hình độ rỗng này có khả năng thể hiện rõ định lượng và sự phân bố của độ rỗng cho toàn bộ tầng chứa theo cả diện và chiều sâu. Sự phân bố này được thể hiện thông qua biểu diễn kết quả theo mặt cắt qua các giếng khoan và theo bản đồ cấu trúc nóc tầng carbonate (Hình 9 và 10). Theo mô hình, tổng độ rỗng hiệu dụng trung bình tại các cấu tạo Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam và Hàm Rồng Đông dao động từ 1 - 8%, trung bình 4,5%. Kết quả này



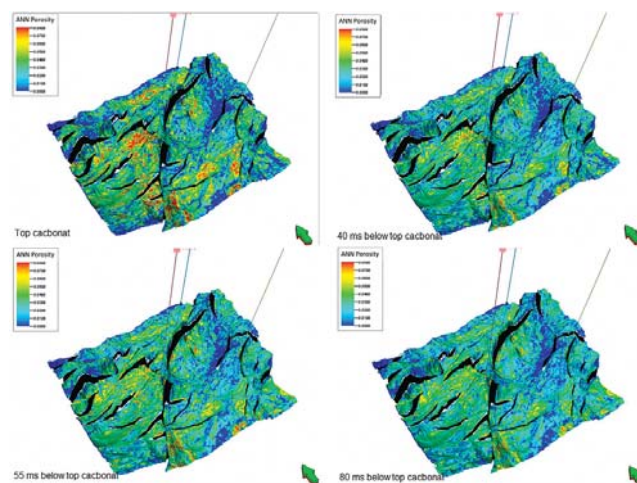
Hình 7. Kết quả phân tích độ rỗng giữa hạt và độ rỗng thứ sinh (độ rỗng thứ sinh được phổ màu xanh lá cây chiếm phần lớn tổng độ rỗng hiệu dụng trong cả 3 giếng khoan 106-HR-2X, 106-HRN-1X và 106-HRD-1X)



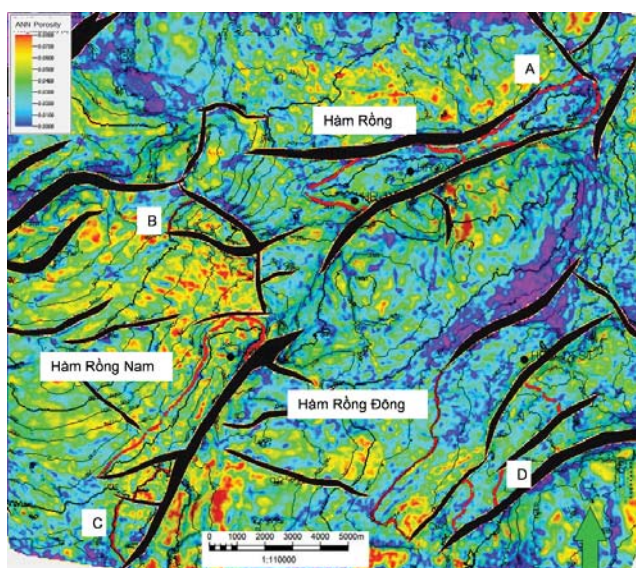
Hình 8. Ứng dụng ANN xây dựng mô hình độ rỗng tầng chứa



Hình 9. Mặt cắt mô hình độ rỗng ANN qua các cấu tạo



Hình 10. Mô hình độ rỗng tầng chứa carbonate Mesozoic cụm cấu tạo Hàm Rồng



Hình 11. Mô hình độ rỗng trên bản đồ cấu trúc nóc carbonate

phù hợp với kết quả các giếng khoan, cho thấy ứng dụng ANN xây dựng mô hình độ rỗng tầng chứa khu vực nghiên cứu có độ tin cậy cao. Sử dụng các kết quả mô hình tầng chứa cho phép đánh giá định lượng đặc tính chứa của các cấu tạo trong khu vực nghiên cứu.

6. Tiềm năng chứa các cấu tạo

Tại khu vực nghiên cứu, có 3 cấu tạo đã có giếng khoan thăm dò là: Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam, Hàm Rồng Đông và có 4 cấu tạo triển vọng khác chưa có giếng khoan được đặt tên A, B, C, D, được thể hiện trên bản đồ cấu trúc nóc tầng móng carbonate (Hình 11). Kết quả xây dựng mô hình tầng chứa cho phép đánh giá chi tiết tiềm năng chứa các cấu tạo như dưới đây.

6.1. Cấu tạo Hàm Rồng

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 8%, trung bình 5%. Khu vực phía đỉnh của cấu tạo có độ rỗng thấp hơn (khoảng 1 - 3%), khu vực cánh phía Tây có độ rỗng tốt hơn (độ rỗng 2 - 6%). Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 155,5 triệu m^3 .

6.2. Cấu tạo Hàm Rồng Nam

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 2 - 8%, trung bình 6,5% và phân bố đều trên toàn cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 200,2 triệu m^3 .

6.3. Cấu tạo Hàm Rồng Đông

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 4%, trung bình 2,5%. Các đới có độ rỗng tốt chỉ tập trung ở phần đỉnh của cấu tạo, hai bên cánh có độ rỗng kém. Thể tích

tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 86,5 triệu m^3 .

6.4. Cấu tạo A

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 8%, trung bình 5,5%. Các đới có độ rỗng tốt nhất tập trung ở cánh Tây Bắc của cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 122,7 triệu m^3 .

6.5. Cấu tạo B

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 6%, trung bình 4,5%. Các đới có độ rỗng tốt nhất tập trung ở cánh Tây Bắc của cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 122,7 triệu m^3 .

6.6. Cấu tạo C

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 6%, trung bình 4,5%. Các đới có độ rỗng tốt nhất tập trung chủ yếu ở phần đỉnh của cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 45,5 triệu m^3 .

6.7. Cấu tạo D

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 4,5%, trung bình 3%. Các đới có độ rỗng tốt nhất tập trung chủ yếu ở phần đỉnh của cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 86,5 triệu m^3 .

Các cấu tạo được đánh giá và xếp hạng triển vọng về tiềm năng chứa trên cơ sở kết quả đánh giá chi tiết ở trên. Theo đó, cấu tạo Hàm Rồng Nam được đánh giá triển vọng nhất, tiếp theo là các cấu tạo A, Hàm Rồng, B, C, D, Hàm Rồng Đông.

7. Kết luận

Tầng chứa carbonate tuổi Mesozoic ở cụm cấu tạo Hàm Rồng Lô 106, ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam là đối tượng chứa dầu khí quan trọng. Việc phát hiện dầu khí trong đá chứa carbonate đã làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò dầu khí ở khu vực nghiên cứu. Trên cơ sở các kết quả phân tích, nhóm tác giả rút ra một số kết luận sau:

- Đá chứa carbonate khu vực nghiên cứu có tuổi từ Carboniferous đến Permian, nguồn gốc sinh hóa, chủ yếu là đá vôi dạng bùn kiến trúc ẩn tinh, được thành tạo trong môi trường năng lượng thấp đến trung bình.
- Đá đã trải qua quá trình biến đổi thứ sinh mạnh mẽ trong đó quá trình hòa tan, dolomite hóa và hình thành nứt nẻ, đường khâu có tác dụng tích cực tới việc làm tăng

tổng độ rỗng hiệu dụng trong đá chứa. Độ rỗng hình thành từ các quá trình biến đổi thứ sinh đóng vai trò quan trọng nhất đến chất lượng tầng chứa.

- Ứng dụng ANN xây dựng mô hình tầng chứa với đầu vào là 3 thuộc tính địa chấn RMS, Envelope, Sweetness cùng kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan phù hợp với đá carbonate Mesozoic cụm mỏ Hàm Rồng. Mô hình cho phép đánh giá định lượng tiềm năng chứa các cấu tạo.

- Kết quả xây dựng mô hình độ rỗng tầng chứa cho phép đánh giá: Cấu tạo Hàm Rồng Nam có độ rỗng cao nhất trong khu vực nghiên cứu, trung bình 6,5%, phân bố đều trên diện tích và tới điểm tràn cấu tạo. Cấu tạo Hàm Rồng có độ rỗng tốt tập trung ở khu vực cánh phía Tây, khu vực đỉnh có độ rỗng thấp. Cấu tạo Hàm Rồng Đông có độ rỗng thấp nhất, trung bình 2,5%, các đới có độ rỗng tốt tập trung chủ yếu ở khu vực đỉnh cấu tạo. Trong 4 cấu tạo triển vọng còn lại chưa có giếng khoan, cấu tạo A được đánh giá có triển vọng nhất với độ rỗng hiệu dụng trung bình 5,5%, các đới có độ rỗng tốt tập trung chủ yếu ở sườn Tây Bắc của cấu tạo.

Tài liệu tham khảo

1. Mark Rich. *Petrographic classification and method of description of carbonate rocks of the Bird Spring Group in southern Nevada*. Journal of Sedimentary Research. 1964; 34(2): p. 50 - 55.
2. R.Hall, M.A.Cottam, M.E.J.Wilson. *The SE Asian Gateway: History and tectonics of the Australia - Asia collision*. Geological Society of London. 2011.
3. L.Robin M.Cocks, Trond H.Torsvik. *The dynamic evolution of the Palaeozoic geography of eastern Asia*. Earth-Science Reviews. 2013; 117: p. 40 - 79.
4. Robert J.Dunham. *Classification of carbonate rocks according to depositional texture*. In "Classification of carbonate rocks, a symposium". American Association of Petroleum Geologists. 1962: p. 108 - 121.
5. Lê Trung Tâm, Cù Minh Hoàng, Phạm Văn Tuấn. *Đặc điểm thạch học trầm tích thành tạo carbonate trước Kainozoi mỏ Hàm Rồng, Đông Bắc bể Sông Hồng*. Tạp chí Dầu khí. 2014; 5, trang 23 - 30.

Characteristics of Mesozoic carbonate reservoir in Ham Rong field, Block 106 in Vietnam's continental shelf

Le Trung Tam¹, Pham Van Tuan², Ngo Van Hung³

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

²University of Mining and Geology

³Vietnam Oil and Gas Group

Summary

This paper presents the research results on the characteristics of Mesozoic carbonate reservoir in Ham Rong, Ham Rong Nam and Ham Rong Dong area (Block 106 in the continental shelf of Vietnam) on the basis of integrated analysis of seismic and well logging data. By applying various research methods such as petrographic thin section analysis, XRD analysis, scanning electron microscopy (SEM), logging, seismic attributes, and application of artificial neural network (ANN) for building porosity model, the authors have conducted depositional environment analysis, rock classification of Mesozoic carbonate, and analysis of secondary diagenesis processes that affect the stratigraphic quality and porosity model of the studied area.

Key words: Mesozoic carbonate reservoir, Fusuline fossil, secondary diagenesis, porosity.

GIẢI PHÁP KHAI THÁC DẦU KHÍ CHO CÁC MỎ NHỎ, CẬN BIÊN

**KS. Nguyễn Vũ Trường Sơn¹, TS. Từ Thành Nghĩa², KS. Cao Tùng Sơn²
KS. Phạm Xuân Sơn², ThS. Lê Thị Kim Thoa², KS. Lê Việt Dũng²
KS. Nguyễn Hoài Vũ², TS. Ngô Hữu Hải³, TS. Nguyễn Thúc Kháng⁴
KS. Nguyễn Quang Vinh⁴**

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

³Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

⁴Hội Dầu khí Việt Nam

Email: vunuh.pt@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Khai thác dầu từ các mỏ nhỏ, cận biên nằm rải rác và do các nhà thầu khác nhau quản lý là một thách thức lớn. Trên cơ sở phân tích các bài học kinh nghiệm kết nối các mỏ/khu vực có trữ lượng nhỏ, cận biên do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" quản lý, nhóm tác giả đề xuất giải pháp xây dựng kết nối và vận hành các mỏ nhỏ, cận biên để có thể đưa vào khai thác nhanh với chi phí hợp lý trên cơ sở tận dụng tối đa cơ sở vật chất kỹ thuật hiện có.

Từ khóa: Khai thác dầu, mỏ cận biên, kết nối mỏ.

1. Mở đầu

Từ khi dòng dầu đầu tiên được khai thác vào năm 1986 đến nay, các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại bể Cửu Long liên tục được triển khai mạnh mẽ. Tuy nhiên, vẫn còn nhiều cấu tạo tiềm năng chưa được phát triển, trong đó phần lớn là các cấu tạo nhỏ, cận biên, nên cần phải có chiến lược và phương án phát triển phù hợp nhằm mang lại hiệu quả kinh tế, nhất là khi giá dầu vẫn đang dao động ở mức thấp.

Hiện tại bể Cửu Long còn nhiều cấu tạo với trữ lượng thu hồi tiềm năng tổng cộng khoảng từ 120 - 250 triệu m³ dầu. Việc phát triển khai thác các mỏ này tiềm ẩn nhiều rủi ro, trong đó rủi ro lớn nhất là trữ lượng thu hồi thấp (trung bình từ 1,2 - 2,5 triệu m³/1 cấu tạo). Bên cạnh đó, các phát hiện và khu vực tiềm năng đang và sẽ thăm dò lại phân bố rải rác và do các nhà thầu khác nhau quản lý nên nếu đưa vào phát triển độc lập sẽ gặp nhiều khó khăn.

Tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam, một số mỏ dầu khí (Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen...) có cơ sở hạ tầng quy mô lớn (gồm hệ thống thu gom - xử lý dầu khí, hệ thống bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, hệ thống giàn nén khí...). Hiện nay, sản lượng khai thác tại một số mỏ chủ đạo đã đi qua điểm đỉnh và ngày càng sụt giảm, do đó cần tận dụng công suất dư thừa của cơ sở hạ tầng này cũng như kinh nghiệm quản lý - vận hành mỏ.

Trên cơ sở phân tích các bài học kinh nghiệm kết nối các mỏ/khu vực có trữ lượng nhỏ, cận biên do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" quản lý, nhóm tác giả đề xuất giải pháp xây dựng kết nối và vận hành các mỏ

nhỏ, cận biên để có thể đưa vào khai thác nhanh với chi phí hợp lý trên cơ sở tận dụng tối đa cơ sở vật chất kỹ thuật hiện có.

2. Các công trình điển hình đã triển khai thành công giải pháp kết nối mỏ nhỏ, cận biên

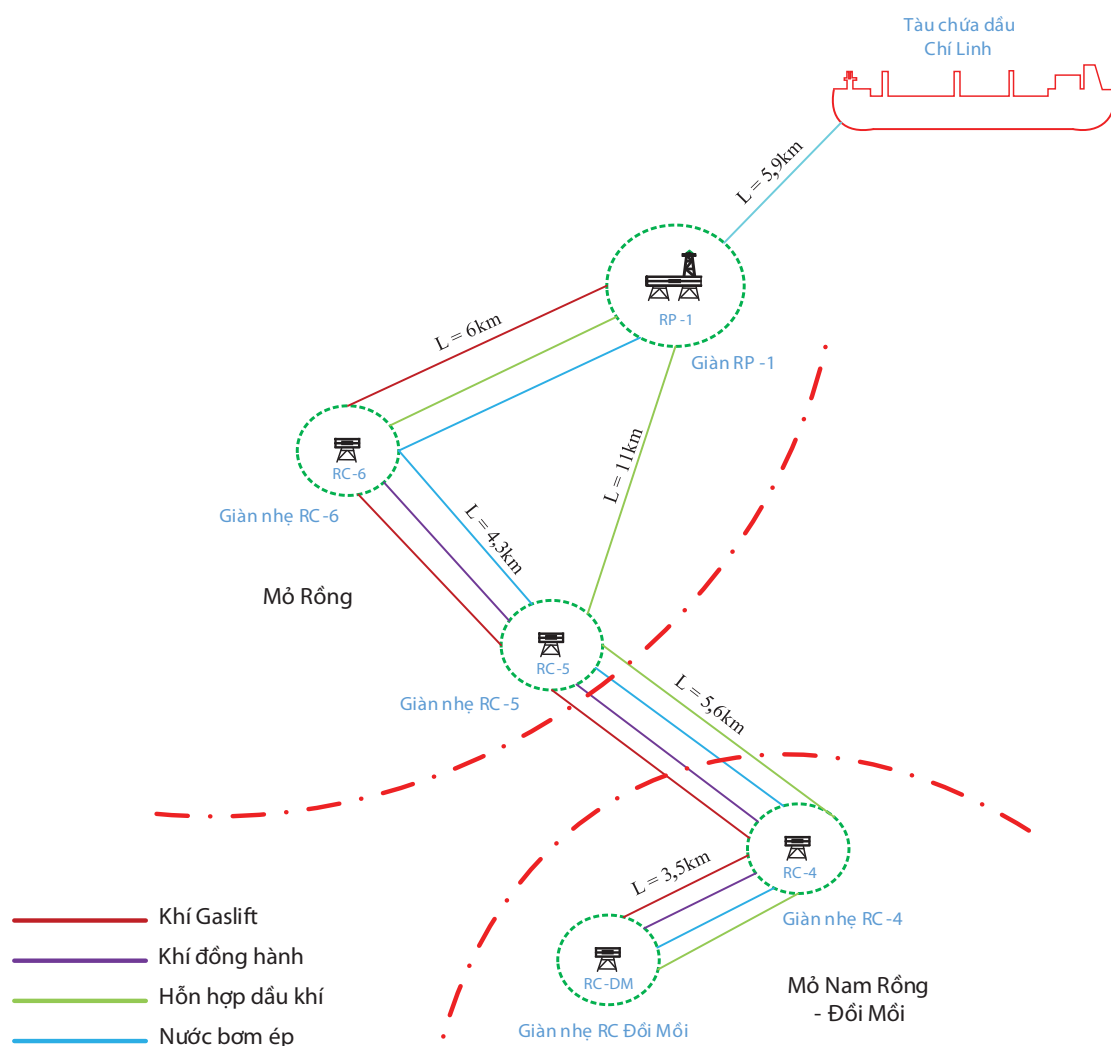
Giải pháp kết nối mỏ nhỏ, cận biên đã được ứng dụng trong việc phát triển và kết nối các mỏ nhỏ lân cận mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng như Nam Rồng - Đồi Mồi, Cá Ngừ Vàng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng...

Sau gần 35 năm xây dựng và phát triển, Vietsovpetro đã xây dựng trên 40 công trình biển tại 2 mỏ Bạch Hổ và Rồng. Trong đó, có các công trình chủ yếu như: 13 giàn khoan - khai thác cố định, 24 giàn đầu giếng, 3 giàn công nghệ trung tâm, 3 giàn nén khí, 2 giàn và 2 trạm duy trì áp suất vỉa, 3 trạm rót dầu không bến... Các công trình này được kết nối bằng một hệ thống đường ống ngầm nội mỏ liên mỏ dài trên 750km [1].

Đồng thời, Vietsovpetro cũng xây dựng được cơ sở hạ tầng kỹ thuật dịch vụ hiện đại trên bờ gồm: bến cảng và khu vực thi công lắp ráp hơn 210.000m², nhà xưởng 20.000m², văn phòng 5.000m²... Sản lượng khai thác dầu thô cao nhất của Vietsovpetro là 13,5 triệu tấn/năm (năm 2002). Hiện nay, sản lượng dầu khai thác giảm chỉ còn trên 5 triệu tấn/năm.

2.1. Xử lý, vận chuyển dầu và khí mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi về giàn RP-1 mỏ Rồng

Cấu tạo Nam Rồng - Đồi Mồi nằm trên diện tích hai lô có giấy phép hoạt động dầu khí riêng biệt trong bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam: mỏ Nam Rồng thuộc Lô 09-1



Hình 1. Sơ đồ kết nối mỏ Nam Rông - Đổi Mới về mỏ Rông [3]

do Vietsovpetro điều hành, phát hiện năm 2005; mỏ Đổi Mới thuộc Lô 09-3 do Công ty Việt - Nga - Nhật (VRJ) điều hành, phát hiện năm 2006.

Với vị trí địa lý nằm sát kề mỏ Bạch Hổ và Rông thuộc Lô 09-1 của Vietsovpetro nên mỏ Nam Rông - Đổi Mới ra đời từ chủ trương hợp nhất hai mỏ lại với nhau. Đây là mỏ dầu hợp nhất có cấu tạo phức tạp và việc thiết kế khai thác phải có một hoạch định kinh tế - kỹ thuật riêng biệt mới có thể nâng cao hiệu quả phát triển mỏ. Nhận thấy việc hợp nhất mỏ để tận dụng tối đa nguồn lực, kinh nghiệm, hệ thống thu gom vận chuyển và xuất dầu, đảm bảo an toàn và hiệu quả khai thác sớm mỏ Nam Rông - Đổi Mới, nhằm giảm thiểu chi phí về đầu tư, hình thành mô hình hợp nhất, phát triển và điều hành chung là cần thiết, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chỉ đạo kết nối mỏ Nam Rông - Đổi Mới vào hệ thống khai thác liên hoàn trên mỏ Bạch Hổ và Rông thuộc Lô 09-1 [2].

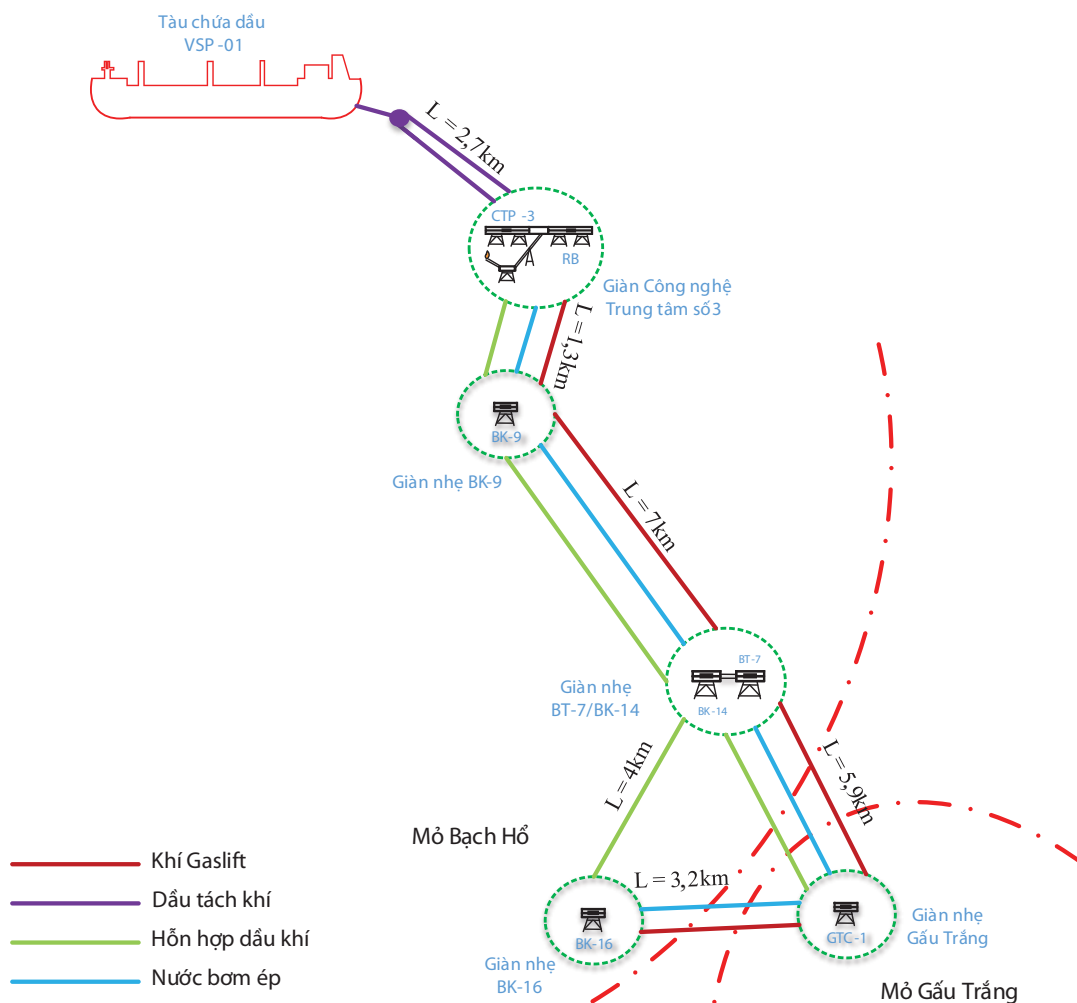
Kết nối giữa mỏ Rông và mỏ Nam Rông - Đổi Mới gồm hệ thống đường ống dẫn sản phẩm, khí gaslift, nước bơm

ép. Sản phẩm của mỏ Nam Rông - Đổi Mới được xử lý, vận chuyển như sau:

- Dầu RC-DM, RC-4 có nhiệt độ miệng giếng thấp (40 - 50°C) được xử lý bằng phương pháp bơm hóa phẩm xuống giếng (ở độ sâu 2.000 - 2.500m);
- Dầu khai thác được xử lý tách khí trong bình tách khí sơ bộ (V-400) trên RC-4, RC-DM, sau đó được vận chuyển ở dạng bão hòa khí về giàn RP-1 theo tuyến đường ống ngầm dài 20km từ RC-DM → RC-4 → RC-5 → RP-1 (Hình 1). Quá trình vận chuyển bằng đường ống từ năm 2009 đến nay được thực hiện liên tục và an toàn, đảm bảo khai thác dầu liên tục cho mỏ Nam Rông - Đổi Mới.

2.2. Xử lý, vận chuyển dầu và khí mỏ Gấu Trắng bằng đường ống đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ

Gấu Trắng là cấu tạo địa chất hoàn toàn độc lập với các mỏ đã phát hiện tại Lô 09-1, nằm ở phía Đông Nam mỏ Bạch Hổ và Đông Bắc mỏ Rông. Dầu của mỏ Gấu Trắng được xử lý - vận chuyển như sau:



Hình 2. Sơ đồ kết nối mỏ Gấu Trắng về mỏ Bạch Hổ [1]

- Dầu mỏ Gấu Trắng có nhiệt độ miệng giếng thấp (35 - 50°C), được xử lý hóa phẩm bằng cách bơm hóa phẩm xuống giếng qua đường ống xung lượng, ở độ sâu 2.000 - 2.500m;

- Dầu sau khi xử lý có nhiệt độ đồng đặc khoảng 25°C được vận chuyển đến BK-14, được tách khí sơ bộ trong bình V-400 và vận chuyển cùng dầu BK-14 & BK-7 đến CPP-3 theo đường ống: GTC-1 → BK-14/BT-7 → BK-9 → CPP-3 (đường ống dài 14km) (Hình 2).

2.3. Xử lý, vận chuyển sản phẩm mỏ Thỏ Trắng bằng đường ống đến MSP-6 mỏ Bạch Hổ

Cấu tạo Thỏ Trắng nằm trong Lô 09-1, phía Tây Bắc mỏ Bạch Hổ. Sản phẩm khai thác từ mỏ Gấu Trắng được xử lý - vận chuyển như Hình 3:

- Dầu khai thác ở mỏ Thỏ Trắng (ThTC-1) được xử lý hóa phẩm bằng cách bơm xuống giếng ở độ sâu 2.000 - 2.500m qua đường ống xung lượng, sau đó được tách khí sơ bộ nhờ bình tách.

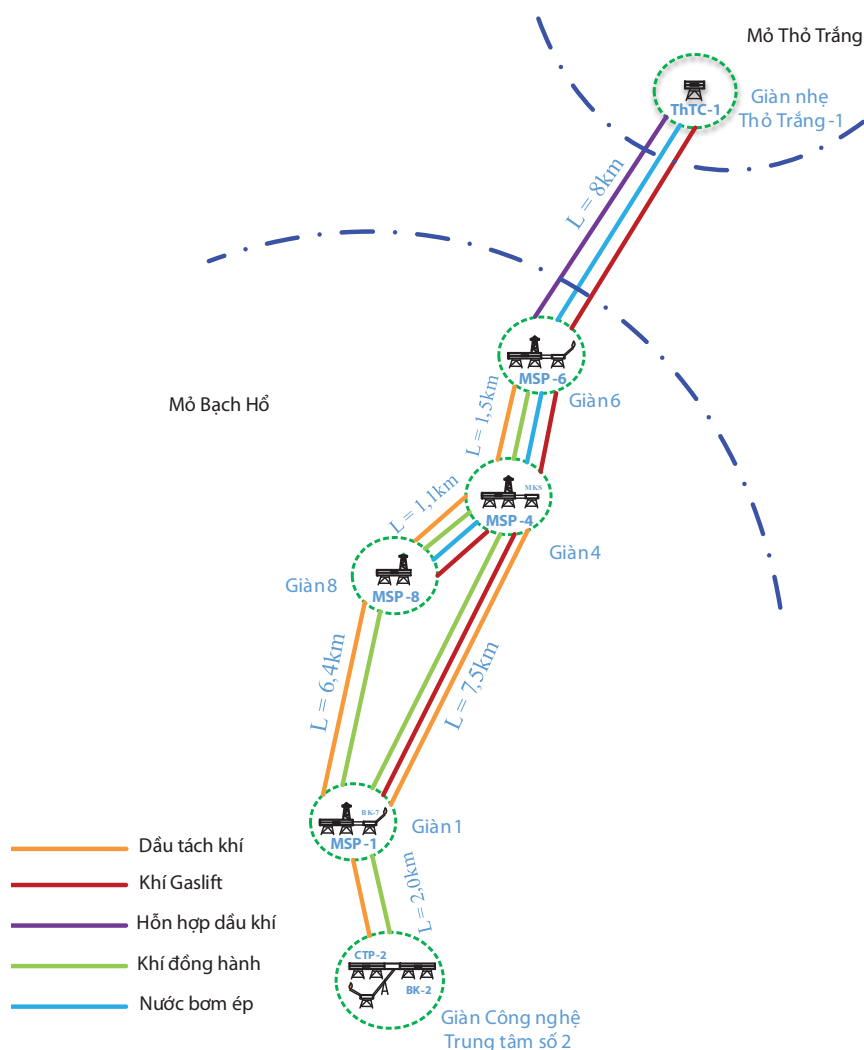
- Dầu bão hòa khí ThTC-1 được vận chuyển về MSP-6

theo tuyến đường ống mới xây dựng dài 8km từ ThTC-1 → MSP-6, sau đó được tách khí và vận chuyển đến MSP-4.

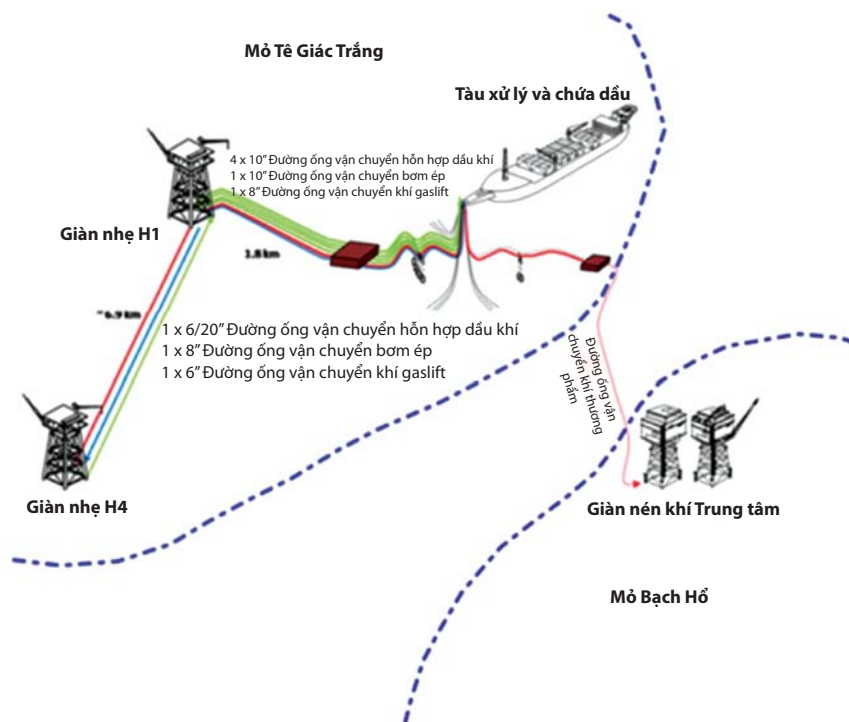
2.4. Xử lý, và vận chuyển dầu và khí mỏ Cá Ngừ Vàng về mỏ Bạch Hổ

Mỏ Cá Ngừ Vàng nằm trong hợp đồng dầu khí Lô 09-2 thuộc bồn trũng Cửu Long cách Vũng Tàu khoảng 140km do Công ty Liên doanh Điều hành Hoàn Vũ (Hoan Vu JOC) điều hành. Sản phẩm khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng được vận chuyển bằng hệ thống đường ống ngầm dưới biển dài 25km đến các thiết bị xử lý dầu khí tại giàn Công nghệ Trung tâm số 3 (CPP-3) mỏ Bạch Hổ. Dầu thô sau khi xử lý được bơm sang tầng trữ trên trạm rót dầu không bến (FSO) rồi xuất bán sang các tàu dầu để vận chuyển đến các nhà máy lọc dầu. Khí khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng sẽ được xử lý, sau đó vận chuyển đến các trạm phân phối khí trên bờ [3].

Mỏ Cá Ngừ Vàng là dự án đầu tiên ở Việt Nam thực hiện việc đấu nối đường ống dài 25km (bao gồm đường ống vận chuyển sản phẩm từ mỏ Cá Ngừ Vàng sang mỏ Bạch Hổ và đường ống vận chuyển nước bơm ép theo chiều ngược lại) với hệ thống khai thác có sẵn của Vietsovpetro,



Hình 3. Sơ đồ kết nối mỏ Thỏ Trắng về mỏ Bạch Hổ [2]



Hình 4. Sơ đồ kết nối mỏ Tê Giác Trắng về mỏ Bạch Hổ [4]

tạo ra một cách thức mới trong việc phát triển các mỏ dầu khí ngoài khơi Việt Nam trên cơ sở tối ưu chi phí và tính kinh tế. Điều này mang lại lợi ích to lớn cho tất cả các bên tham gia góp vốn như giảm thiểu chi phí đầu tư, chi phí vận hành cũng như lợi ích kinh tế cho đơn vị dịch vụ vận hành.

2.5. Xử lý và vận chuyển dầu khí mỏ Tê Giác Trắng

Mỏ Tê Giác Trắng do Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long (nay là HLHV JOC's) điều hành, nằm cách Vũng Tàu 100km về phía Đông Nam, ngoài khơi, thềm lục địa Việt Nam, cách mỏ Bạch Hổ 20km và cách mỏ Rạng Đông 35km [4]. Tổ hợp thiết bị công nghệ khai thác gồm: 1 FPSO, 2 cụm giàn đầu giếng (H1 và H4) và hệ thống đường ống nội mỏ vận chuyển dầu khí, nước bơm ép, khí gaslift (Hình 4). Sản phẩm khai thác từ mỏ Tê Giác Trắng được xử lý - vận chuyển như sau:

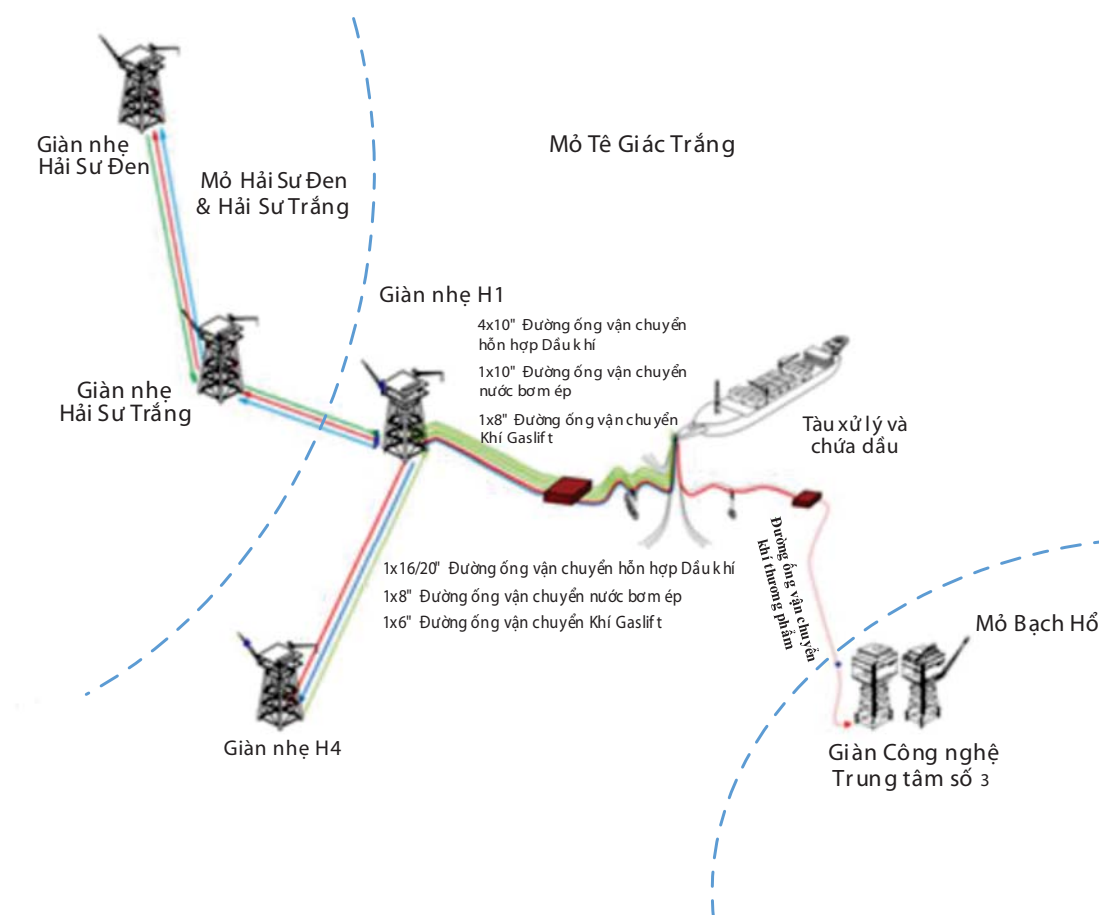
- Hỗn hợp dầu và khí từ giàn nhẹ H4-TGT được vận chuyển đến giàn H1 theo đường ống bọc cách nhiệt $\Phi 406 \times 20\text{mm}$.

- Dầu H-1 có nhiệt độ $80 - 85^\circ\text{C}$, được xử lý hóa phẩm với nồng độ 250ppm để hạn chế lắng đọng paraffine; lưu lượng lỏng 15.000 m^3 (10.000 thùng dầu/ngày đêm), nhiệt độ dầu đến H-1 đạt khoảng $75 - 80^\circ\text{C}$. Hỗn hợp dầu khí của H-1 và H4-WHP được vận chuyển theo các tuyến đường ống $\Phi 273 \times 20\text{mm}$ đến FPSO để xử lý tách khí và nước.

- Khí đồng hành khai thác từ mỏ Tê Giác Trắng được vận chuyển về giàn nén khí trung tâm (CCP) ở mỏ Bạch Hổ để nén và vận chuyển về bờ.

2.6. Xử lý, vận chuyển dầu và khí mỏ kết nối Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen với mỏ Tê Giác Trắng

Mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen



Hình 5. Sơ đồ mô phỏng kết nối Hải Sư Trắng - Hải Sư Đen với mỏ Tê Giác Trắng và Bạch Hổ

thuộc Lô 15-02/1 bể Cửu Long do Công ty Liên doanh Điều hành Thăng Long (Thang Long JOC) điều hành, cách bờ biển tỉnh Bình Thuận và tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu khoảng 75km [5]. Dầu khí từ mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen được xử lý và vận chuyển như sau:

- Hỗn hợp dầu và khí từ giàn nhẹ Hải Sư Đen được vận chuyển đến giàn nhẹ Hải Sư Trắng theo đường ống bọc cách nhiệt $\Phi 273 \times 20\text{mm}$;
- Dầu khai thác từ Hải Sư Đen có nhiệt độ 85°C , được xử lý hóa phẩm để hạn chế lắng đọng paraffin;
- + Nhiệt độ của dầu Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng đạt khoảng $60 - 65^\circ\text{C}$;
- + Hỗn hợp dầu khí của Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng được vận chuyển theo các tuyến đường ống $\Phi 406 \times 20\text{mm}$ đến H1-TGT, sau đó đến FPSO để xử lý tách khí và nước. Dầu khai thác từ mỏ Hải Sư Trắng được xử lý hóa phẩm ở nhiệt độ 75°C . Nhiệt độ sản phẩm khi đến H1-TGT khoảng 65°C .

3. Giải pháp

Dựa trên cơ sở các kinh nghiệm và điều kiện của các mỏ cận biên tại bể Cửu Long, nhóm tác giả đề xuất giải

pháp để triển khai kết nối mỏ nhỏ, cận biên vào cơ sở hạ tầng đã có sẵn cần thực hiện các bước sau:

3.1. Xây dựng cơ sở hạ tầng và kết nối

- Nghiên cứu tính chất lý hóa, thành phần dầu khí và tính lưu biến của dầu từ các mỏ nhỏ cận biên, từ đó để xuất các phương án vận chuyển dầu, trong đó có phương án vận chuyển bằng đường ống;
- Nghiên cứu công suất tiếp nhận xử lý còn dư trên các công trình hiện có của các mỏ lân cận cũng như thời gian sử dụng còn lại của các công trình này theo thiết kế ban đầu khi các mỏ này đã qua giai đoạn khai thác đỉnh;
- Lập các phương án thiết kế cụ thể (bao gồm phương án kỹ thuật, phương án kinh tế) để kết nối với một số cơ sở hạ tầng có sẵn để đưa mỏ nhỏ, cận biên vào khai thác;
- Tính toán hiệu quả kinh tế, lựa chọn phương án tối ưu để làm cơ sở quyết định đưa mỏ nhỏ cận biên vào khai thác.

3.2. Vận hành

Lựa chọn phương án vận hành tối ưu; ưu tiên lựa chọn nhà điều hành là đơn vị đang vận hành mỏ hiện hữu mà mỏ mới kết nối vào.

4. Kết luận

Các khu vực tiềm năng đã, đang và sẽ thăm dò phân bố rải rác và do các nhà thầu khác nhau quản lý... nên nếu đưa vào phát triển độc lập sẽ gặp nhiều khó khăn do chi phí lớn, đặc biệt trong bối cảnh giá dầu biến động phức tạp như hiện nay. Trên cơ sở phân tích các bài học kinh nghiệm kết nối các mỏ (khu vực) có trữ lượng nhỏ, cận biên tại Lô 09-1 do Vietsovpetro quản lý, nhóm tác giả đã đề xuất giải pháp kết nối các mỏ nhỏ, cận biên bằng đường ống với cơ sở hạ tầng còn dư thừa công suất của các mỏ khai thác dầu khí sau khi đã qua giai đoạn khai thác đỉnh cùng với việc sử dụng kinh nghiệm vận hành của các nhà điều hành các mỏ cũ qua nhiều năm hoạt động để có thể đưa nhanh các mỏ nhỏ vào khai thác với chi phí hợp lý.

Giải pháp này sẽ giảm thiểu chi phí đầu tư, vận hành và thu dọn mỏ so với giải pháp lắp đặt cơ sở hạ tầng kỹ thuật đầy đủ (FPSO, CPP...) do sử dụng chung hệ thống xử lý - vận chuyển sản phẩm, hệ thống bơm ép nước, gaslift với các mỏ hiện hữu; sử dụng được kinh nghiệm, cơ sở vật

chất cung ứng vật tư dịch vụ trên bờ cũng như trên biển của nhà điều hành mỏ cũ; rút ngắn thời gian xây dựng và đưa mỏ vào khai thác, đảm bảo hoàn vốn nhanh, tăng hiệu quả kinh tế của dự án. Từ đó, giúp đưa nhanh các mỏ nhỏ, cận biên vào khai thác, góp phần đảm bảo mục tiêu sản lượng cũng như tăng tỷ phần trữ lượng khai thác và trữ lượng tại chỗ.

Kết quả này cho thấy giải pháp trên sẽ là hướng đi đúng cần được xem xét để nhân rộng cho các mỏ nhỏ, cận biên đang trong giai đoạn phát triển tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam, nơi có các cụm công nghệ trung tâm đủ khả năng kết nối và xử lý sản phẩm từ các mỏ lân cận khác.

Tài liệu tham khảo

1. Vietsovpetro. *Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Gấu Trắng*. 2012.
2. Vietsovpetro. *Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Thỏ Trắng*. 2012.
3. Vietsovpetro - VRJ. *Kế hoạch phát triển mỏ Nam Rồng - Đổi Mới*. 2013.
4. Hoang Long JOC. *Kế hoạch phát triển mỏ Tê Giác Trắng*.
5. Hoan Vu JOC. *Kế hoạch phát triển mỏ Cá Ngừ Vàng*.

Solutions for small oil field development

Nguyen Vu Truong Son¹, Tu Thanh Nghia², Cao Tung Son², Pham Xuan Son²
Le Thi Kim Thoa², Le Viet Dzung², Nguyen Hoai Vu², Ngo Huu Hai³
Nguyen Thuc Khang⁴, Nguyen Quang Vinh⁴

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietsovpetro

³Petrovietnam Exploration Production Corporation

⁴Vietnam Petroleum Association

Summary

Development of small oil fields which are located at a significant distance from each other and belong to different companies always faces many challenges. On the basis of analysing experiences and lessons drawn from connection and operation of Vietsovpetro's small reserve regions/fields, the authors propose solutions to rapidly bring the small oil fields into development and production with reasonable costs by using existing material and technical facilities.

Key words: Oil field development, small oil field, fluid connection between oil fields.

PHÂN TÍCH THÀNH PHẦN KHÍ ARGON KHI CÓ LỖN KHÍ OXYGEN SỬ DỤNG ĐẦU DÒ TCD VỚI KHÍ MANG NITROGEN

ThS. Đặng Tuấn Nhật, KS. Đặng Ngọc Thụy

ThS. Nguyễn Mạnh Hùng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: nhatdt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Máy sắc ký khí là thiết bị quan trọng trong lĩnh vực phân tích hóa học nói chung và phân tích thành phần dầu khí nói riêng. Đã có rất nhiều phương pháp đưa ra cách tính thành phần các chất khí vô cơ (non-hydrocarbon) như: CO_2 , CO, N_2 , He, H_2 , O_2 , Ar... bằng cách sử dụng sắc ký khí với đầu dò TCD. Tuy nhiên, sự hiện diện đồng thời của các cấu tử khí O_2 và Ar trong mẫu có thể khiến việc phân tích thành phần hai loại khí này không chính xác. Qua các nghiên cứu, phân tích và đánh giá, nhóm tác giả đã bước đầu thành công trong việc phân tích định tính cũng như định lượng một cách chính xác đồng thời thành phần khí Ar và O_2 trong hỗn hợp khí tự nhiên bằng cách sử dụng máy sắc ký khí đầu dò TCD với khí mang N_2 . Đây được xem là một giải pháp mang tính đột phá trong điều kiện Việt Nam chưa có một đơn vị nào có khả năng phân tích thành phần Ar bằng phương pháp sắc ký khí.

Từ khóa: Phân tích argon, đầu dò, thành phần khí tự nhiên, phân tích PVT, sắc ký khí, phân tích hợp chất non-hydrocarbon.

1. Giới thiệu

Sắc ký là một trong những phương pháp phân tích thành phần hóa học phổ biến nhất và hiệu quả nhất hiện nay [1, 2]. Máy sắc ký khí là công cụ rất hữu ích và hiệu quả trong việc phân tích thành phần các mẫu dầu và khí. Hai đầu dò phổ biến được dùng hiện nay trong phân tích dầu khí là đầu dò ion hóa ngọn lửa (FID) - phân tích các chất khí hữu cơ và đầu dò đo độ dẫn nhiệt (TCD) - chủ yếu phân tích methane, ethane và các chất khí vô cơ. Tuy nhiên, do tính chất của O_2 và Ar có khá nhiều điểm tương đồng nên việc phân tích đồng thời thành phần hai khí trên khá thú vị. Về nguyên tắc, O_2 rất dễ được phân tích định lượng với điều kiện là mẫu không có khí Ar hay nói cách khác khí Ar và khí O_2 do hai chất này có các giá trị về độ dẫn nhiệt và độ nhớt tương đương nhau nên trên sắc ký đồ hai chất này thể hiện ở 1 peak [3].

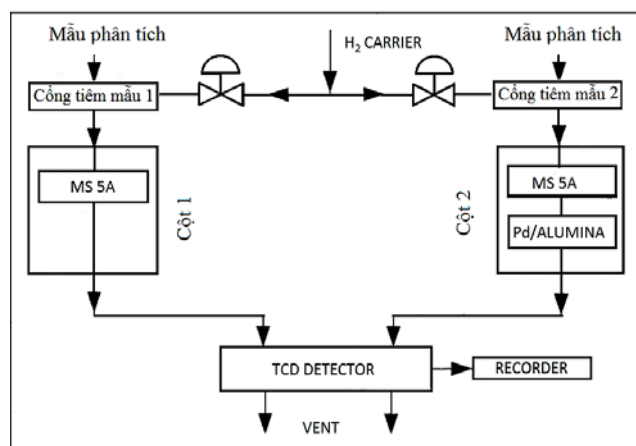
Từ những năm 60 của thế kỷ XX, các nhà khoa học đã quan tâm đến việc phân tích định lượng thành phần Ar. Năm 1996, S.S.Raj và các cộng sự đã phát triển một phương pháp phân tích đồng thời Ar và O_2 bằng phương pháp sắc ký khí sử dụng máy GC Shimadzu và 2 hệ thống phân tích đồng thời cột gồm cột rây phân tử MS 5A (cột 1) và cột rây phân tử MS 5A được nối với cột chứa hệ xúc tác Pd/Al (cột 2), tín hiệu sẽ được phát hiện và ghi lại bằng đầu dò TCD, sử dụng H_2 làm khí mang (Hình 1) [4].

Khi mẫu đi qua hệ thống cột 1, cột MS 5A sẽ tách không khí thành 2 peak chính là hỗn hợp Ar/ O_2 và N_2 . Hệ thống cột 2 được sử dụng để tách Ar và O_2 . O_2 sẽ được loại bỏ hoàn toàn nhờ phản ứng với H_2 (khí mang) khi có chất xúc tác là Pd/Al. Do đó, sau khi ra khỏi hệ thống cột 2, sẽ

chỉ xuất hiện 1 peak của Ar. Thành phần của O_2 và Ar có thể được tính toán dựa trên việc so sánh kết quả đầu ra của hai hệ thống cột.

Năm 2007, Restek phát triển giải pháp phân tích Ar và O_2 bằng phương pháp sắc ký khí sử dụng cột Rt-Msieve™ 5A PLOT, với khí mang He và đầu dò ion hóa He (HID) [5]. Kết quả phân tích đồng thời Ar và O_2 là 2 peak kế cận nhau (Hình 3).

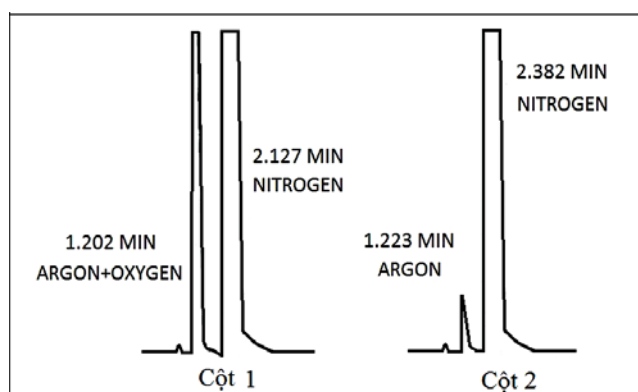
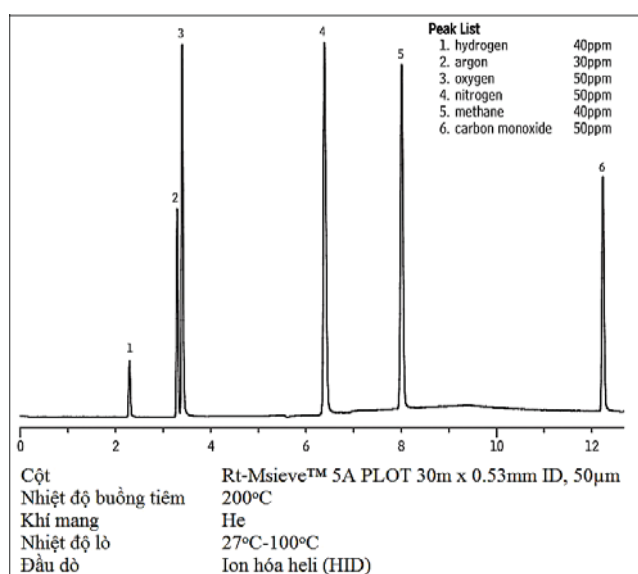
Một giải pháp khác được Agilent Technologies (nhà sản xuất máy sắc ký hàng đầu thế giới) phát triển để phân tích thành phần khí Ar và O_2 vào năm 2011 sử dụng máy



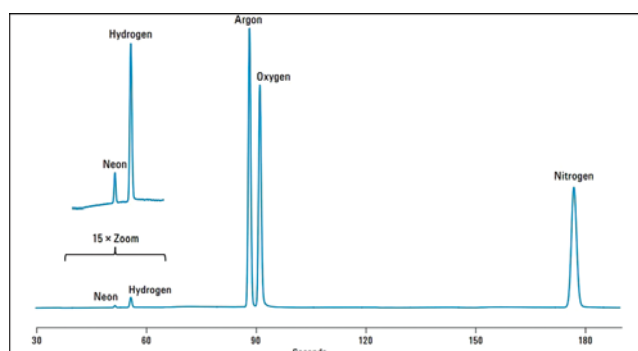
CẤU HÌNH VÀ PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH

Thiết bị	Shimadzu GC 9A
Nhiệt độ lò	30°C - 80°C
Nhiệt độ buồng tiêm	30°C - 50°C
Nhiệt độ đầu dò	70°C - 100°C
Áp suất buồng tiêm khí mang	5kg/cm ²
Áp suất buồng tiêm cột 1	3,25kg/cm ²
Áp suất buồng tiêm cột 2	2kg/cm ²
Vận tốc khí mang	60cc/phút

Hình 1. Sơ đồ và điều kiện phân tích Ar và O_2 [4]


 Hình 2. Sắc ký đồ phân tích Ar và O₂ [4]


Hình 3. Sắc ký đồ và điều kiện phân tích mẫu của Restek



Hình 4. Sắc ký đồ và điều kiện phân tích mẫu của Agilent Technologies

Bảng 1. Điều kiện thực hiện thí nghiệm tại phòng Mẫu lõi - PVT, Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam

Thiết bị	GC Agilent 7890A
Nhiệt độ lò	35°C
Cột	10 foot molecular sieve 13 x 45/60
Khí mang	He/N ₂ (sử dụng máy điều chế N ₂)
Áp suất buồng tiêm	25,3psi
Đầu dò	TCD
Nhiệt độ đầu dò	200°C
Tốc độ dòng khí so sánh	45ml/phút
Nhiệt độ buồng tiêm	200°C
Áp suất đầu cột	30psi

MicroGC và cột rây phân tử MS 5A 20m, khí mang He [6]. Kết quả phân tích cho thấy 2 peak của Ar và O₂ kế cận nhau trên sắc ký đồ với tổng thời gian phân tích trong khoảng 3 phút (Hình 4).

Tuy nhiên, nhóm tác giả cho rằng các phương pháp trên còn có nhược điểm và khó khăn nhất định. Cụ thể, việc sử dụng H₂ làm khí mang như phương pháp của S.S.Raj [4] cần có thiết bị phát hiện và kiểm soát sự rò rỉ của H₂ trong môi trường làm việc, do loại khí này rất dễ phản ứng với O₂ gây nổ và nguy hiểm cho con người, tài sản. Hai phương pháp còn lại cho kết quả 2 peak Ar và O₂ có thời gian lưu khá gần nhau nên không tránh khỏi hiện tượng chồng peak khi chất lượng cột giảm theo thời gian phân tích. Điều này ảnh hưởng trực tiếp đến kết quả phân tích. Ngoài ra, các thiết bị cần thiết cho quá trình phân tích như đầu dò HID (phương pháp của Restek) và MicroGC (của Agilent Technologies) có giá thành cao, trong khi nhu cầu phân tích Ar ở Việt Nam chưa nhiều để các cơ quan, công ty, trung tâm phân tích đầu tư.

Với hệ thống máy móc, thiết bị hiện có tại phòng Mẫu lõi - PVT, Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam, nhóm tác giả đã tìm ra giải pháp phân tích chỉ tiêu Ar và O₂ trong mẫu khí bằng máy sắc ký khí sử dụng đầu dò TCD.

Theo nguyên tắc hoạt động của đầu dò TCD, sự sai biệt giữa độ dẫn nhiệt của các cấu tử cần phân tích với khí so sánh (khí mang) sẽ tạo ra tín hiệu. Sự sai biệt này càng lớn, tín hiệu đầu ra càng rõ nét [2].

Bảng 2 thể hiện thông số vật lý của các khí thông dụng [7]. Tỷ số quan hệ R-X được tính bằng tỷ số của độ dẫn nhiệt của từng chất so với độ dẫn điện của khí X được chọn làm khí mang. Trong kỹ thuật sắc ký khí, các khí như He, N₂, H₂ thường được lựa chọn làm khí mang.

Khi độ dẫn nhiệt của một cấu tử chất cao hơn độ dẫn nhiệt của khí mang (R-X>1) thì tín hiệu sẽ thể hiện ở peak âm, và ngược lại, khi độ dẫn nhiệt của cấu tử đó thấp hơn của khí mang (R-X<1), tín hiệu sẽ thể hiện là peak dương [2].

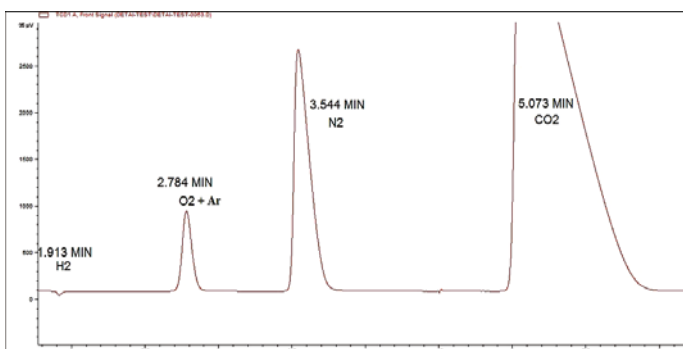
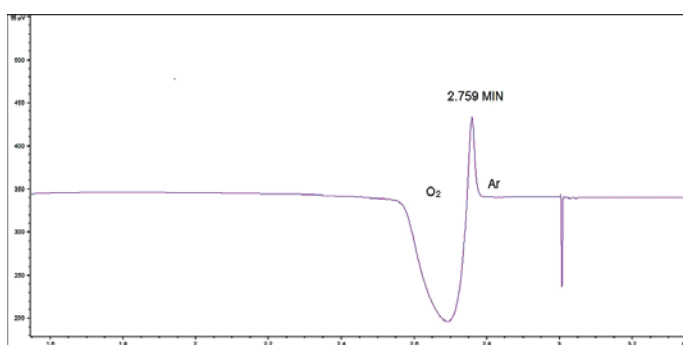
Dựa trên tính chất này, nhóm tác giả nhận thấy, khi sử dụng khí mang He thì Ar và O₂ cùng có R-He<1 và có độ nhớt gần bằng nhau nên khi ra khỏi cột phân tích, 2 tín hiệu này sẽ thể hiện ở cùng 1 peak (Hình 5). Khi thay khí mang bằng N₂, O₂ cho tín hiệu sẽ thể hiện peak âm và Ar sẽ thể hiện peak dương (Hình 6).

2. Tính toán tỷ lệ Ar và O₂

Tỷ lệ thành phần (%) của Ar được tính toán dựa vào diện tích thu được khi chạy phân tích bằng khí mang N₂.

Bảng 2. Độ dẫn nhiệt và độ nhớt của một số chất tại 250°C

Cấu tử	Phân tử lượng	Độ nhớt (μPa.s)	Độ dẫn nhiệt (mWm.°C)	Tỷ số R - X	
				R - He	R - N ₂
H ₂	2	13,1	280	1,22	7,07
He	4	29,5	230	1,00	5,81
Ar	40	35,3	27,7	0,12	0,70
N ₂	28	26,8	39,6	0,17	1,00
O ₂	32	31,8	42,6	0,19	1,08
CO	28	26,5	40,7	0,18	1,03
CO ₂	44	24,9	35,5	0,15	0,90
CH ₄	16	17,6	75	0,33	1,89
C ₂ H ₆	30	15,5	57,7	0,25	1,46

**Hình 5.** Sắc ký đồ khí chạy bằng khí mang He**Hình 6.** Sắc ký đồ khí chạy bằng khí mang N₂**Bảng 3.** Thành phần % (theo mole) của Ar trong các mẫu khí

Ký hiệu mẫu	Ar (% mole)
Mẫu 1	4,8836
Mẫu 2	9,8224
Mẫu 3	0,5781
Mẫu 4	1,0470
Mẫu 5	2,1936

Bảng 4. Tỷ lệ O₂ trong các mẫu khí

Ký hiệu mẫu	A _{O2+Ar}	A _{Ar}	A _{O2}	Tỷ lệ O ₂ (%)
Mẫu 3	8391,605	1238,588	7154,032	3,9516
Mẫu 4	8887,665	2243,022	6590,868	3,6406
Mẫu 5	9200,58	4699,489	4501,091	2,4862

Ghi chú: Mẫu 1 và Mẫu 2 không có Ar

Thành phần của O₂ sẽ được tính khi chạy bằng khí mang He sau khi loại trừ phần đóng góp của Ar trong tổng diện tích của hai cấu tử.

Tỷ lệ (theo mole) của Ar và O₂ được xác định theo phương pháp ngoại chuẩn [8] và được tính theo công thức sau:

$$j, \text{mole}\% = \frac{A_j \times x_j}{A_j - \text{STD}}$$

Trong đó:

j, mole%: Tỷ lệ (%) theo mole của cấu tử j trong hỗn hợp;

A_j: Diện tích peak của cấu tử j trong hỗn hợp;

x_j: Tỷ lệ (%) theo mole của cấu tử j trong mẫu chuẩn;

A_j - STD: Diện tích peak của cấu tử j trong mẫu chuẩn.

2.1. Tỷ lệ thành phần Ar trong các mẫu khí

Tỷ lệ thành phần (%) Ar trong các mẫu khí được tính toán như Bảng 3.

2.2. Tỷ lệ O₂ trong các mẫu khí

Tiến hành chạy mẫu khí chuẩn có chứa 1% O₂ và mẫu khí chuẩn chứa đồng thời 1% O₂ và 1% Ar sử dụng khí mang He.

Diện tích peak của mẫu khí chứa 1% O₂:

$$A_{\text{O}_2\text{-STD}} = 1810,4$$

Diện tích peak của mẫu khí chứa 1% O₂ và 1% Ar:

$$A_{(\text{O}_2+\text{Ar})\text{-STD}} = 3952,746$$

Do đó, diện tích peak của mẫu khí chứa 1% Ar:

$$A_{\text{Ar-STD}} = A_{(\text{O}_2+\text{Ar})\text{-STD}} - A_{\text{O}_2\text{-STD}} = 3952,746 - 1810,4 = 2142,346$$

Dựa trên các số liệu %Ar, A_{O2-STD}, A_{Ar-STD}, A_{(O2+Ar)-STD} và tổng diện tích peak của Ar và O₂ A_(O2+Ar) sẽ tính được tỷ lệ O₂ trong các mẫu khí (Bảng 4).

3. Xác định độ chính xác, độ tin cậy, độ tái lập

3.1. Độ chính xác và độ tin cậy

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả tiến hành phân tích thành phần dựa trên hỗn hợp mẫu khí chuẩn có nồng độ Ar 1% (theo mole) bằng phương pháp ngoại chuẩn. Trong thực tế, hàm lượng của Ar trong mẫu khí tự nhiên thường ở nồng độ rất thấp (từ ppm đến dưới 1%) nên độ chính xác và độ tin cậy của phép đo trong trường hợp này có thể chấp nhận được. Mặt khác, độ chính xác của phương pháp càng cao khi nồng độ của O₂ trong mẫu phân tích càng nhỏ do sự tách biệt 2 peak Ar và O₂ càng rõ ràng.

3.2. Độ tái lập

Dựa vào các kết quả phân tích thu được, các kết quả tính toán cho thấy phương pháp phân tích trên đều cho giá trị RSD thấp hơn giá trị TRSD ứng với mẫu khí chứa 1% Ar và các mẫu từ Mẫu 1 đến Mẫu 5.

4. Kết luận

Với trang thiết bị hiện có tại phòng Mẫu lõi - PVT, nhóm tác giả đã thành công trong việc phân tích định lượng Ar (từ ppm đến 1%) trong mẫu khí tự nhiên bằng việc sử dụng máy GC Agilent 7890A, kết hợp với đầu dò TCD và khí mang N_2 . Kết quả sắc ký đồ của Ar và O_2 được tách thành 2 peak riêng biệt, rõ ràng và có độ lặp lại cao ở các nồng độ khác nhau.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả chỉ tiến hành phân tích các mẫu khí có nồng độ Ar 1% (theo mole), tương đương hàm lượng của Ar trong mẫu khí tự nhiên. Trong trường hợp phân tích thành phần Ar ở các nồng độ cao hơn cần có thêm các mẫu khí chuẩn Ar ở nồng độ muốn khảo sát và tiến hành thêm các thí nghiệm đánh giá độ chính xác, độ tin cậy, độ tuyến tính của các phép đo mới đưa ra được kết luận chính xác.

Thành công trong việc phân tích định lượng Ar khi có mặt đồng thời khí O_2 trong hỗn hợp khí tự nhiên giúp VPI-Labs chủ động thời gian phân tích mẫu cho các nhà thầu, kiểm soát được kết quả phân tích; kiểm tra, đánh giá lại kết quả phân tích khi cần thiết... trong bối cảnh tại Việt Nam chưa có các đơn vị thực hiện chỉ tiêu phân tích này.

Tuy nhiên, đây chỉ là giải pháp tình thế do chất lượng phân tích phụ thuộc rất lớn vào chất lượng cột. Theo thời gian sử dụng, chất lượng pha tĩnh của cột giảm, thời gian

lưu của các chất sẽ tiến đến gần nhau hơn và dẫn đến hiện tượng chồng lấn peak (overlap), làm giảm độ chính xác. Do đó, trước khi tiến hành phân tích cần thực hiện việc đánh giá chất lượng cột cũng như chuẩn hóa thiết bị phân tích. Trong tương lai, khi nhu cầu phân tích hàm lượng Ar trong nước tăng, việc đầu tư thiết bị phân tích hiện đại như đã đề cập là cần thiết.

Tài liệu tham khảo

1. Robert L.Grob, Eugene F.Barry. *Modern practice of gas chromatography* (4th edition). Wiley-Interscience Publishers. 2004: p. 294 - 295.
2. A.Braithwaite, F.J.Smith. *Chromatographic methods* (5th edition). Kluwer Academic Publishers. 1995; p. 236 - 239.
3. Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs). *Quy trình phân tích thành phần mẫu khí, áp dụng tại phòng Mẫu lõi - PVT*. 2011
4. S.S.Raj, R.K.Sumangala, K.B.Lal, P.K.Panicker. *Gas chromatographic analysis of oxygen and argon at room temperature*. Journal of Chromatographic Science. 1996; 34(10): p. 465 - 467.
5. Gary Stidsen, Barry L.Burger. *Separate argon from oxygen above ambient temperatures*. www.restek.com.
6. Agilent Technologies, Inc. *Permanent gas analysis - separation of argon and oxygen on a MolSieve 5A column using the agilent 490 micro GC*. www.chem.agilent.com.
7. David R.Lide. *CRC Handbook of chemistry and physics* (85th edition). 2004.
8. ASTM International. *Standard test method for analysis of natural gas by gas chromatography*. ASTM D 1945.

Argon analysis in oxygen mixture using TCD detector with nitrogen carrier

Dang Tuan Nhat, Dang Ngoc Thuy, Nguyen Manh Hung
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Gas chromatography (GC) plays the most important role in chemical analysis, especially in oil and gas composition analysis. There were some methods to analyse the composition of non-hydrocarbon such as CO_2 , CO, N_2 , He, H_2 , O_2 , Ar... using GC with a Thermal Conductivity Detector (TCD). With the samples containing both argon and oxygen, the detection of them can be inaccurate. In the studies, an acceptable method for the analysis of argon and oxygen is successfully developed based on a GC with TCD detector and nitrogen (N_2) as carrier gas. This is the first time the method of analysing Ar content in GC using TCD detector with N_2 as carrier is discussed in a study in Vietnam.

Key words: Argon analysis, TCD detector, gas composition, PVT analysis, gas chromatography, non-hydrocarbon analysis.

ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ CỦA TỔ HỢP ỨC CHẾ ĂN MÒN - CHỐNG ĐÓNG CẶN CHO HỆ THỐNG ĐƯỜNG ỐNG DẪN DẦU

TS. Hoàng Linh Lan, ThS. Phan Công Thành, ThS. Phạm Vũ Dũng
ThS. Lê Thị Phương Nhung, ThS. Phạm Thị Hường, KS. Lê Thị Hồng Giang
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: lanhl@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trong bài báo, tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn cho hệ thống đường ống dẫn dầu đã được nghiên cứu chế tạo thành công trên cơ sở 20% pha hoạt tính (được tạo thành từ N-butyl-2-heptadecenyl imidazoline acrylate và hợp chất của acid phosphonic) và 80% phụ gia (NP10, isopropanol, acid citric). Kết quả thử nghiệm chống đóng cặn trong điều kiện tĩnh và thử nghiệm chống ăn mòn bằng phương pháp điện hóa cho thấy hiệu quả lần lượt đạt trên 86% và 90%.

Từ khóa: Ức chế ăn mòn, chống đóng cặn.

1. Mở đầu

Hiện tượng ăn mòn kim loại và đóng cặn gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến hoạt động của ngành công nghiệp dầu khí, trong đó có lĩnh vực thăm dò, khai thác và chế biến dầu khí. Các hệ thống đường ống dẫn dầu vận hành trong điều kiện nhiệt độ và áp suất cao, môi chất chứa các tác nhân gây ăn mòn và đóng cặn (như CO_2 , H_2S , vi sinh vật, các ion muối khoáng...) nên chịu tác động lớn của quá trình ăn mòn và tích tụ cấu cặn. Các thành phần khoáng chất hòa tan, đặc biệt là các ion calcium, barium, strontium, sắt, magnesium, bicarbonate, carbonate và sulfate có thể kết hợp, đặc biệt khi có sự thay đổi nhiệt độ, sẽ hình thành cặn lắng đọng và bám trên bề mặt đường ống thiết bị. Các lớp cặn này thường rất cứng và khó loại bỏ, có thể làm tắc nghẽn đường ống, thiết bị công nghệ, gây ra các sự cố nghiêm trọng như: cháy, nổ, ô nhiễm môi trường và cản trở quá trình trao đổi nhiệt. Bên cạnh đó, sự hình thành các cặn bám không đồng nhất còn tạo ra sự khác biệt về điện thế bề mặt, thúc đẩy quá trình ăn mòn trên bề mặt kim loại hoặc dưới lớp cặn. Do đó, việc chống ăn mòn và loại bỏ cặn bám nhằm đảm bảo sự hoạt động liên tục của hệ thống đường ống, thiết bị là vấn đề rất quan trọng và chiếm một phần chi phí khá lớn trong công nghiệp dầu khí. Sử dụng các chất ức chế chống ăn mòn và chống đóng cặn là biện pháp hữu hiệu được áp dụng rộng rãi trong công nghiệp [1 - 5]. Trong bài báo này, nhóm tác giả nghiên cứu chế tạo tổ hợp chất ức chế ăn mòn - chống đóng cặn và đánh giá hiệu quả của tổ hợp trong điều kiện đường ống vận chuyển dầu ở Việt Nam.

2. Thực nghiệm

2.1. Chế tạo tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

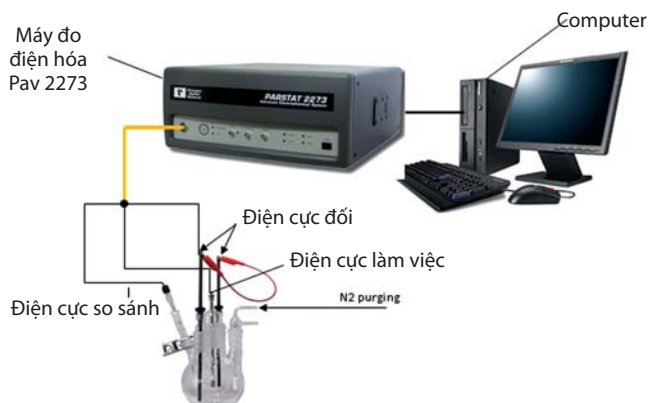
Thành phần của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

cặn bao gồm hợp chất imidazoline (có gốc R từ C_{12} - C_{18}), các hợp chất của acid phosphonic và phụ gia (chất hoạt động bề mặt và dung môi). Phối trộn các thành phần này với nhau theo các tỷ lệ nhất định sẽ thu được tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn.

2.2. Đánh giá hiệu quả chống ăn mòn của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

Tốc độ ăn mòn được xác định bằng phương pháp điện hóa trên thiết bị PARSTAT 2273, môi trường thử nghiệm là nước tách lấy từ giàn công nghệ của Vietsovpetro. Trước tiên, tiến hành đo quá trình phân cực cathode từ giá trị dòng lớn đến giá trị dòng nhỏ, ngắt dòng để đo điện thế ổn định E_c , sau đó chuyển sang đo quá trình phân cực anode từ dòng nhỏ đến dòng lớn hơn. Từ các đường cong phân cực thu được phần mềm tích hợp trên thiết bị PARSTAT 2273 sẽ xác định điện trở phân cực và tính toán tốc độ ăn mòn trong trường hợp có và không sử dụng chất ức chế ăn mòn - chống đóng cặn.

Hiệu quả chống ăn mòn được xác định theo công thức như sau:



Hình 1. Hệ thiết bị PARSTAT 2273 xác định tốc độ ăn mòn bằng phương pháp điện hóa

$$\text{Hiệu quả chống ăn mòn (\%)} = \frac{V_0 - V}{V_0} \times 100\% \quad (1)$$

Trong đó:

- V_0 : Tốc độ ăn mòn thép khi không sử dụng chất ức chế, mm/năm;
- V : Tốc độ ăn mòn thép khi sử dụng chất ức chế, mm/năm.

2.3. Đánh giá hiệu quả chống đóng cặn của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

Theo một số công trình đã công bố [6 - 8], do quá trình khai thác dầu sử dụng nước biển làm nước bơm ép nên các muối sa lắng chủ yếu là CaCO_3 và CaSO_4 . Trong nghiên cứu này, hiệu quả chống đóng cặn được xác định thông qua hàm lượng Ca^{2+} trong nước tách trước và sau khi sử dụng hóa phẩm ức chế ăn mòn - chống đóng cặn (hóa phẩm). Tiến hành thử nghiệm như sau:

Cho nước tách từ giàn công nghệ Vietsovpetro và một lượng hóa phẩm ở nồng độ thử nghiệm vào bình thủy tinh cổ nhám. Lắc mạnh để hóa phẩm hòa tan hoàn toàn và ủ mẫu dung dịch ở chế độ thử nghiệm. Sau thời gian ủ nhất định, tiến hành xác định hàm lượng Ca^{2+} trong mẫu dung dịch này theo tiêu chuẩn TCVN 6198 [10].

Hiệu quả chống đóng cặn Ca^{2+} được tính theo công thức sau [6, 8]:

$$\text{Hiệu quả chống đóng cặn (\%)} = \frac{C_a - C_b}{C_c - C_b} \times 100\% \quad (2)$$

Trong đó:

- C_a : Hàm lượng Ca^{2+} trong mẫu nước tách sau khi thử nghiệm (có sử dụng hóa phẩm ức chế), mg/l;
- C_b : Hàm lượng Ca^{2+} trong mẫu nước tách sau khi thử nghiệm (không sử dụng hóa phẩm ức chế), mg/l;
- C_c : Hàm lượng Ca^{2+} trong mẫu nước tách trước khi thử nghiệm, mg/l.

2.4. Nghiên cứu ảnh hưởng của nồng độ hóa phẩm ức chế ăn mòn - chống đóng cặn đến hiệu quả chống ăn mòn ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao

Quá trình thử nghiệm ăn mòn trong điều kiện mô phỏng được tiến hành theo phương pháp điện hóa trên thiết bị thử nghiệm ăn mòn áp cao nhiệt cao Autoclave, mẫu thử nghiệm là nước tách lấy tại giàn công nghệ Vietsovpetro. Điều kiện thử nghiệm sẽ mô phỏng theo điều kiện vận hành thực tế trên các giàn công nghệ của Vietsovpetro.



Hình 2. Hệ thiết bị Autoclave thử nghiệm ăn mòn trong điều kiện áp cao nhiệt cao

Các bước tiến hành:

Đong mẫu nước tách từ giàn công nghệ Vietsovpetro vào bình thử nghiệm. Nối điện cực làm việc (được chế tạo từ mẫu thép đường ống của Vietsovpetro), đường dẫn khí và thiết bị Autoclave với thiết bị đo điện hóa PARSTAT 2273. Nâng nhiệt độ hệ thống lên nhiệt độ thử nghiệm, duy trì nhiệt độ ổn định. Mở van khí CO_2 tạo áp suất tương ứng với áp suất riêng phần của CO_2 cho hệ thống. Duy trì áp suất này trong khoảng 30 phút cho ổn định, sau đó, mở van khí nitrogen nâng áp suất hệ thống lên áp suất thử nghiệm. Duy trì hệ thống ở áp suất thử nghiệm ổn định trong khoảng 30 phút. Bơm hóa phẩm với nồng độ cần thử nghiệm cho từng loại hóa phẩm riêng biệt. Tiến hành đo tốc độ ăn mòn.

Hiệu quả chống ăn mòn được xác định theo công thức (1).

2.5. Nghiên cứu ảnh hưởng của nồng độ hóa phẩm ức chế ăn mòn - chống đóng cặn đến hiệu quả chống đóng cặn

Theo một số công trình đã công bố [7 - 9], đối với các chất chống đóng cặn trên cơ sở hợp chất của acid phosphonic hiệu quả chống đóng cặn chủ yếu chịu ảnh hưởng của nhiệt độ của môi trường. Trong bài báo này, nhóm tác giả thử nghiệm đánh giá hiệu quả chống đóng cặn tại điều kiện nhiệt độ tương ứng với nhiệt độ thử nghiệm đánh giá hiệu quả chống ăn mòn. Quy trình thực hiện tương tự như mục 2.3.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Phân tích thành phần các tác nhân gây ăn mòn và đóng cặn trong thành phần nước tách trên giàn công nghệ Vietsovpetro

Kết quả phân tích thành phần tác nhân gây ăn mòn và đóng cặn trong thành phần nước tách tại giàn công nghệ CTK-3 được thể hiện trên Bảng 1.

Từ các kết quả phân tích cho thấy, với pH là 7,1, nước tách tại bình V1A giàn CTK-3 có tính chất trung tính, do vậy, không có tính ăn mòn mạnh. Tuy nhiên, thành phần muối hòa tan và hàm lượng Cl^- tương đối cao do trong thành phần nước tách chủ yếu là nước biển bơm ép. Với nồng độ cao, muối hòa tan tạo môi trường điện ly mạnh, tạo điều kiện cho các ion dịch chuyển dễ dàng hơn, do đó, có khả năng làm tăng tốc độ ăn mòn. Đối với các tác nhân gây đóng cặn, với hàm lượng Ca^{2+} (2.422mg/l) cao nhất cho thấy khả năng đóng cặn chủ yếu gây ra do muối của Ca^{2+} . Ngoài ra, so sánh hàm lượng SO_4^{2-} với HCO_3^- và CO_3^{2-} cũng cho thấy khả năng sa lắng muối sulfate sẽ cao hơn khả năng sa lắng muối carbonate.

Bảng 1. Thành phần tác nhân gây ăn mòn và đóng cặn trong nước tách tại giàn công nghệ CTK-3

TT	Chỉ tiêu phân tích	Đơn vị đo	Kết quả
1	pH	-	7,1
2	Độ dẫn điện	mS/cm	37,06
3	Tổng các chất rắn hòa tan	mg/l	23718
4	Fe^{2+}	mg/l	0,18
5	Cl^-	mg/l	13401
6	Ca^{2+}	mg/l	2422
7	Mg^{2+}	mg/l	142
8	SO_4^{2-}	mg/l	510
9	HCO_3^-	mg/l	120
10	CO_3^{2-}	mg/l	<5

Bảng 2. Ký hiệu mẫu tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

TT	Ký hiệu mẫu	Thành phần			Trạng thái
		Imidazoline	Hợp chất của acid phosphonic	Chất hoạt động bề mặt + dung môi	
1	M1	Imidazoline	ATMP	NP10, isopropanol, acid citric	Dung dịch lỏng, trong suốt
2	M2	Imidazoline	ATMP	Span 80, isopropanol, acid citric	Dung dịch lỏng, trong suốt
3	M3	Imidazoline	HEDP	NP10, isopropanol, acid citric	Dung dịch lỏng, trong suốt
4	M4	Imidazoline	HEDP	Span 80, isopropanol, acid citric	Dung dịch lỏng, trong suốt
5	M5	Imidazoline	DETPMP	NP10, isopropanol, acid citric	Dung dịch lỏng, màu vàng nâu
6	M6	Imidazoline	DETPMP	Span 80, isopropanol, acid citric	Dung dịch lỏng, màu vàng nâu
7	M7	Imidazoline	EDTMPs	NP10, isopropanol, acid citric	Dung dịch lỏng, trong suốt
8	M8	Imidazoline	EDTMPs	Span 80, isopropanol, acid citric	Dung dịch lỏng, trong suốt

Bảng 3. Đánh giá sơ bộ hiệu quả chống ăn mòn của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn (nhiệt độ 25°C, áp suất thường)

Ký hiệu mẫu	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	Hiệu quả chống ăn mòn (%)
Không sử dụng ức chế	0,701	-
M1	0,085	87,87
M2	0,091	87,02
M3	0,105	85,02
M4	0,113	83,88
M5	0,083	87,16
M6	0,089	86,30
M7	0,062	91,16
M8	0,069	90,16

3.2. Chế tạo tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

3.2.1. Nghiên cứu lựa chọn thành phần tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

Tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn được pha chế bằng cách phối trộn 10% N-butyl-2-heptadecenyl imidazoline acrylate (imidazoline) + 10% hợp chất của acid phosphonic + 80% chất hoạt động bề mặt và dung môi. Ký hiệu các mẫu được thể hiện ở Bảng 2.

Các mẫu này đánh giá sơ bộ hiệu quả chống ăn mòn và chống đóng cặn ở nồng độ 15ppm nhằm lựa chọn ra 2 tổ hợp cho các khảo sát tiếp theo (Bảng 3 và 4).

Từ kết quả đánh giá sơ bộ (Bảng 3) cho thấy, các mẫu M7, M8 cho hiệu quả chống ăn mòn cao (> 90%). Hiệu quả ức chế sa lắng muối Ca^{2+} của hợp chất của acid phosphonic giảm dần theo dãy DETPMP > EDTMPS > ATMP > HEDP. Điều này phù hợp với kết quả thử nghiệm đối với sa lắng CaSO_4 từ các nghiên cứu trước đó [7, 9]. Hiệu quả chống đóng cặn của các mẫu M5, M6 cao hơn, song khi sử dụng DETPMP thì hiệu quả chống đóng cặn tăng không đáng kể so với khi sử dụng EDTMPS (Bảng 4) và làm giảm hiệu quả chống ăn mòn (Bảng 3). Do vậy, mẫu M7 với thành phần hoạt tính là imidazoline và EDTMPS được lựa chọn để khảo sát hiệu quả chống ăn mòn và chống đóng cặn khi phối trộn pha hoạt tính với các tỷ lệ khác nhau.

Bảng 4. Đánh giá sơ bộ hiệu quả chống đóng cặn của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn (nhiệt độ 25°C, áp suất thường, thời gian ủ 24 giờ)

Ký hiệu mẫu	Hàm lượng Ca^{2+} trước khi thí nghiệm (mg/l)	Hàm lượng Ca^{2+} sau khi thí nghiệm (mg/l)	Hiệu quả chống đóng cặn (%)
Không sử dụng ức chế	2.422	664,53	-
M1	2.422	1.565,12	51,24
M2	2.422	1.598,34	53,13
M3	2.422	1.380,31	40,73
M4	2.422	1.373,94	40,37
M5	2.422	1.845,93	67,22
M6	2.422	1.838,35	66,79
M7	2.422	1.812,26	65,31
M8	2.422	1.728,89	60,56

Bảng 5. Hiệu quả chống ăn mòn của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn khi phối trộn với các tỷ lệ khác nhau (nhiệt độ 25°C, áp suất thường)

Ký hiệu mẫu	Tỷ lệ (Imidazoline/Hợp chất của acid phosphonic)	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	Hiệu quả chống ăn mòn (%)
Không sử dụng ức chế	-	0,701	-
M7	1:1	0,062	91,16
M9	1:2	0,070	90,01
M10	1:3	0,081	88,45
M11	2:1	0,067	90,44
M12	3:1	0,061	91,30

Bảng 6. Hiệu quả chống đóng cặn của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn khi phối trộn với các tỷ lệ khác nhau (nhiệt độ 25°C, áp suất thường, thời gian ủ 24 giờ)

Ký hiệu mẫu	Tỷ lệ (Imidazoline/Hợp chất của acid phosphonic)	Hàm lượng Ca^{2+} trước khi thí nghiệm (mg/l)	Hàm lượng Ca^{2+} sau khi thí nghiệm (mg/l)	Hiệu quả chống đóng cặn (%)
Không sử dụng ức chế	-	2.422	664.53	-
M7	1:1	2.422	1.812,26	65,31
M9	1:2	2.422	1.856,89	67,85
M10	1:3	2.422	1.873,58	68,79
M11	2:1	2.422	1.691,26	58,42
M12	3:1	2.422	1.656,05	56,42

3.2.2. Nghiên cứu lựa chọn tỷ lệ pha trộn thành phần hoạt tính các tổ hợp ăn mòn - chống đóng cặn

Imidazoline và EDTMPS được phối trộn theo các tỷ lệ 1:2, 1:3, 2:1, 3:1 tạo thành thành phần hoạt tính trong các tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn. Sau đó, trộn 20% thành phần hoạt tính trên với 80% thành phần phụ gia (chất hoạt động bề mặt, dung môi) thu được tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn. Các tổ hợp này tiếp tục được thử nghiệm đánh giá hiệu quả chống ăn mòn - chống đóng cặn. Kết quả được thể hiện ở Bảng 5 và 6.

Kết quả khảo sát cho thấy, khi thay đổi tỷ lệ thành phần imidazoline - hợp chất của acid phosphonic, hiệu quả chống ăn mòn thay đổi không nhiều, do EDTMPS

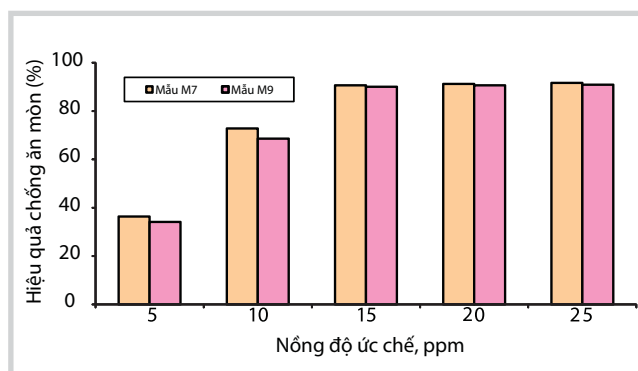
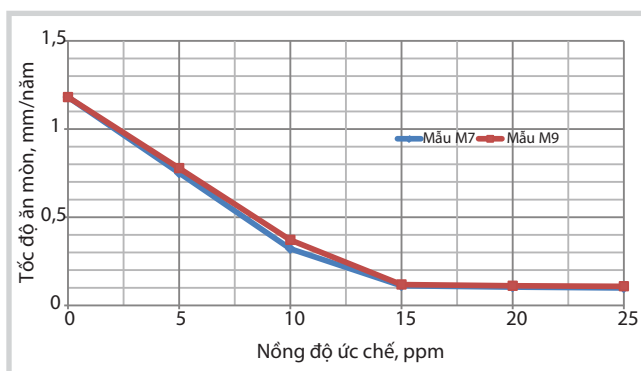
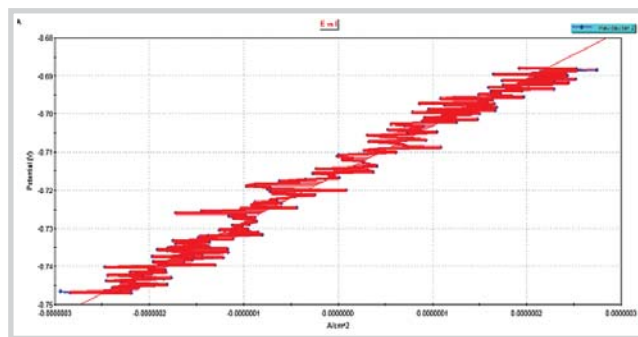
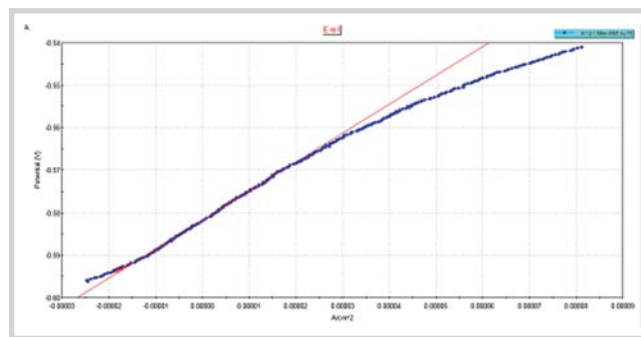
cũng có tác dụng như một chất ức chế chống ăn mòn [8]. Trong khi đó, nếu tăng tỷ lệ imidazoline trong thành phần pha hoạt tính thì hiệu quả chống đóng cặn giảm đáng kể. Như vậy, kết hợp kết quả thu được khi đánh giá hiệu quả chống ăn mòn và chống đóng cặn, mẫu M7 và M9 với tỷ lệ imidazoline: hợp chất của acid phosphonic lần lượt là 1:1 và 1:2 được lựa chọn cho thử nghiệm tiếp theo.

3.3. Ảnh hưởng của nồng độ hóa phẩm đến hiệu quả của tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn

Nhằm lựa chọn nồng độ sử dụng tối ưu, các tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn M7 và M9 được thử nghiệm đánh giá hiệu quả ức chế ăn mòn và chống đóng cặn ở các nồng độ từ 5 - 25ppm.

Bảng 7. Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn đến hiệu quả chống ăn mòn (điều kiện nhiệt độ 37,7°C, áp suất 185,5psi)

Nồng độ (ppm)	Tổ hợp ức chế M7		Tổ hợp ức chế M9	
	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	Hiệu quả chống ăn mòn (%)	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	Hiệu quả chống ăn mòn (%)
Không sử dụng ức chế	1,181	-	1,181	-
5	0,751	36,38	0,778	34,12
10	0,321	72,79	0,371	68,59
15	0,111	90,63	0,118	90,05
20	0,104	91,22	0,111	90,64
25	0,099	91,65	0,108	90,88

**Hình 3.** Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp ức chế đến tốc độ ăn mòn (a) và hiệu quả chống ăn mòn (b)**Hình 4.** Đường cong phân cực mẫu thép trong dung dịch nước tách không chứa tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn (a); Dung dịch có chứa 15ppm tổ hợp chất ức chế ăn mòn - chống đóng cặn M9 (b)

3.3.1. Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp chất ức chế ăn mòn - chống đóng cặn đến hiệu quả chống ăn mòn

Đánh giá hiệu quả chống ăn mòn của các tổ hợp ức chế được thử nghiệm trong điều kiện mô phỏng chế độ vận hành của giàn công nghệ Vietsovpetro. Vị trí được lựa chọn mô phỏng là bình tách V1A giàn CTK-3, nhiệt độ 37,7°C, áp suất 185,5psi. Kết quả thu được như Bảng 7 và Hình 3, 4.

Như vậy, kết quả thử nghiệm trong điều kiện mô phỏng điều kiện vận hành của Vietsovpetro cho thấy, ở nồng độ 15ppm, hiệu quả chống ăn mòn của 2 tổ hợp M7 và M9 đều tăng rõ rệt và đạt > 90% (hiệu quả chống

ăn mòn lần lượt là 90,63% và 90,05%). Khi tăng nồng độ lớn hơn 15ppm, hiệu quả chống ăn mòn của cả hai tổ hợp ức chế đều tiếp tục tăng nhưng không đáng kể. Do đó, nồng độ của các tổ hợp M7 và M9 được lựa chọn trong thử nghiệm đánh giá hiệu quả chống ăn mòn là 15ppm.

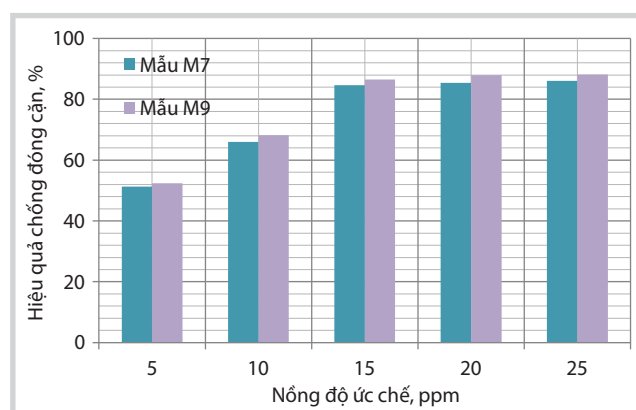
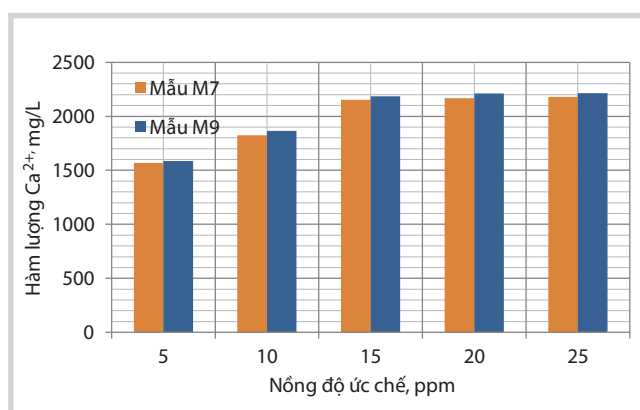
3.3.2. Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp chất ức chế đến hiệu quả chống đóng cặn

Tiến hành thử nghiệm đánh giá hiệu quả bảo vệ chống đóng cặn tại điều kiện nhiệt độ 37,7°C trong thời gian 24 giờ thu được kết quả như Bảng 8.

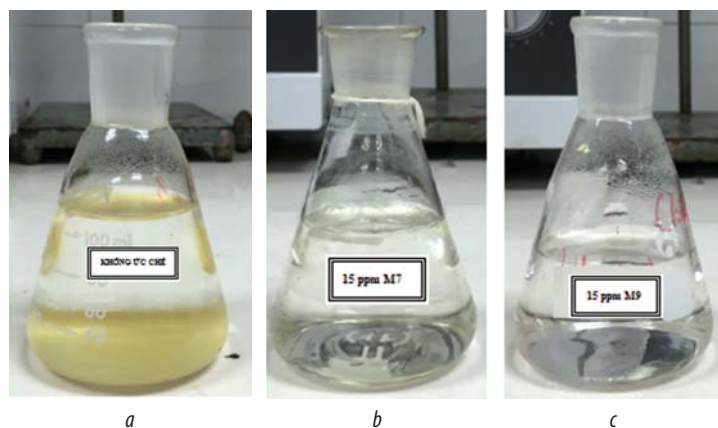
Kết quả thử nghiệm hiệu quả chống đóng cặn cho thấy, trong điều kiện mô phỏng điều kiện vận hành của

Bảng 8. Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn đến hiệu quả chống đóng cặn (nhiệt độ 37,7°C, thời gian ủ 24 giờ)

Nồng độ ức chế (ppm)	Hàm lượng Ca^{2+} trước khi thí nghiệm (mg/l)	Tổ hợp ức chế M7		Tổ hợp ức chế M9	
		Hàm lượng Ca^{2+} sau khi thí nghiệm (mg/l)	Hiệu quả chống đóng cặn (%)	Hàm lượng Ca^{2+} sau khi thí nghiệm (mg/l)	Hiệu quả chống đóng cặn (%)
Không sử dụng ức chế	2.422	664,53	-	664,53	-
5	2.422	1.567,13	51,36	1.586,08	52,44
10	2.422	1.824,44	66,00	1.863,44	68,22
15	2.422	2.153,26	84,71	2.184,89	86,51
20	2.422	2.166,37	85,45	2.209,62	87,92
25	2.422	2.178,05	86,12	2.213,37	88,13



Hình 5. Ảnh hưởng của nồng độ tổ hợp ức chế đến hàm lượng Ca^{2+} trong dung dịch (a) và hiệu quả chống đóng cặn (b)



Hình 6. Hình ảnh mẫu dung dịch nước tách CTK-3 sau thử nghiệm hiệu quả chống đóng cặn (nhiệt độ 37,7°C, thời gian ủ 24 giờ): Mẫu dung dịch nước tách không bơm tổ hợp ức chế ăn mòn - chống đóng cặn (a); Mẫu dung dịch nước tách chứa 15ppm tổ hợp M7 (b); Mẫu dung dịch nước tách chứa 15ppm tổ hợp M9 (c).

Vietsovpetro, hiệu quả chống đóng cặn của các tổ hợp M7 và M9 tăng rõ rệt với nồng độ sử dụng 15ppm (84,71% đối với mẫu M7 và 86,51% đối với mẫu M9). Khi tăng nồng độ lên trên 15ppm, hiệu quả chống đóng cặn tăng không đáng kể. Do vậy, nồng độ sử dụng thích hợp nhất đối với cả hai mẫu M7 và M9 trong thử nghiệm đánh giá hiệu quả chống đóng cặn là 15ppm.

Hình ảnh mẫu dung dịch sau thử nghiệm hiệu quả chống đóng cặn ở nhiệt độ 37,7°C cho thấy mẫu không sử dụng ức chế, các tinh thể muối Ca^{2+} vẫn tồn tại và bám chặt vào đáy bình. Đối

với các mẫu có chứa tổ hợp ức chế M7 và M9, dung dịch sau thử nghiệm trong suốt, gần như không xuất hiện các tinh thể muối kết tủa Ca^{2+} lắng đọng ở đáy bình thử nghiệm. Điều này cho thấy kết tủa muối Ca^{2+} có hình thành nhưng với lượng ít và bám không chặt, dễ dàng bị phá vỡ. Như vậy, có thể thấy rất rõ hiệu quả ức chế chống đóng cặn cao của các tổ hợp M7 và M9 ở điều kiện nhiệt độ tương ứng với điều kiện trên giàn công nghệ Vietsovpetro.

Qua quá trình thử nghiệm cho thấy nồng độ chất ức chế mẫu M7 và M9 được lựa chọn sử dụng là 15ppm. Tuy nhiên, khi sử dụng mẫu M9 thì hiệu quả chống ăn mòn gần như không thay đổi, nhưng hiệu quả chống đóng cặn tăng rõ rệt so với khi sử dụng mẫu M7. Như vậy, mẫu tổ hợp chất ức chế ăn mòn - chống đóng cặn được lựa chọn là mẫu M9 với nồng độ sử dụng tối ưu cho môi trường nước tách Vietsovpetro là 15ppm.

4. Kết luận

Tổ hợp chất ức chế ăn mòn - chống đóng cặn cho hệ thống đường ống dẫn dầu đã được nghiên cứu chế tạo thành công với thành phần phối trộn gồm 20% pha hoạt tính (được tạo thành từ N-butyl-

2-heptadecenyl imidazoline acrylate và EDTMPS theo tỷ lệ 1:2) và 80% phụ gia (NP10, isopropanol, acid citric).

Kết quả thử nghiệm cho thấy, khi sử dụng tổ hợp chất ức chế ăn mòn - chống đóng cặn ở nồng độ 15ppm trong môi trường nước tách và trong điều kiện mô phỏng điều kiện vận hành của giàn công nghệ của Vietsovpetro, hiệu quả chống ăn mòn đạt 90,05% và hiệu quả chống đóng cặn đạt 86,51%.

Tài liệu tham khảo

1. Defang Zeng, Huan Yan. *Study on an Eco-Friendly corrosion and scale inhibitor in simulated cooling water*. American Journal of Engineering Research (AJER). 2013; 2(5): p.39 - 43.
2. Lekan Taofeek Popoola, Alhaji Shehu Grema, Ganiyu Kayode Latinwo, Babagana Gutti, Adebiori Saheed Balog. *Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation*. International Journal of Industrial Chemistry. 2013; 4: 35.
3. Margrethe Nergaard, Chriss Grimholt. *An introduction to scaling causes, problems and solutions*. 2010.
4. Eric Greyson, Joseph Manna, Somil Chandrakant Mehta. *Scale and corrosion inhibitors for high temperature and pressure conditions*. Patent CA2709033 C. 23/4/2013.
5. Gary Woodward, Graham Otter, Keith Davis, Robert Talbot. *Scale and corrosion inhibitors*. Patent US 20030141486 A1. 31/7/2003.
6. Defang Zeng, Huan Yan. *Experimental study on a new corrosion and scale inhibitor*. Journal of Environmental Protection. 2013; 4(7): p. 671 - 675.
7. Đỗ Thành Trung và nnk. *Nghiên cứu lựa chọn hỗn hợp hóa phẩm chống hiện tượng sa lắng muối vô cơ cho giếng khai thác tầng móng mỏ Bạch Hổ*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2009.
8. Nguyễn Phương Tùng và nnk. *Xây dựng công nghệ sản xuất các hóa phẩm chống sa lắng muối trong vỉa và các thiết bị khai thác dầu thô*. Viện Khoa học Vật liệu Ứng dụng. 2005.
9. Gui Cai Zhang, Ji Jiang Ge, Ming Qin Sun, Bin Lin Pan, Tao Mao, Zhao Zheng Song. *Investigation of scale inhibition mechanisms based on the effect of scale inhibitor on calcium carbonate crystal forms*. Science in China Series B: Chemistry. 2007; 50(1): p. 114 - 120.
10. TCVN 6198:1996. *Chất lượng nước - Xác định hàm lượng canxi - Phương pháp chuẩn độ EDTA*.

Evaluation of inhibition efficiency of corrosion and scale inhibitor for oil pipelines

Hoang Linh Lan, Phan Cong Thanh, Pham Vu Dung
Le Thi Phuong Nhung, Pham Thi Huong, Le Thi Hong Giang
Vietnam Petroleum Institute
Email: lanhl@vpi.pvn.vn

Summary

In this study, corrosion and scale inhibitor used in oil pipelines has been prepared, based on 20% of active component (N-butyl-2-heptadecenyl imidazoline acrylate and phosphonic acid compounds) and 80% of additives (NP10, isopropanol and acid citric). The results indicated that the corrosion inhibition efficiency by electrochemical test could reach over 90% and the anti-scaling efficiency by static test over 86%.

Key words: Corrosion inhibitor, scale inhibitor.

MÔ PHỎNG QUÁ TRÌNH XỬ LÝ LƯU HUỖNH NGUYÊN LIỆU LCO NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT

KS. Lê Hữu Ninh, PGS.TS. Nguyễn Thị Minh Hiền
KS. Nguyễn Danh Quang, KS. Diệp Ngọc Thành
KS. Nguyễn Trọng Thái
 Đại học Bách khoa Hà Nội
 Email: lehuuninh0304@gmail.com

Tóm tắt

Nghiên cứu tiến hành mô phỏng quá trình xử lý lưu huỳnh nguyên liệu LCO của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất bằng phần mềm mô phỏng Unisim Design. Quá trình mô phỏng sử dụng các thông số động học của 44 cấu tử chứa lưu huỳnh và dựa trên các điều kiện, các thông số vận hành thực tế (lưu lượng, nhiệt độ và áp suất) của Phân xưởng xử lý LCO bằng hydro (LCO-HDT), Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Các phản ứng Hydrodesulfurization (HDS) được thực hiện trong thiết bị Plug Flow Reactor (PFR). Kết quả thu được từ mô hình HDS-PFR được nhóm tác giả so sánh với kết quả thu được từ gói mô phỏng HDS-ASPEN và kết quả vận hành thực tế của Phân xưởng LCO-HDT, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Từ khóa: Mô phỏng, HDS, LCO, mô hình HDS-LCO, Phân xưởng LCO Hydrotreater, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

1. Giới thiệu

Hydrodesulfurization (HDS) là quá trình hóa học có sử dụng xúc tác để loại bỏ các tạp chất, chủ yếu là các hợp chất chứa lưu huỳnh trong xăng, kerosen, diesel, dầu FO và nguyên liệu cho các quá trình reforming xúc tác. Mục đích của việc loại bỏ các hợp chất chứa lưu huỳnh là tránh ngộ độc xúc tác trong các quá trình chế biến hóa học, giảm thiểu ăn mòn thiết bị, giảm SO_2 phát thải do quá trình đốt cháy của các loại nhiên liệu trong động cơ, lò đốt [7].

Quá trình HDS trong nhà máy lọc dầu là một phần của quá trình xử lý làm sạch nguyên liệu, sản phẩm của nhà máy lọc dầu bằng hydro (hydrotreating). Trong đó, xảy ra một loạt các phản ứng khác nhau như: hydrodesulfurization (HDS), hydrodenitrogenation (HDN), hydrodeoxygenation (HDO), hydrodemetallization (HDM), hydrogenation (HDY và HDA), phản ứng hydrocracking, phản ứng ngưng tụ tạo cốc [2, 7, 10].

Phân xưởng LCO-HDT của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là phân xưởng xử lý nguyên liệu chủ yếu là phân đoạn LCO từ phân xưởng RFCC. Sản phẩm chính là dòng LCO đã được xử lý để đem phối trộn thành diesel thương phẩm và phân đoạn naphtha, khí ngọt (sweet gas) [10].

Unisim Design là phần mềm mô phỏng các quá trình trong công nghệ hóa học và công nghệ lọc hóa dầu, có cơ sở dữ liệu phong phú, các mô hình động lực học và mô hình thiết bị phản ứng, các công cụ tính toán tính chất vật lý, cân bằng lỏng hơi, cân bằng vật chất và cân bằng năng lượng. Unisim Design phù hợp cho việc nghiên cứu, thiết

kế và tối ưu hóa các quá trình công nghệ [1]. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng phần mềm Unisim Design để mô phỏng quá trình xử lý lưu huỳnh nguyên liệu LCO của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

2. Phương pháp

Các đặc trưng của nguyên liệu và thông số vận hành cơ bản thể hiện tại Bảng 1 và 2.

Bảng 1. Đặc trưng tính chất của nguyên liệu và thông số vận hành cơ bản

Tính chất nguyên liệu	Giá trị
S, %	0,0838
Tỷ trọng (kg/m^3)	874,6
IBP, $^{\circ}\text{C}$	184,0
5% vol, $^{\circ}\text{C}$	196,8
10% vol, $^{\circ}\text{C}$	203,2
30% vol, $^{\circ}\text{C}$	228,6
50% vol, $^{\circ}\text{C}$	258,7
70% vol, $^{\circ}\text{C}$	290,0
90% vol, $^{\circ}\text{C}$	326,6
95% vol, $^{\circ}\text{C}$	338,6
FBP, $^{\circ}\text{C}$	347,1

Bảng 2. Các thông số vận hành cơ bản

Thông số vận hành	Giá trị
LCO (kg/h)	106.894
Makeup H_2 (kg/h)	1.477
Nhiệt độ dòng vào thiết bị phản ứng ($^{\circ}\text{C}$)	300
Nhiệt độ dòng ra khỏi thiết bị phản ứng ($^{\circ}\text{C}$)	332,7
Áp suất dòng vào thiết bị phản ứng (kPa)	5.493
Áp suất dòng ra khỏi thiết bị phản ứng (kPa)	5.301
LHSV (m^3/m^3)	1,43
Recycle H_2 trước thiết bị phản ứng (m^3/h)	26.630
Recycle H_2 vào giữa các lớp xúc tác (m^3/h)	21.364

Bảng 3. Thông số động học của các cấu tử chứa lưu huỳnh

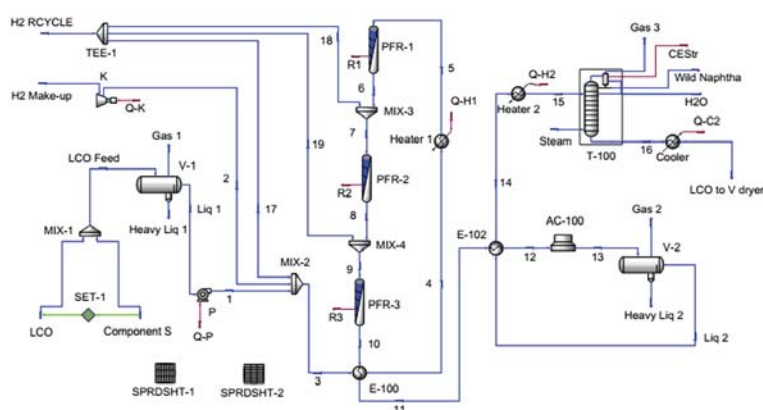
TT	Hợp chất	A	E	Ghi chú
1	Thiophenol	6.93E+02	564,97	
2	ThiaCC7	6.58E+02	1385,10	Cyclohexanethiol
3	1 heptanethiol	5.78E+02	2004,74	1-heptanethiol
4	B-sulfide	5.22E+02	2915,99	Butyl sulfide
5	P-disulfide	5.08E+02	4665,59	Propyl disulfide
6	BZIMercaptan	6.15E+02	5285,23	Benzyl mercaptan
7	1 Octanethiol	5.22E+02	6014,23	1-Octanethiol
8	1-C9-thiol	4.77E+02	9641,00	1-Nonanethiol
9	Thionaphthene	5.69E+02	9823,25	
10	BT	6.54E+10	121.100	Benzothiophene
11	5- MeBT	4.25E+09	107.900	5-Methyl benzothiophene
12	6-MeBT	4.25E+09	107.900	6-Methyl benzothiophene
13	4-MeBT	8.69E+06	85.900	4-Methyl benzothiophene
14	7-MeBT	2.03E+09	113.300	7-Methyl benzothiophene
15	3-MeBT	8.687E+06	85.900	3-Methyl benzothiophene
16	27-DiMeBT	2.717E+15	187.000	2,7-dimethyl benzothiophene
17	24-DiMeBT	4.412E+14	172.400	2,4-dimethyl benzothiophene
18	56-DiMeBT	7.423E+09	112.200	5,6-dimethyl benzothiophene
19	45-DiMeBT	9.943E+09	115.900	4,5-dimethyl benzothiophene
20	36-DiMeBT	3.717E+12	142.100	3,6-dimethyl benzothiophene
21	2-EtBT	2.173E+07	88.200	2-ethyl benzothiophene
22	7-EtBT	2.394E+10	125.300	7-ethyl benzothiophene
23	35-DiMeBT	3.717E+12	142.100	3,5-dimethyl benzothiophene
24	23-DiMeBT	5.511E+14	179.100	2,3-dimethyl benzothiophene
25	34-DiMeBT	6.025E+06	87.170	3,4-dimethyl benzothiophene
26	7-PrBT	8.112E+14	171.100	7-propyl benzothiophene
27	257-TriMeBT	5.102E+14	178.400	2,5,7-trimethyl benzothiophene
28	357-TriMeBT	1.212E+10	123.500	3,5,7-trimethyl benzothiophene
29	267-TriMeBT	4.371E+11	147.500	2,6,7-trimethyl benzothiophene
30	356-TriMeBT	1.528E+11	130.100	3,5,6-trimethyl benzothiophene
31	237-TriMeBT	4.371E+11	147.500	2,3,7-trimethyl benzothiophene
32	235-TriMeBT	1.861E+12	150.200	2,3,5-trimethyl benzothiophene
33	236-TriMeBT	1.861E+12	150.200	2,3,6-trimethyl benzothiophene
34	234-TriMeBT	9.660E+17	210.000	2,3,4-trimethyl benzothiophene
35	2357-TeMeBT	2.026E+11	142.600	2,3,5,7-tetramethyl benzothiophene
36	2367-TeMeBT	5.629E+12	159.700	2,3,6,7-tetramethyl benzothiophene
37	2567-TeMeBT	5.297E+10	134.400	2,5,6,7-tetramethyl benzothiophene
38	DBT	3.974E+03	64.700	Dibenzothiophene
39	1-MeDBT	1.717E+03	57.800	1-methyldibenzothiophene
40	2-MeDBT	7.579E+05	91.400	2-methyldibenzothiophene
41	3-MeDBT	7.579E+05	91.400	3-methyldibenzothiophene
42	4-MeDBT	1.181E+04	76.850	4-methyldibenzothiophene
43	24-DiMeDBT	3.371E+02	59.400	2,4-dimethyldibenzothiophene
44	13-DiMeDBT	5.421E+06	96.300	1,3-dimethyldibenzothiophene

Quá trình HDS được thực hiện trong 3 thiết bị PFR1, PFR2, PFR3 để mô phỏng 3 tầng xúc tác cố định của thiết bị phản ứng HDS thực tế của Phân xưởng LCO-HDT của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Trong đó, sử dụng 44 cấu tử chứa lưu huỳnh đại diện cho các hợp chất chứa lưu huỳnh trong nguyên liệu LCO. Các cấu tử chứa lưu huỳnh đã sử dụng và các thông số động học [3 - 9, 11] được thể hiện trong Bảng 3.

Mô hình HDS-PFR có lưu trình PFD được thể hiện trong Hình 1.

3. Kết quả và thảo luận

Kết quả mô phỏng của mô hình HDS-PFR, đã nhận được hàm lượng lưu huỳnh trong LCO sản phẩm (S-LCO product (ppm)), so sánh với các kết quả thu được với cùng điều kiện dòng nguyên liệu và các thông số vận hành từ gói mô phỏng HDS-ASPEN và kết quả vận hành thực tế của Phân xưởng LCO-HDT của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, được thể hiện trong Bảng 4.



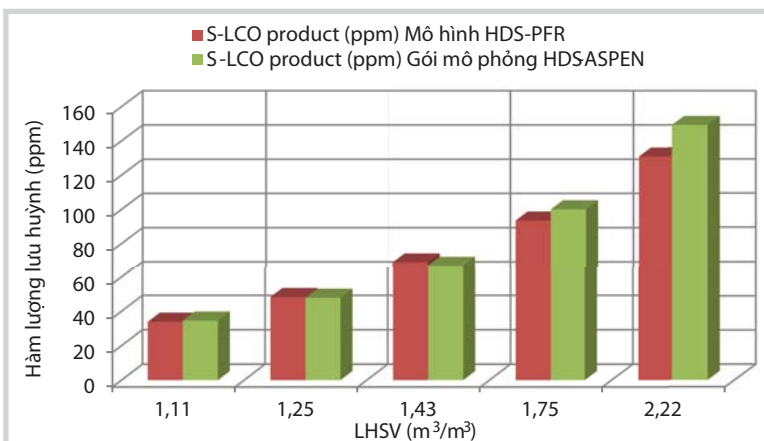
Hình 1. PFD mô hình HDS-PFR

Bảng 4. So sánh kết quả tính hàm lượng lưu huỳnh tổng nhận được từ mô hình HDS-PFR, gói mô phỏng HDS-ASPEN và kết quả vận hành thực tế

Các mô hình	S-LCO product (ppm)
Mô hình HDS-PFR	68,92
Gói mô phỏng HDS-ASPEN	66,92
Vận hành thực tế	65,00

Bảng 5. Bảng so sánh ảnh hưởng của S-LCO product theo LHSV

TT	LHSV (m ³ /m ³)	S-LCO product (ppm)	
		Mô hình HDS-PFR	Gói mô phỏng HDS- ASPEN
1	1,11	33,9	34,55
2	1,25	48,24	47,83
3	1,43	68,92	66,93
4	1,75	93,43	100
5	2,22	130,8	149,2



Hình 2. So sánh ảnh hưởng của S-LCO product theo LHSV

Bảng 6. Bảng so sánh ảnh hưởng của S-LCO product theo nhiệt độ

TT	Nhiệt độ (°C)	S-LCO product (ppm)	
		Mô hình HDS-PFR	Gói mô phỏng HDS- ASPEN
1	280	135,2	140,5
2	290	98,62	99,41
3	300	68,92	66,92
4	310	41,04	42,42
5	320	24,94	26,68
6	330	16,88	14,49

3.1. Nghiên cứu ảnh hưởng của các thông số công nghệ

3.1.1. Ảnh hưởng của tốc độ thể tích nạp liệu (LHSV)

Kết quả tính hàm lượng lưu huỳnh tổng thu được từ mô hình HDS-PFR và gói mô phỏng HDS-ASPEN được thể hiện trong Bảng 5, với cùng thành phần nguyên liệu dòng vào.

Từ số liệu Bảng 5 lập được biểu đồ so sánh S-LCO product theo LHSV của mô hình HDS-PFR và gói mô phỏng HDS-ASPEN.

Từ biểu đồ Hình 2, nhận thấy tốc độ nạp liệu có ảnh hưởng đến S-LCO product. LHSV càng cao thì S-LCO product càng cao, do thời gian lưu của chất phản ứng trên bề mặt xúc tác giảm đi. Tăng nhiệt độ của lò phản ứng sẽ bù lại được ảnh hưởng này.

Nguyên liệu càng nặng, nguyên liệu chứa nhiều các hợp chất dị nguyên tố phải thực hiện quá trình HDS ở tốc độ nạp liệu càng nhỏ. Để sản phẩm có độ sạch cao thì phải điều chỉnh tốc độ nạp liệu phù hợp [7].

Giá trị LHSV trong Bảng 6 đã lập tương đương với Phân xưởng LCO-HDT của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành ở 50 - 100% công suất thiết kế ban đầu. Tùy theo hàm lượng lưu huỳnh tổng trong dòng nguyên liệu có thể chọn công suất vận hành ở các LHSV cho phù hợp.

Phân xưởng LCO-HDT của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được thiết kế với công suất 165.000kg/h với hàm lượng lưu huỳnh tổng trong LCO nguyên liệu là 400ppm. Thực tế, do dòng nguyên liệu LCO từ RFCC và HGO từ CDU thấp nên phân xưởng LCO-HDT chỉ vận hành với 60% công suất thiết kế, tương đương với LHSV = 1,43 (m³/m³). Tuy nhiên, nếu dòng nguyên liệu LCO đảm bảo đủ cho phân xưởng LCO-HDT vận hành ở 100% công suất thiết kế, tương đương với LHSV = 2,22 (m³/m³) thì việc lựa chọn công suất vận hành của phân xưởng LCO-HDT cũng cần quan tâm đến hàm lượng lưu huỳnh tổng trong nguyên liệu LCO để có chất lượng sản phẩm đảm bảo các chỉ tiêu yêu cầu.

Biểu đồ Hình 2 cho thấy hàm lượng lưu huỳnh tổng trong dòng sản phẩm S-LCO product thu được từ mô hình HDS-PFR và gói mô phỏng HDS-ASPEN có giá trị khá gần nhau ở cùng một giá trị LHSV.

3.1.2. Ảnh hưởng của nhiệt độ

Xét ảnh hưởng của nhiệt độ dòng nguyên liệu vào thiết bị phản ứng đến S-LCO product với cùng dòng nguyên liệu đầu. Từ kết quả thu được (Bảng 6), lập biểu đồ so sánh S-LCO product theo nhiệt độ của mô hình HDS-PFR và gói mô phỏng HDS-ASPEN (Hình 3).

Hình 3 cho thấy khi nhiệt độ dòng vào của thiết bị phản ứng tăng thì hàm lượng lưu huỳnh tổng trong sản phẩm sẽ giảm. Do các phản ứng của HDS gồm các phản ứng tỏa nhiệt mạnh, năng lượng hoạt hóa lớn, nên ở nhiệt độ cao các phản ứng sẽ xảy ra nhanh hơn. Nhưng do các phản ứng tỏa nhiệt mạnh nên nhiệt độ trong thiết bị phản ứng tăng rất nhanh. Cùng với sự tăng nhiệt độ dẫn đến tăng phản ứng phụ như phản ứng hydrocracking và phản ứng ngưng tụ dẫn đến sự bám cốc trên bề mặt xúc tác, làm giảm hoạt tính xúc tác và làm giảm chất lượng sản phẩm, hiệu quả kinh tế không cao.

Khi nhiệt độ đi ra từ thiết bị phản ứng đạt từ 410 - 420°C, các phản ứng phụ xảy ra rất mạnh, do đó phải lấy nhiệt để giảm nhiệt độ sau mỗi tầng xúc tác hoặc giảm nhiệt độ cuối quá trình. Ngoài ra, khi nhiệt độ cao còn làm xúc tác nhanh mất hoạt tính, giảm tuổi thọ sử dụng. Vì vậy, các thiết bị phản ứng thường được chia thành nhiều tầng xúc tác để dễ điều chỉnh nhiệt độ [7].

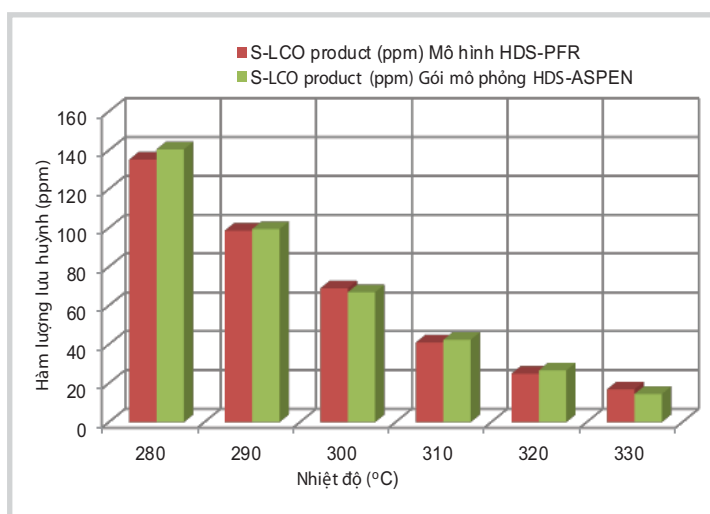
Hình 3 cũng cho thấy S-LCO product thu được từ mô hình HDS-PFR và gói mô phỏng HDS-ASPEN có giá trị khá gần nhau ở cùng một giá trị nhiệt độ.

3.1.3. Ảnh hưởng của áp suất

Xét ảnh hưởng của áp suất dòng nguyên liệu vào thiết bị phản ứng đến hàm lượng lưu huỳnh tổng trong sản phẩm S-LCO product. Kết quả thu được từ mô hình HDS-PFR và gói mô phỏng HDS-ASPEN như Bảng 7.

Từ số liệu Bảng 7 lập được biểu đồ so sánh S-LCO product theo áp suất của mô hình HDS-PFR và gói mô phỏng HDS-ASPEN.

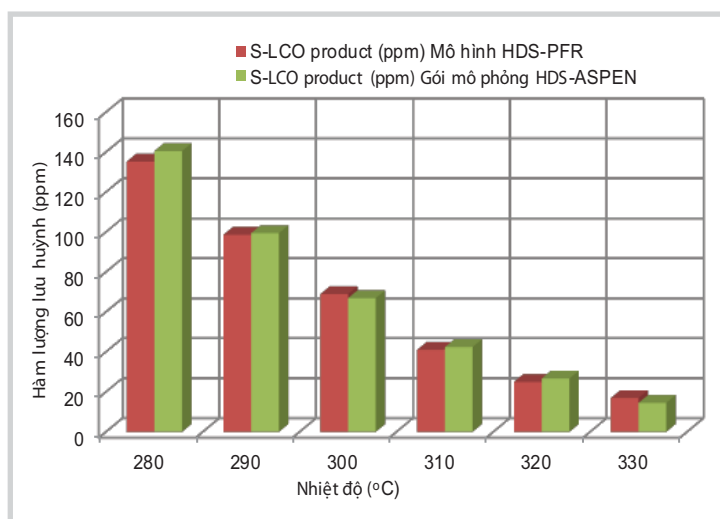
Áp suất ảnh hưởng rất lớn đến các phản ứng trong quá trình HDS. Hình 4 cho thấy khi tăng áp



Hình 3. So sánh ảnh hưởng của S-LCO product theo nhiệt độ

Bảng 7. Bảng so sánh ảnh hưởng của S-LCO product theo áp suất

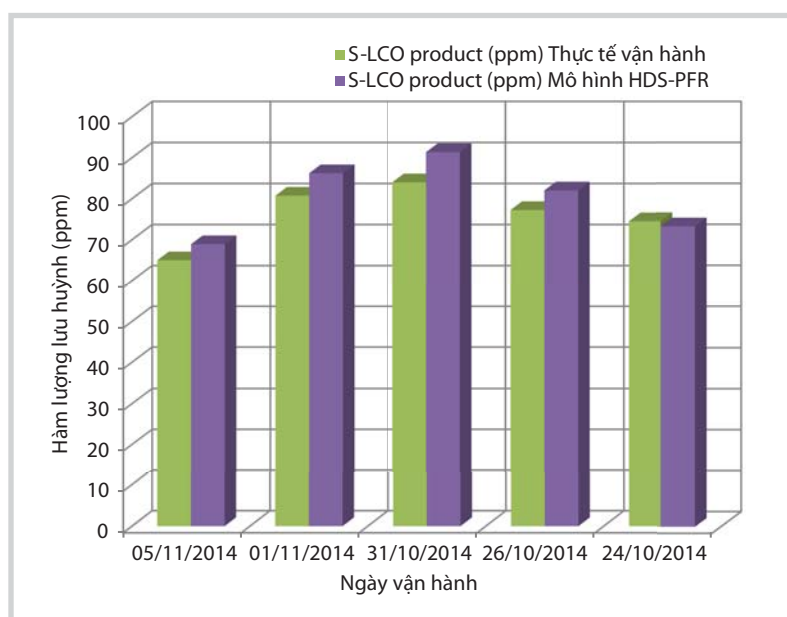
TT	Áp suất (kPa)	S-LCO product (ppm)	
		Mô hình HDS-PFR	Gói mô phỏng HDS-ASPEN
1	4.000	190,50	175,00
2	4.500	153,50	128,50
3	5.000	110,80	93,38
4	5.493	68,92	66,93
5	6.000	41,07	47,23
6	6.500	35,67	32,73



Hình 4. So sánh ảnh hưởng của S-LCO product theo áp suất

Bảng 8. Bảng so sánh của S-LCO product theo ngày vận hành thực tế

Ngày vận hành	S-LCO feed (ppm)	S-LCO product (ppm)	
		Thực tế vận hành	Mô hình HDS-PFR
5/11/2014	838	65,00	68,92
1/11/2014	960	80,75	86,21
31/10/2014	990	84,00	91,36
26/10/2014	924	77,25	82,03
24/10/2014	874	74,50	73,21



Hình 5. So sánh kết quả S-LCO product theo mô hình HDS-PFR và ngày vận hành thực tế

suất thì hàm lượng lưu huỳnh trong sản phẩm càng giảm, và sẽ làm phản ứng dịch chuyển theo chiều có lợi, giảm các phản ứng phụ. Tuy nhiên, do sự bão hòa của các phân tử trên bề mặt xúc tác có giới hạn, áp suất cũng chỉ nên ở một mức nhất định để làm giảm chi phí vận hành [7].

Hình 4 cho thấy S-LCO product thu được từ mô hình HDS-PFR và gói mô phỏng HDS-ASPEN có giá trị khá gần nhau ở cùng một giá trị áp suất.

3.2. So sánh kết quả của mô hình HDS-PFR với kết quả vận hành thực tế của Phân xưởng LCO-HDT 024, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

Nhóm tác giả sử dụng các điều kiện của 5 ngày vận hành thực tế của Phân xưởng LCO-HDT 024 của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cho mô hình HDS-PFR, so sánh các kết quả S-LCO product thu được từ mô hình HDS-PFR với kết quả vận hành thực tế.

Từ số liệu Bảng 8 lập biểu đồ so sánh S-LCO product của mô hình HDS-PFR theo kết quả vận hành thực tế của Phân xưởng LCO-HDT 024 của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (Hình 5).

Kết quả so sánh cho thấy kết quả S-LCO product từ mô hình HDS-PFR khá gần với Gói mô phỏng HDS-ASPEN và đặc biệt khá phù hợp với số liệu vận hành thực tế của Phân xưởng LCO-HDT của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Kết quả thực hiện trong mô hình HDS-PFR đáng tin cậy và có thể sử dụng mô hình này để nghiên cứu, tối ưu hóa công nghệ HDS phân đoạn LCO.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã sử dụng thông số động học của 44 hợp chất chứa lưu huỳnh trong nguyên liệu LCO để thiết lập mô hình HDS-PFR với nguyên liệu LCO, phản ứng HDS được thực hiện trong thiết bị phản ứng

PFR. Kết quả S-LCO product của mô hình PFR phù hợp với số liệu vận hành thực tế của Phân xưởng LCO-HDT 024 của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Nghiên cứu ảnh hưởng của nhiệt độ, áp suất và tốc độ thể tích nạp liệu (LHSV) đến hàm lượng lưu huỳnh tổng trong sản phẩm bằng mô hình HDS-PFR đã thiết lập. Các kết quả thu được phù hợp với kết quả nghiên cứu bằng gói mô phỏng HDS-ASPEN.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thị Minh Hiền. *Mô phỏng các quá trình cơ bản trong công nghệ hóa học*. Nhà xuất bản Bách khoa Hà Nội. 2014.
2. Lê Văn Hiếu. *Công nghệ chế biến dầu mỏ*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2006.
3. G.F.Froment, G.A.Depauw, V.Vanrysselberghe. *Kinetics of the catalytic removal of the sulphur components from the light cycle oil of a catalytic cracking unit*. Studies in Surface Science and Catalysis. 1997; 106: p. 83 - 97.
4. Gilbert F.Froment, Luis Carlos Castaneda-Lopez, Celia Marin-Rosas. *Kinetic modeling of the hydrotreatment of light cycle oil and heavy gas oil using the structural contributions approach*. Catalysis Today. 2008; 130(2 - 4): p. 446 - 454.
5. Georgina C.Laredo, Carlos M.Córtes. *Kinetics of hydrodesulfurization of dimethyldibenzothiophenes in a gas oil narrow-cut fraction and solvent effects*. Applied Catalysis A: General. 2003; 252(2): p. 295 - 304.
6. Jinwen Chen. *Vapor-liquidequilibrium and its effects on trickle bed hydrotreating reactors*. CanmetENERGY, Natural Resources Canada One Oil Patch Drive, Devon, AB T9G 1A8, Canada. 2010.
7. Jorge Ancheyta. *Modeling and simulation of catalytic reactors for petroleum refining*. Wiley & Sons, Inc. 2011.

8. Luis Carlos Castaneda-Lopez. *Kinetic modeling of the hydrotreatment of light cycle oil/diesel*. 2006.
 9. Saeid Shokri, Mahdi Ahmadi Marvast, Morteza Tajerian. *Production of ultra low sulfur diesel: simulation and software development*. Petroleum & Coal. 2007; 49(2): p. 48 - 59.
 10. Vietnam Oil and Gas Group. *Dung Quat Refinery Project, U024: LCO Hydrotreater*. 2007.
 11. Weixiang Zhao, Dezhao Chen, Shangxu Hu. *Differential fraction-based kinetic model for simulating hydrodesulfurization process of petroleum fraction*. Computers & Chemistry. 2002; 26(2): p.141 - 148.
-

Simulating the process of hydrodesulphurisation (HDS) of light cycle oil (LCO) in Dung Quat refinery

Le Huu Ninh, Nguyen Thi Minh Hien, Nguyen Danh Quang
Diep Ngoc Thanh, Nguyen Trong Thai
Ha Noi University of Science and Technology

Summary

This research was conducted to simulate the process of LCO hydrodesulphurisation in Dung Quat refinery using UniSim Design. The simulation is based on the kinetics of 44 sulfur compounds and on conditions and parameters (mass flow rates, temperature and pressure readings) obtained from LCO Hydrotreater 024 of Dung Quat refinery. The HDS was carried out in the Plug Flow Reactor (PFR). The results obtained from the HDS-PFR model were compared with the operating results of LCO Hydrotreater 024 in Dung Quat refinery and the results obtained from the HDS-ASPEN model.

Key words: Simulation, HDS, LCO, HDS-LCO model, LCO Hydrotreater 024, Dung Quat refinery.

GIẢI PHÁP THIẾT KẾ XÂY DỰNG CÔNG TRÌNH PHỤC VỤ KHAI THÁC CÁC MỎ NHỎ VÀ MỎ CẬN BIÊN

**KS. Cao Tùng Sơn¹, ThS. Lê Việt Dũng¹, TS. Bùi Trọng Hàn¹
TS. Lê Hữu Toàn¹, KS. Lê Vũ Quân²**

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: toanlh.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu các giải pháp công nghệ trong việc thiết kế xây dựng để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên trên thế giới đang áp dụng; chia sẻ các giải pháp đang được áp dụng và nghiên cứu tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" nhằm phát triển các mỏ nhỏ, cận biên thuộc các lô mà Vietsovpetro quản lý.

Từ khóa: Mỏ nhỏ, mỏ cận biên, giải pháp thiết kế, giàn nhẹ BK, Lô 09-1, Lô 09-3/12.

1. Mở đầu

Công tác khảo sát địa vật lý và thăm dò trong lĩnh vực dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam đã diễn ra cách đây hơn 40 năm. Đến nay, các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí liên tục được thực hiện và phát triển mạnh với nhiều phát hiện dầu khí được xác định và đưa vào khai thác thành công, trong đó nhiều mỏ có trữ lượng cao như: Bạch Hổ, Rồng, cụm mỏ Sư Tử, Rạng Đông, Ruby, Cá Ngừ Vàng (bể Cửu Long); mỏ Rồng Đồi, Rồng Đồi Tây, Lan Tây, Lan Đỏ, Hải Thạch, Mộc Tinh (bể Nam Côn Sơn).

Bên cạnh các cấu tạo có trữ lượng dầu khí cao đã đưa vào phát triển khai thác, có nhiều phát hiện chưa được đưa vào phát triển. Trong số đó, có đa số cấu tạo với trữ lượng thu hồi tương đối thấp và điều kiện đưa vào khai thác không thuận lợi. Do đó, để đầu tư phát triển mang lại hiệu quả kinh tế cần phải có chiến lược và phương án đầu tư phát triển hợp lý, khoa học, đặc biệt là đối với các mỏ nhỏ, cận biên có trữ lượng nhỏ hơn 1,5 triệu tấn (khoảng 10 triệu thùng) dầu thu hồi.

Tổng mức đầu tư (CAPEX) cho việc phát triển mỏ thường bao gồm 3 loại chi phí: chi phí cho công tác khoan, chi phí xây dựng giàn khai thác và chi phí xây dựng hệ thống đường ống kết nối để vận chuyển sản phẩm. Trong đó, chi phí cho xây dựng giàn chiếm khoảng 23 - 30% tổng chi phí.

Bài báo đề cập đến các giải pháp thiết kế xây dựng mỏ nhằm giảm thiểu chi phí xây dựng, tăng hiệu quả kinh tế trong việc phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên.

2. Các giải pháp phát triển và khai thác các mỏ nhỏ, mỏ cận biên

Vì các mỏ nhỏ, cận biên có trữ lượng thu hồi trung bình hoặc thấp, đời mỏ ngắn nên mô hình khai thác truyền

thống (giàn đầu giếng (well head platforms - WHPs) + giàn công nghệ trung tâm (CPP) hoặc WHPs + tàu chứa, xử lý và xuất dầu (FPSO)) sẽ có chi phí đầu tư ban đầu cao và ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế. Do đó, để phát triển các mỏ này cần phải dựa trên các tiêu chí sau:

- Hợp lý trong quy hoạch phát triển mỏ có xem xét với các khu vực lân cận và hạ tầng kỹ thuật hiện hữu;
- Tối ưu trong thiết kế để giảm trọng lượng và thiết bị trên giàn nhằm giảm thiểu chi phí và thời gian thi công lắp đặt (giảm thiểu chi phí CAPEX);
- Đơn giản trong vận hành nhưng vẫn đảm bảo an toàn sản xuất (giảm chi phí OPEX);
- Tận dụng các thiết bị có khả năng di động để phục vụ nhiều dự án.

Trên cơ sở đó, về cơ bản sẽ có 2 phương án chính để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên: (i) Kết nối với hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu; (ii) phương án phát triển độc lập.

2.1. Phương án kết nối với hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu

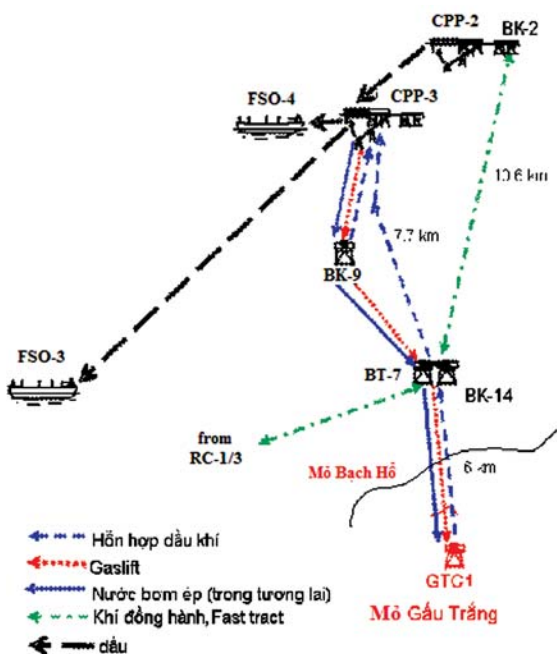
Phương án kết nối với hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu sẽ giảm đáng kể chi phí đầu tư vì không phải xây dựng các giàn xử lý trung tâm (CPP), giàn nén khí gaslift, nước ép vỉa... mà chỉ cần xây dựng các giàn đầu giếng cố định không người (unmanned WHP). Sản phẩm sau khi khai thác sẽ được vận chuyển bằng đường ống về các giàn CPP hiện hữu để xử lý. Các hệ thống phụ trợ, ngay cả hệ thống điện, cũng có thể sẽ được cung cấp từ cụm các giàn hiện hữu. Mô hình này đang được áp dụng tại các mỏ ở bể Cửu Long.

Tuy nhiên, phương án này chỉ có thể áp dụng cho các

mỏ nằm gần trung tâm xử lý hiện hữu (khoảng cách dưới 30km). Nếu xa hơn, việc áp dụng phương án kết nối mỏ sẽ không khả thi vì các khó khăn trong vận chuyển sản phẩm khai thác bằng đường ống. Ngoài ra, phương án này cũng phụ thuộc vào công suất xử lý dư của hệ thống cơ sở hạ tầng hiện hữu.

2.2. Phương án phát triển độc lập

Phương án này được áp dụng cho các mỏ nằm xa, tách biệt với hệ thống thiết bị và trung tâm xử lý hiện hữu. Đối với các mỏ nhỏ, cận biên có trữ lượng thu hồi thấp và phân bố không tập trung thì việc đầu tư xây dựng giàn CPP sẽ không mang lại hiệu quả kinh tế. Khi đó, phương



Hình 1. Sơ đồ khai thác mỏ nhỏ Gấu Trắng kết nối với cơ sở hạ tầng hiện hữu của mỏ Bạch Hổ



Hình 2. Một mỏ nhỏ khai thác sử dụng MOPU

án sử dụng các thiết bị có khả năng di động, phục vụ được nhiều dự án là lựa chọn tối ưu.

Một trong những thiết bị di động trên thế giới đang được sử dụng để khai thác các mỏ nhỏ, cận biên đó là giàn di động khai thác ngoài khơi (mobile offshore production unit - MOPU). Giàn MOPU thường được cải hoán từ giàn khoan (drilling rig). Trên khối thượng tầng của MOPU được thiết kế lắp đặt các hệ thống xử lý dầu khí, hệ thống phụ trợ, khu nhà ở, sân bay... giống như trên CPP hoặc FPSO.

Mô hình khai thác sử dụng MOPU được thiết kế như sau: khung đầu giếng (wellhead frame) + MOPU + FSO. Trong đó, khung đầu giếng được thiết kế tối giản, bao gồm khối chân đế và khối thượng tầng chỉ với hệ thống đầu giếng. Sản phẩm từ đầu giếng được chuyển trực tiếp qua hệ thống xử lý trên MOPU.

Một công nghệ khác trên thế giới đang sử dụng để khai thác các mỏ cận biên là sử dụng giàn khai thác và xử lý có kết cấu nhẹ (lightweight wellhead production platform - WHPP). Dầu sẽ được khai thác và xử lý trực tiếp ngay trên giàn, sau đó chuyển qua FSO để lưu trữ. Giàn này được thiết kế trên cơ sở unmanned WHP có bổ sung thêm các module để xử lý dầu khí. Hệ thống xử lý dầu khí được thiết kế tối giản nhằm giảm độ phức tạp trong công nghệ, qua đó giảm thiểu sự can thiệp của con người.

Tuy nhiên, mô hình MOPU cũng như giàn WHPP vẫn còn khá mới và chưa được ứng dụng rộng rãi trong lĩnh vực khai thác dầu khí ở Việt Nam.

3. Các giải pháp đang được ứng dụng tại Vietsovpetro

Vietsovpetro đang khai thác 5 mỏ dầu khí tại Lô 09-1, bể Cửu Long: mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng. Vị trí các mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng khá gần với mỏ Bạch Hổ và Rồng (dưới 10km) nên phương án kết nối với hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu là phương án tối ưu mà Vietsovpetro đã lựa chọn để phát triển khai thác mỏ (Hình 1). Tại các mỏ này, Vietsovpetro xây dựng các giàn nhẹ đầu giếng BK có công suất xử lý từ 2.000 - 6.000 tấn chất lỏng/ngày đêm, gồm khối chân đế (nặng khoảng 1.050 tấn), cọc (khoảng 1.100 tấn), khối thượng tầng (khoảng 1.200 tấn), cần xả khí (khoảng 26 tấn) và sân bay trực thăng (khoảng 90 tấn). Các giàn đã được xây dựng như: GTC-1, RC-DM, ThTC-1, ThTC-2 (đang xây dựng).

Trên khối thượng tầng của giàn BK hiện tại được trang bị các hệ thống chính sau:

- Thiết bị đầu giếng, hệ thống điều khiển đầu giếng (wellhead control panel);
- Cụm van thu gom dầu khí từ các giếng (inlet manifold);
- Hệ thống phân phối khí gaslift, nước ép via PPD;
- Bình tách dầu, khí sơ bộ.
- Hệ thống đo dầu, khí;
- Khu vực riser để vận chuyển, trung chuyển dầu khí, gaslift, nước ép via PPD;
- Hệ thống điều khiển, điện;
- Hệ thống cứu hỏa, thiết bị cứu sinh;
- Shelter nhà ở và các hệ thống phụ trợ có thể phục vụ cho 8 người ở tạm thời trên giàn.

Hệ thống dầu khí, gaslift, nước ép via PPD, điện được kết nối với các giàn hiện hữu của mỏ Bạch Hổ hoặc Rồng bởi hệ thống đường ống và cáp điện ngầm. Ngoài ra, trên các giàn BK cũng thiết kế các đầu chờ (tie-point) để có thể đấu nối các hệ thống này với các giàn BK khác trong nội mỏ hoặc mỏ lân cận (Hình 3). Dầu khí từ các giàn BK được vận chuyển về các giàn xử lý trung tâm CCP hiện hữu để xử lý trước khi bơm sang các tàu chứa FSO.

Đối với các phát hiện dầu khí mới nằm cạnh các giàn hiện hữu, Vietsovpetro lựa chọn giải pháp tối ưu hơn là xây dựng giàn BK với thiết bị tối thiểu, đặt cạnh với giàn khai thác hiện hữu, nối với nhau bằng cầu dẫn (gọi là connecting BK). Trên giàn connecting BK chỉ cần khối chân đế và khối thượng tầng với một số thiết bị và hệ thống chính như: thiết bị và hệ thống điều khiển đầu giếng, inlet manifold, hệ thống phân phối gaslift và nước ép via PPD. Các hệ thống thiết bị khác như bình tách, bộ đo, điện, điều khiển, sân bay trực thăng, shelter nhà ở... được tận dụng từ giàn hiện hữu. Mô hình này đã được triển khai cho các giàn BK1/BK10, BK8/BK17, RC1/RC3, RC5/RC9 (đang triển khai).

4. Các giải pháp đang nghiên cứu và phát triển tại Vietsovpetro

Ở Lô 09-1 và Lô 09-3/12 bể Cửu Long có nhiều phát hiện dầu khí ở dạng tiềm năng, có trữ lượng dầu thu hồi trung bình và thấp. Để duy trì sản lượng khai thác dầu khí ổn định, Vietsovpetro cần phải đưa các khu vực này vào khai thác một cách hiệu quả, trên cơ sở giảm thiểu chi phí đầu tư. Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã giao Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI) nghiên cứu

phát triển hợp lý sơ đồ xây dựng mỏ, tối ưu hóa trong thiết kế giàn khai thác phù hợp với trữ lượng dầu thu hồi, giảm thiểu chi phí xây dựng và vận hành.

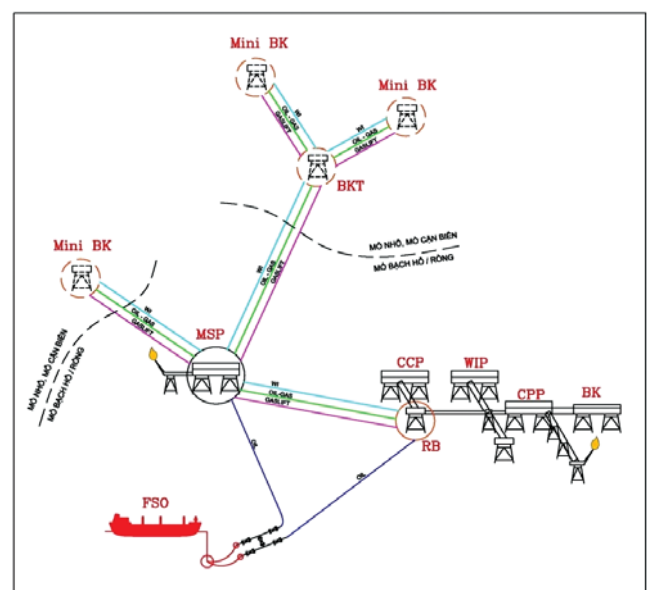
Giải pháp cơ bản mà NIPI đang nghiên cứu áp dụng đó là: tại các mỏ, khu vực có trữ lượng dầu thu hồi trung bình và thấp của Lô 09-1 và Lô 09-3/12 sẽ thiết kế xây dựng các giàn đầu giếng dạng BK trung tâm (BKT) và/hoặc mini BK, có khả năng kết nối với các giàn hiện hữu của mỏ Bạch Hổ và Rồng (Hình 4).

4.1. Giàn BK trung tâm

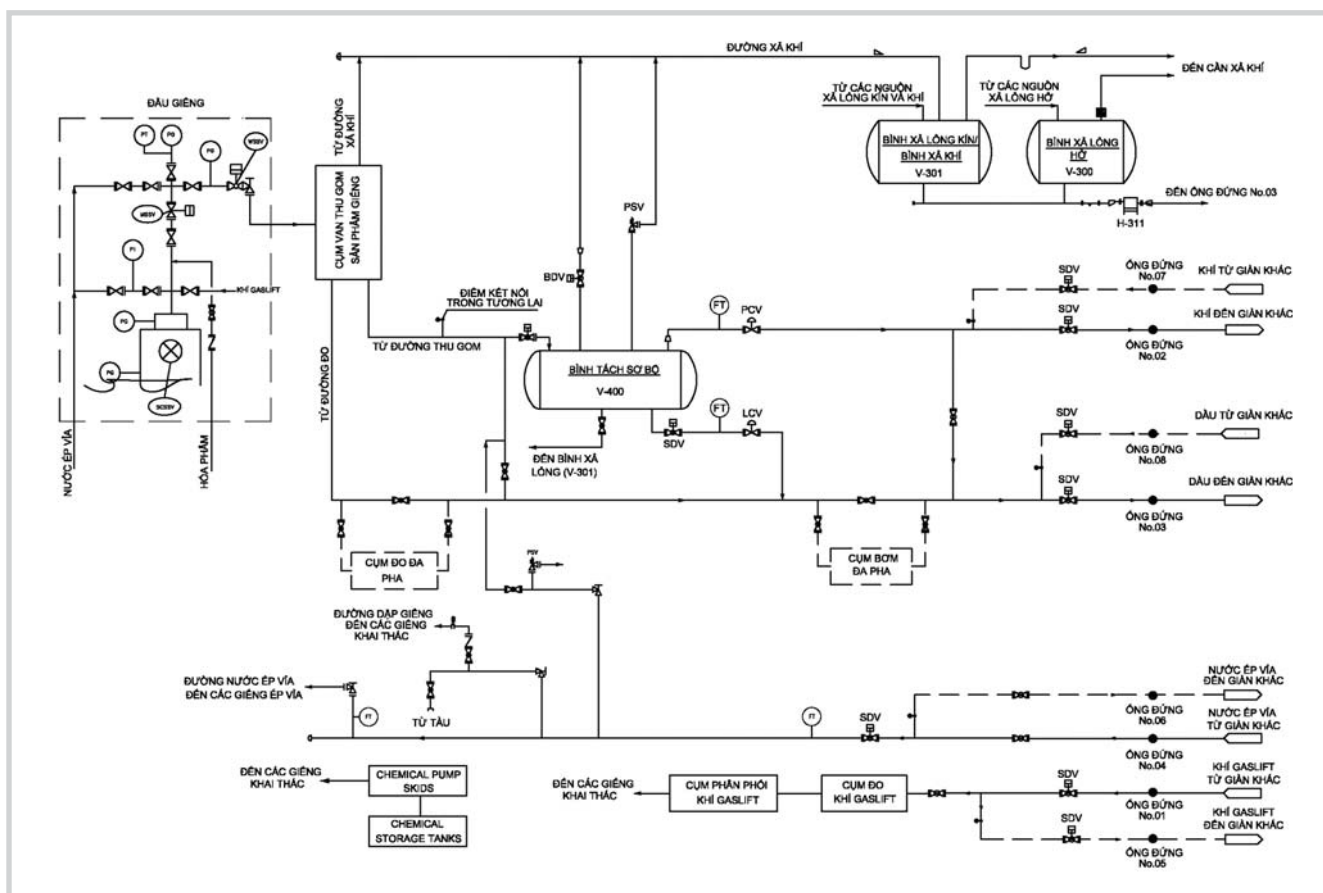
Giàn BK trung tâm (BKT) sẽ được lắp đặt để khai thác khu vực có trữ lượng dầu thu hồi > 1,5 triệu tấn dầu. Công suất giàn BKT từ 2.000 - 6.000 tấn lỏng/ngày đêm, tùy thuộc vào trữ lượng thu hồi tại chỗ và khả năng tiếp nhận



Hình 3. Giàn BK-16 của Vietsovpetro tại mỏ Bạch Hổ



Hình 4. Sơ đồ kết nối các mỏ nhỏ, cận biên với mỏ Bạch Hổ tại Lô 09-1 và Lô 09-3/12



Hình 5. Sơ đồ công nghệ giàn BKT

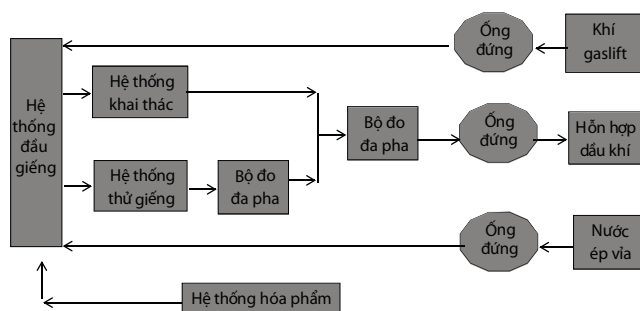
sản phẩm từ các giàn mini BK bên cạnh. Hình 5 trình bày sơ đồ nguyên lý công nghệ của giàn BKT.

Giàn BKT được phát triển, tối ưu hóa trên cơ sở thiết kế của giàn BK hiện tại của Vietsovpetro. Ngoài ra, có một số cải tiến mới: Thiết kế hệ thống công nghệ để có thể tiếp nhận và xử lý sản phẩm từ các giàn mini BK; thiết kế bổ sung hệ thống bơm đa pha để vận chuyển sản phẩm giếng trong trường hợp áp suất vận hành tại các giàn BKT, mini BK thấp, không đủ tự chảy về các giàn MSP, CPP hiện hữu để xử lý tiếp.

4.2. Giàn mini BK

Giàn mini BK là giàn không người, có kết cấu nhẹ, hệ thống công nghệ tối giản với chi phí xây dựng và vận hành tối thiểu, có khả năng kết nối với các giàn hiện hữu bằng đường ống và cáp ngầm. Đây là công trình NIPI đang nghiên cứu thiết kế để xây dựng, nhằm đưa vào khai thác những khu vực có trữ lượng thu hồi dầu < 1,5 triệu tấn dầu. Các giải pháp thiết kế cho giàn mini BK như sau:

- Giải pháp công nghệ:
- + Công suất thiết kế: 1.000 tấn lỏng/ngày đêm;
- + Số lượng giếng: từ 4 - 6 giếng (trong đó 1 - 2 giếng



Hình 6. Sơ đồ nguyên lý công nghệ giàn mini BK

ép vĩa). Sử dụng loại dual well slot để giảm kích thước khung kết cấu.

+ Các hệ thống chính: Hệ thống thu gom sản phẩm giếng (inlet manifold); hệ thống phân phối khí gaslift; hệ thống phân phối nước ép vỉa PPD; hệ thống bơm hóa phẩm; hệ thống xả lỏng; hệ thống đo sản phẩm giếng: đo đa pha; hệ thống khí điều khiển; cầu 3 - 4 tấn, động cơ diesel.

Sản phẩm giếng khai thác từ giàn mini BK, sau khi qua bộ đo đa pha, sẽ được vận chuyển trực tiếp sang giàn BK trung tâm hoặc MSP gần nhất để tách khí, sau đó chuyển về giàn CPP để xử lý tiếp thành dầu thương phẩm trước khi vận chuyển sang các tàu dầu UBN. Sơ đồ nguyên lý công nghệ giàn mini BK được thể hiện như Hình 6.

- Giải pháp kết cấu: Kết cấu giàn mini BK sẽ bao gồm khối chân đế, khối thượng tầng và sân bay trực thăng. Không có cần xả khí, shelter nhà ở. Các hệ thống phụ trợ được tối giản.

4.3. Khối chân đế

- Kết cấu chân đế được thiết kế với 3 hoặc 4 chân;
- Phương pháp cố định chân đế: đang nghiên cứu 2 phương án thiết kế chân đế để lựa chọn phương án tối ưu, đó là: (i) Phương án dùng cọc để cố định - piles (Hình 7); (ii) phương án dùng ống dẫn để cố định (supported conductors) - các ống dẫn (conductors) sẽ được lồng trong ống kết cấu chân đế và đóng vào lòng đất (Hình 8);
- Có 1 bến cập tàu;
- Khối lượng chân đế khoảng 500 - 600 tấn;
- Khối lượng cọc khoảng 600 - 700 tấn.

4.4. Khối thượng tầng

Khối thượng tầng giàn mini BK gồm 3 sàn (submain deck, main deck và upper deck) và sân bay trực thăng. Trên đó, sẽ bố trí các thiết bị hệ thống công nghệ, điện, tự động hóa, cầu.

Khối thượng tầng có khối lượng khoảng 450 - 600 tấn, được thiết kế thành một khối để bảo đảm thi công lắp đặt bằng 1 mã cầu.

4.5. Giải pháp năng lượng điện

- Nguồn điện chính: Kết nối và sử dụng điện lưới của mỏ Bạch Hổ - Rồng thông qua cáp điện ngầm. Trong trường hợp không thể kết nối với hệ thống điện lưới hiện hữu sẽ thiết kế lắp

đặt máy phát Micro Gas Turbine Generator. Khí nhiên liệu được sử dụng từ nguồn khí gaslift.

- Nguồn điện dự phòng sử dụng máy phát điện diesel.
- Thiết kế hệ thống UPS, hệ thống đèn hàng hải navigation aid.

4.6. Giải pháp điều khiển, tự động hóa

- Giàn mini BK sẽ được thiết kế với nguyên lý điều khiển từ xa, từ giàn BK trung tâm hoặc giàn CPP.
- Thiết kế hệ thống camera CCTV để giám sát từ xa (từ giàn BK trung tâm hoặc từ giàn CPP và có thể từ trong bờ).

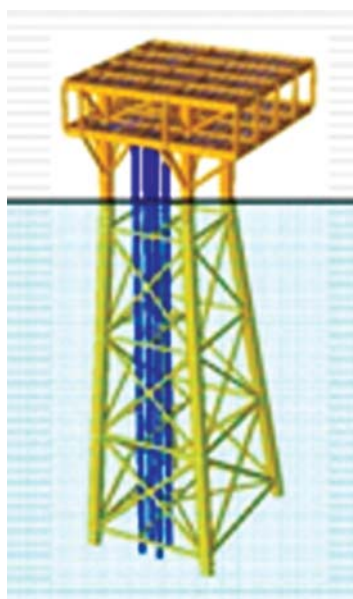
5. Kết luận

Để phát triển các mỏ nhỏ, cận biên có thể sử dụng phương án kết nối với hạ tầng cơ sở hiện hữu (đối với các mỏ cách hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu dưới 30km) hoặc phương án phát triển độc lập với việc sử dụng các phương tiện di động (đối với các mỏ cách xa hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu, không thể vận chuyển sản phẩm bằng đường ống).

Tại các mỏ thuộc Lô 09-1, Vietsovpetro đã xây dựng các giàn nhẹ khai thác BK kết nối với các giàn xử lý trung tâm hiện hữu có công suất dư của mỏ Bạch Hổ và Rồng bằng hệ thống đường ống và cáp ngầm.

Để phát triển hiệu quả các mỏ nhỏ, cận biên có trữ lượng thu hồi dầu thấp, nằm lân cận các mỏ Bạch Hổ và Rồng, Vietsovpetro đang nghiên cứu và áp dụng giải pháp tối ưu hóa sơ đồ phát triển mỏ và tối giản hóa trong thiết kế xây dựng các giàn nhẹ BK trung tâm (BKT) và mini BK có khả năng kết nối với hệ thống cơ sở hạ tầng hiện hữu.

Giàn BKT có khả năng kết nối và xử lý sản phẩm từ các giàn mini BK. Trong khi đó, giàn mini BK là giàn không người, có kết cấu nhẹ, được trang bị hệ thống công nghệ tối giản nhằm giảm thiểu chi phí đầu tư và vận hành. Theo tính toán sơ bộ, chi phí đầu tư xây dựng giàn mini BK sẽ chỉ bằng một nửa và thời gian thực hiện bằng 2/3 so với giàn BK hiện tại của Vietsovpetro. Đây là giải pháp khả thi để Vietsovpetro có thể đưa vào khai thác các khu vực tiềm năng trong thời gian tới.



Hình 7. Mô hình chân đế sử dụng cọc để cố định



Hình 8. Mô hình chân đế sử dụng ống dẫn (supported conductors) để cố định

Tài liệu tham khảo

1. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI). Báo cáo "Thiết kế giàn nhẹ BK". 2014.
2. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển (NIPI). Báo cáo "Kế hoạch hoạt động sản xuất của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" năm 2014 - 2019". 2014.
3. Graham Nicholson, Yann Helle. *Modular design for low cost minimum facilities platforms*. SPE Middle East Oil and Gas Show and Exhibition. 10 - 13 March, 2013.
4. H.J.Meek, P.G.F.Sliggers. *Alternative low-cost wellhead platform concept(s) for marginal offshore field developments*. Proceedings of the 11th (2001) International Offshore and Polar Engineering Conference, Norway. 17 - 22 June, 2001.
5. Graham Nicholson, Yann Helle. *Minimum facilities platform provides alternative for marginal field development*. Offshore Magazine. www.offshore-mag.com. 11/12/2013.

Solutions to design and construction of facilities for development of small and marginal fields

Cao Tung Son¹, Le Viet Dung¹, Bui Trong Han¹
Le Huu Toan¹, Le Vu Quan²

¹Vietsovpetro

²Vietnam Petroleum Institute

Summary

The paper presents the technological solutions currently applied in the world to design and construction of facilities for development of small and marginal fields. It also shares the solutions which have been studied and applied by Vietsovpetro Joint Venture for development of the small and marginal fields in the blocks managed by Vietsovpetro.

Key words: Small field, marginal field, solution to design, BK lightweight platform, Block 09-1, Block 09-3/12.

ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ PHASED ARRAY LẬP BẢN ĐỒ ĂN MÒN CHO CÁC THIẾT BỊ TRONG NGÀNH CÔNG NGHIỆP DẦU KHÍ

ThS. Phan Công Thành, ThS. Đặng Thế Tung
ThS. Nguyễn Đình Dũng, ThS. Trương Quang Trường
KS. Lê Thị Hồng Giang, PGS.TS. Nguyễn Thị Lê Hiền
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: thanhpc@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Việc theo dõi và đánh giá ăn mòn nhằm đưa ra kế hoạch sửa chữa, bảo dưỡng thích hợp cho phép tăng tuổi thọ của trang thiết bị, đường ống, giảm thiểu rủi ro và tăng hiệu quả kinh tế. Trong đó, lập bản đồ ăn mòn cho một phần hoặc toàn bộ thiết bị, đường ống để theo dõi và đánh giá quá trình ăn mòn kim loại theo thời gian, nhằm tối ưu hóa trong quản lý bảo trì, bảo dưỡng thiết bị. Bài báo trình bày nguyên tắc áp dụng công nghệ Phased Array và ứng dụng để lập bản đồ ăn mòn cho các thiết bị trong ngành công nghiệp dầu khí.

Từ khóa: Bản đồ ăn mòn, siêu âm Phased Array, kiểm tra không phá hủy.

1. Giới thiệu

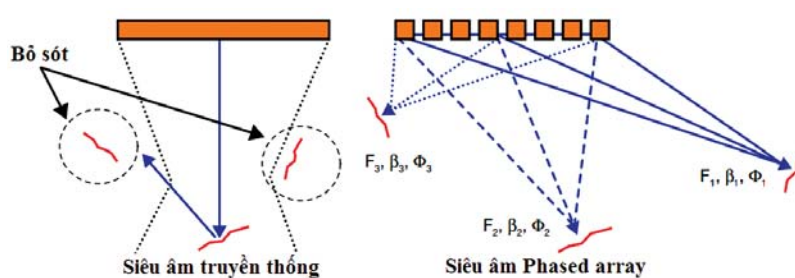
Trong công nghiệp dầu khí, các hệ thống thiết bị, đường ống... thường làm việc trong điều kiện nhiệt độ và áp suất cao, tiếp xúc với các môi chất chứa tác nhân gây ăn mòn kim loại. Tốc độ ăn mòn phụ thuộc vào điều kiện làm việc, tác nhân ăn mòn, bản chất của kim loại và cấu trúc không gian của đường ống, thiết bị. Tại các vị trí xung yếu, tốc độ ăn mòn có thể cao gấp rất nhiều lần so với tốc độ ăn mòn trung bình. Do đó, việc lập bản đồ ăn mòn kim loại cho một phần hoặc toàn bộ thiết bị, đường ống cho phép theo dõi và đánh giá quá trình ăn mòn kim loại theo thời gian, nhằm tối ưu hóa trong quản lý bảo trì, bảo dưỡng thiết bị. Xây dựng bản đồ ăn mòn bằng công nghệ Phased Array là cách biểu đồ hóa độ dày còn lại của vật liệu kim loại được xác định bằng phương pháp siêu âm Phased Array theo màu sắc. Đây là kỹ thuật đánh giá không phá hủy hiện đại, cho các kết quả có độ chính xác và tin cậy cao.

Kiểm tra siêu âm Phased Array (siêu âm tổ hợp pha) là một kỹ thuật mới, tiên tiến của phương pháp kiểm tra không phá hủy (Non-destructive testing - NDT) sử dụng sóng siêu âm. Đầu dò siêu âm thông thường sử dụng cho kiểm tra không phá hủy thường bao gồm một biến tử vừa tạo ra, vừa thu sóng âm tần số cao, hoặc cặp 2 biến tử, một cho phát và một cho thu. Trong

khi đó, đầu dò dây tổ hợp pha Phased Array thường bao gồm từ 16 - 256 biến tử nhỏ riêng biệt, cách âm với nhau và mỗi biến tử có thể tạo xung riêng rẽ. Chúng có thể được sắp đặt theo dải, vòng tròn, hoặc có hình dạng phức tạp hơn. Các biến tử này được kích thích bằng xung điện có độ trễ theo các chương trình đặt trước. Sóng âm từ các biến tử này sẽ giao thoa và tạo nên chùm siêu âm có góc phát, điểm hội tụ theo ý muốn. Giống như đối với đầu dò thông thường, các đầu dò dây tổ hợp pha có thể được thiết kế cho sử dụng tiếp xúc trực tiếp, hoặc kết nối với phần nệm để tạo các đầu dò góc, hoặc sử dụng cho kỹ thuật nhúng với sóng âm truyền qua nước tới chi tiết kiểm tra. Tần số đầu dò thường nằm trong dải từ 2 - 10MHz.

Hệ thống dây tổ hợp pha cũng bao gồm thiết bị máy tính có khả năng điều khiển đầu dò đa biến tử, thu nhận và số hóa các xung phản hồi và biểu diễn thông tin của xung trên các khổ tiêu chuẩn khác nhau. Không giống như các thiết bị dò khuyết tật siêu âm thông thường, hệ thống dây tổ hợp pha có thể quét chùm tia dưới cả dải góc khúc xạ hoặc dọc theo đường thẳng, hoặc hội tụ ở những độ sâu khác nhau, do đó tăng tính linh hoạt và khả năng phát hiện khuyết tật trong quá trình kiểm tra.

Với các tính năng vượt trội, siêu âm Phased Array cho phép kiểm tra và nhận diện chính xác hình ảnh và vị trí các khuyết tật cũng như chiều dày còn lại của vật liệu tại các vùng khảo sát. Dữ liệu thu được từ quá trình siêu âm được tính toán và mã hóa bằng màu sắc để chỉ rõ sự khác biệt độ dày vật liệu và được mô phỏng lại dưới dạng hình



Hình 1. Nguyên tắc siêu âm

ảnh (bản đồ) trên các hệ quy chiếu 1D, 2D, 3D như được mô tả trên Hình 2. Mỗi cấp độ dày là mã màu và sự suy giảm chiều dày do ăn mòn hoặc xói mòn được dễ dàng quan sát. Với độ chính xác cao (độ nhạy 0,3mm chiều dày) cho phép giám sát và tính toán tốc độ ăn mòn chính xác. Kỹ thuật này được sử dụng rộng rãi trong công nghiệp dầu khí nhằm phát hiện và mô phỏng quá trình ăn mòn trong đường ống và thiết bị/bể chứa.

Tuy nhiên, để có thể mô phỏng quá trình ăn mòn thiết bị, đường ống và bể chứa, ngoài những kiến thức về siêu âm vật liệu để có thể cho các kết quả đáng tin cậy, cần có đội ngũ kỹ thuật được trang bị các kiến thức về ăn mòn vật liệu.

2. Xây dựng bản đồ ăn mòn bằng kỹ thuật Phased Array

2.1. Hệ thiết bị siêu âm sử dụng

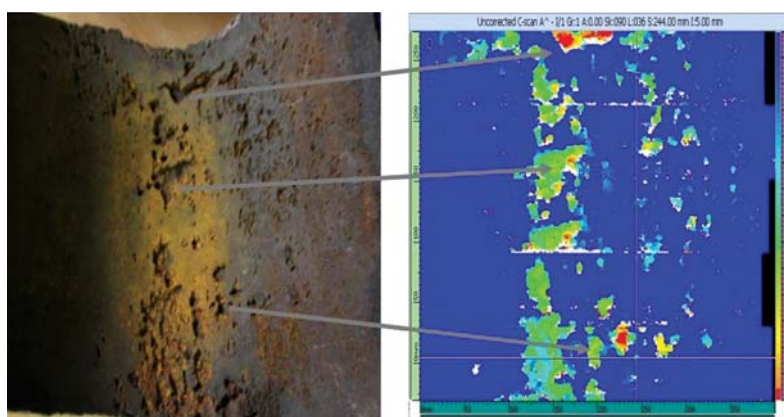
- Thiết bị chính Omniscan MX2 với phần mềm MXU.
- Module Siêu âm Phased Array tự động 16:128.
- Bộ quét và đầu dò HydroFORM: Bộ quét có thể mã hóa theo 1 trục ở chế độ thủ công và 2 trục ở chế độ bán tự động, giúp lập bản đồ ăn mòn cho một vùng có kích thước lớn.
- Phần mềm xử lý Tomoview: Các công cụ đồ họa giúp cho tối ưu hóa hình ảnh cũng như lấy lại các thông tin của dữ liệu.

2.2. Mẫu chuẩn và mẫu so sánh

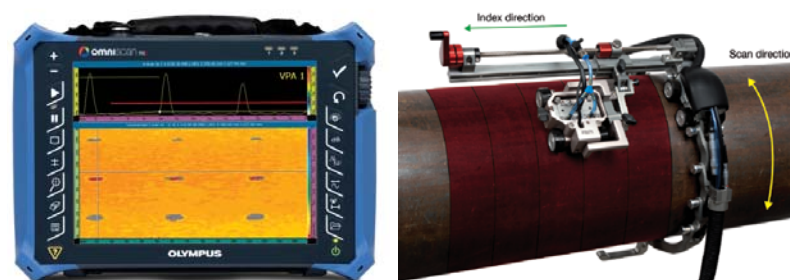
Các mẫu chuẩn và mẫu so sánh đối chúng được sử dụng để chuẩn thiết bị siêu âm và thiết lập chế độ đo tối ưu cho phép xây dựng bản đồ ăn mòn.

- Mẫu chuẩn: Sử dụng các mẫu chuẩn V1 và V2 chính hãng để hiệu chuẩn thiết bị.
- Mẫu so sánh:

Để có thể thiết lập thông số tối ưu cho phép xây dựng bản đồ ăn mòn trên thép, các mẫu so sánh đã được chế tạo theo thiết kế như được mô tả trên Hình 5.



Hình 2. Hình ảnh 3D cho bề mặt của đoạn đường ống



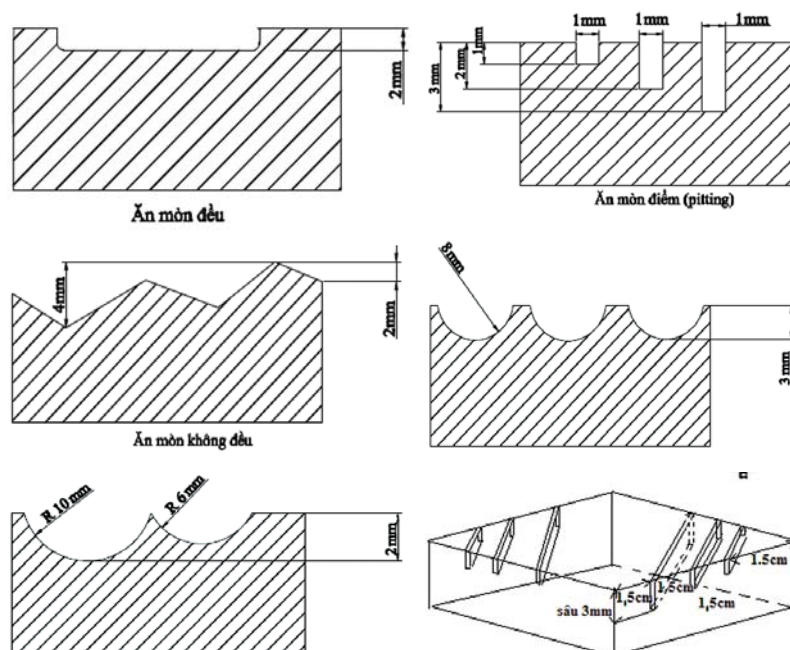
Thiết bị chính Omniscan MX2

Bộ quét và đầu dò Hydro FORM

Hình 3. Bộ thiết bị lập bản đồ ăn mòn sử dụng Phased Array



Hình 4. Mẫu chuẩn V1, V2



Hình 5. Các dạng ăn mòn được tạo trên mẫu so sánh

2.3. Các kết quả kiểm tra siêu âm Phased Array trên mẫu so sánh đối chứng

Trên cơ sở các vị trí và kích thước các khuyết tật tự tạo mô phỏng các dạng ăn mòn thường gặp trong thực tế, thay đổi các thông số của thiết bị Phased Array cho phép xác định chế độ kiểm tra tối ưu cho kết quả chính xác với độ tin cậy cao.

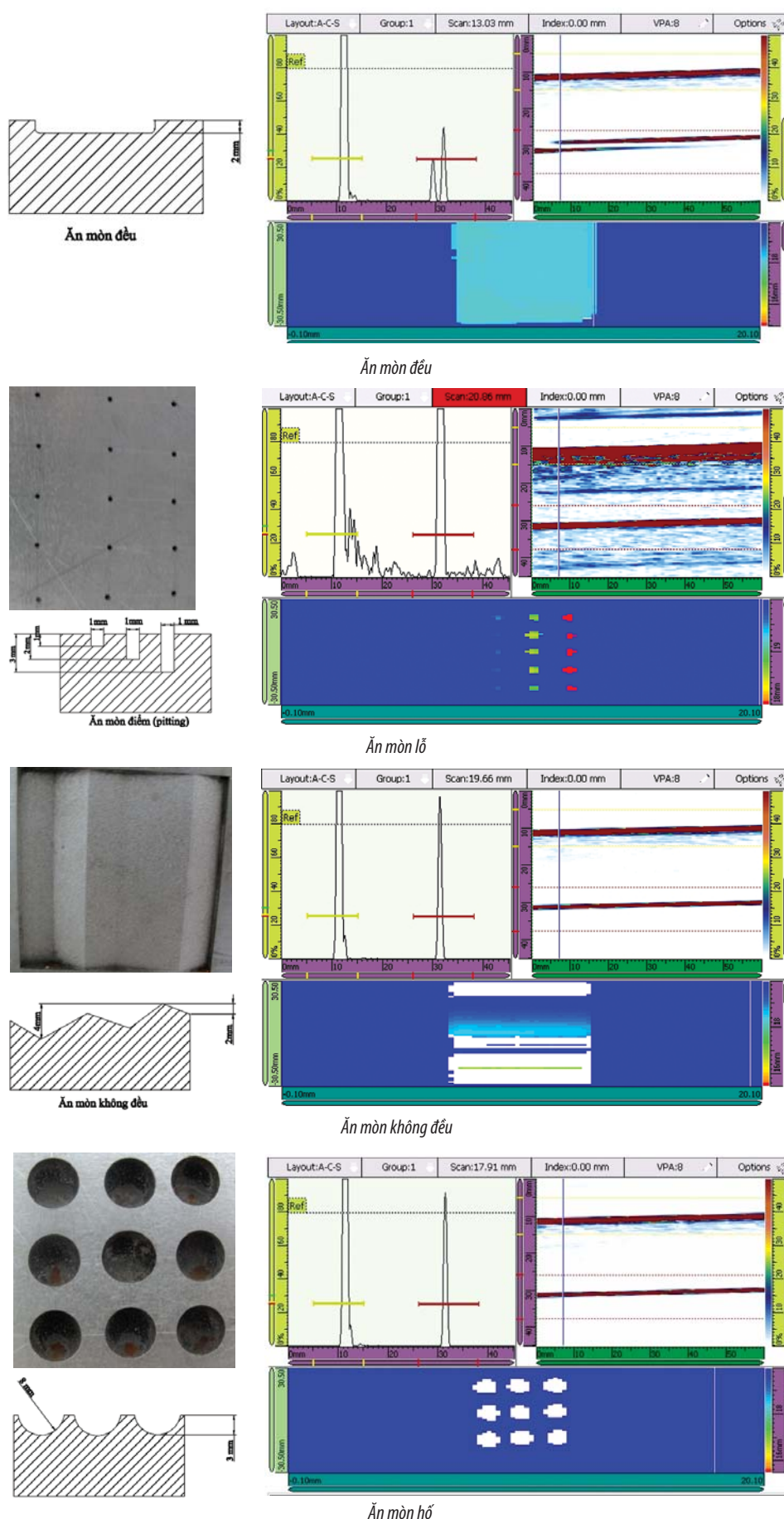
Hình 6 giới thiệu một số kết quả siêu âm Phased Array trên các mẫu so sánh. Các kết quả thu được cho hình ảnh các dạng ăn mòn phù hợp với các dạng ăn mòn được thiết kế trên các mẫu so sánh đối chứng.

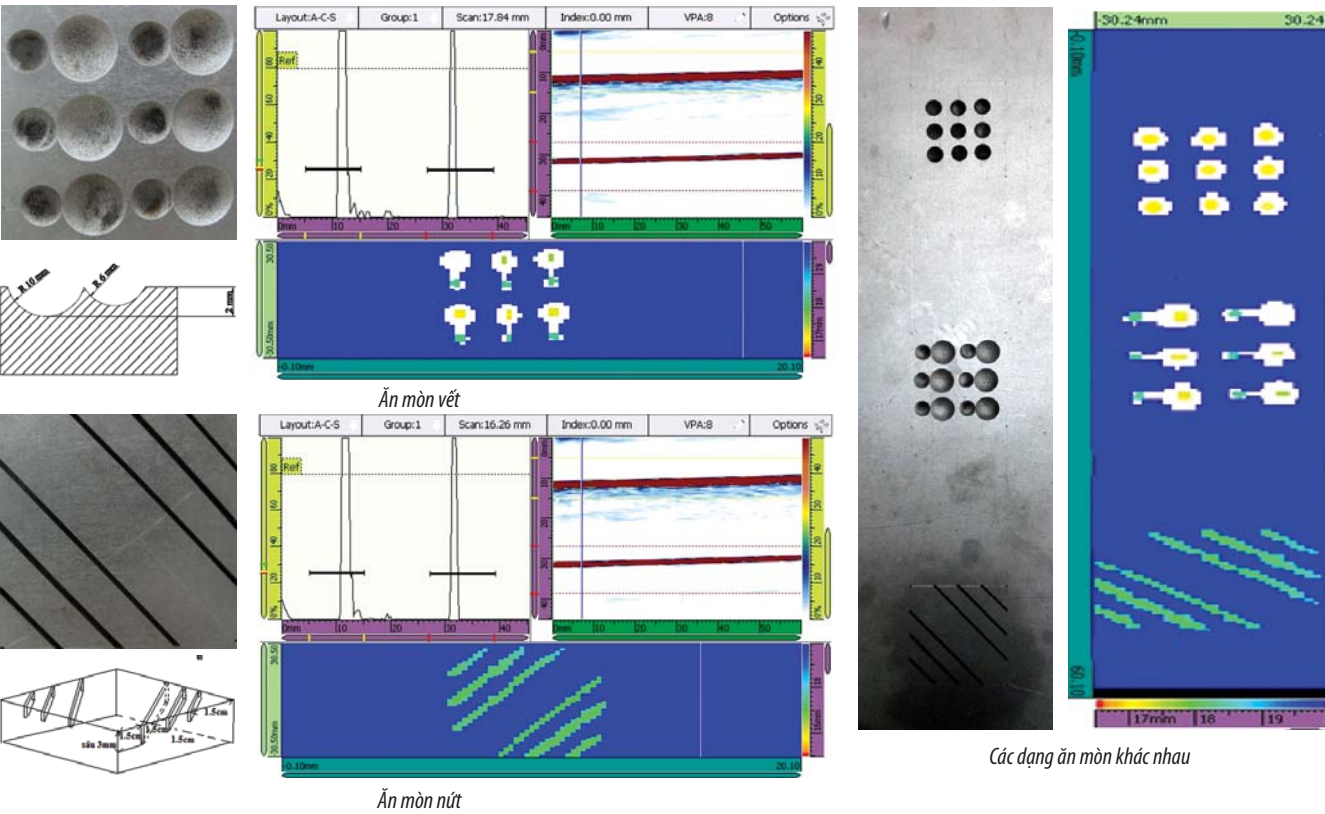
Trên cơ sở các kết quả khảo sát, chế độ siêu âm đã được lựa chọn (Bảng 1) cho phép phát hiện ra các dạng ăn mòn khác nhau trên cùng một mẫu so sánh.

3. Kết quả áp dụng thực tế

Trên cơ sở các chế độ tối ưu đã khảo sát trong phòng thí nghiệm trên các mẫu chuẩn và các mẫu đối chứng so sánh, kỹ thuật Phased Array đã được áp dụng thực tế nhằm xây dựng bản đồ ăn mòn cho đoạn đường ống thép carbon có đường kính Φ 20 inch (508mm), dài 12cm, dày 10,5mm. Lưu chất: nước thải xả biển. Nhiệt độ bề mặt: 26°C. Tình trạng bề mặt bên ngoài: phủ sơn, không bong tróc.

Cài đặt các thông số cho thiết bị: Chuẩn Encoder quãng đường và tốc độ quét 3.829mm.





Hình 6. Các kết quả siêu âm Phased Array trên các mẫu so sánh đối chứng

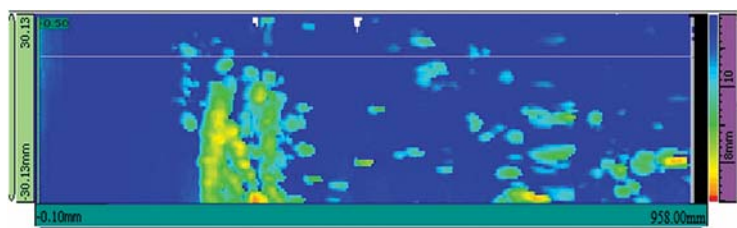
Bảng 1. Bảng thông số siêu âm tối ưu

Lưu chất vận chuyển trong đường ống	Dạng đường ống	Vật liệu	Thông số thiết bị					
			Độ khuếch đại (Gain) (dB)	Vận tốc sóng âm (Sound Velocity) (m/s)	Độ sâu hội tụ (Focal Depth) (mm)	Bảng màu (Color Palette) (mm)	Bộ mã hoá (Encoder) (step/mm)	Độ phân giải quét (Scan resolution) (mm)
Dầu, khí	Thẳng	Thép carbon thấp	20	5.889,3	Phụ thuộc độ dày ban đầu	Phụ thuộc độ dày ban đầu	79,19	0,3 - 0,4
		Thép không gỉ	20	5.665,7				0,2
	T, khuỷu	Thép carbon thấp	27	5.889,3				0,3 - 0,4
		Thép không gỉ	27	5.665,7				0,2
Nước có chứa Cl	Thẳng	Thép carbon thấp	27	5.889,3				0,3 - 0,4
		Thép không gỉ	27	5.665,7				0,2
	T, khuỷu	Thép carbon thấp	42	5.889,3				0,3 - 0,4
		Thép không gỉ	42	5.665,7				0,2



Hình 7. Đoạn đường ống khảo sát thực tế

- Dựa vào bảng thông số tối ưu cài đặt các thông số:
Độ khuếch đại (gain): 27dB;
Vận tốc sóng âm (sound velocity): 5889,3m/s;
Chiều dày (thickness): 10,5mm;
Độ sâu hội tụ (focal depth): 10,5mm;
Bảng màu hiển thị (display color palette): 7 - 12mm;
Bộ mã hóa (encoder): 79,19 step/mm;
Độ phân giải quét (scan resolution): 0,3mm.



Hình 8. Hình ảnh bản đồ ăn mòn

Phân tích dữ liệu kết quả quét thu được thiết bị Phased Array bằng các công cụ và phần mềm Tomoview hỗ trợ cho thấy, phát hiện các vị trí bất thường là các điểm khác màu xanh nước biển. Chiều dày đường ống còn lại tại các điểm màu vàng là 8,4mm, tại các điểm màu xanh ngọc là 9,4mm. Vậy các khuyết tật màu vàng sâu 2,1mm, màu xanh ngọc là 1,1mm.

Phát hiện các dạng ăn mòn: Bản đồ Hình 8 cho thấy xảy ra dạng ăn mòn đều và ăn mòn hố tròn bên trong đường ống. Do đó, cần tiến hành xác định chính xác lại vị trí các điểm bất thường, quét lại để kiểm tra có phải ăn mòn điểm (pitting) hay nứt không (hai dạng nguy hiểm nhất); theo dõi định kỳ các vị trí này và đưa ra phương án hợp lý để giảm thiểu quá trình ăn mòn, tránh các nguy cơ không mong muốn có thể xảy ra.

4. Kết luận

Công nghệ Phased Array với khả năng sử dụng nhiều biến tử để hướng, hội tụ và quét chùm tia chỉ bằng một đầu dò đơn sẽ tiện lợi hơn so với siêu âm truyền thống. Lập bản đồ ăn mòn bằng siêu âm Phased Array là một kỹ thuật không phá hủy biểu đồ hóa độ dày vật liệu. Độ dày khác nhau của vật liệu do quá trình ăn mòn có thể được xác định sau đó mô phỏng lại dưới dạng hình ảnh (bản

đồ). Phương pháp lập bản đồ ăn mòn sử dụng kỹ thuật siêu âm Phased Array đã đánh giá chính xác điều kiện thực tế của các phần hoặc toàn bộ thiết bị, cung cấp đầy đủ dữ liệu để lập kế hoạch tối ưu cho bảo trì, bảo dưỡng.

Lập bản đồ ăn mòn được áp dụng trên các tàu, hệ thống đường ống (uốn cong), thành bồn bể..., cho các dữ liệu chính xác về các vùng bị ăn mòn, cho phép phát hiện các dạng ăn mòn cũng như các khuyết tật trên bề mặt kim loại. Phương pháp này có thể được áp dụng trong các công trình, đường ống có nhiệt độ làm việc đến 250°C. Đây có thể là một trong các công cụ hữu hiệu nhất cho phép theo dõi tốc độ ăn mòn thực theo thời gian và được chấp nhận trong kiểm tra trực quan bên trong của thiết bị.

Tài liệu tham khảo

1. Olympus. *Introduction to phased array ultrasonic technology and applications*. www.olympus-ims.com. 2007.
2. Milton Keynes. *Pipeline corrosion mapping at speed - Where there's a wheel there's a way*. 2010.
3. Olympus. *Introduces a semi-automated corrosion mapping solution utilizing the hydroform phased array probe immersion box*. www.olympus-ims.com. 2010.

Application of phased array technology on corrosion mapping for petroleum facilities

Phan Cong Thanh, Dang The Tung, Nguyen Dinh Dzong
Truong Quang Truong, Le Thi Hong Giang, Nguyen Thi Le Hien
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Corrosion mapping is an effective way of finding, revealing and measuring corrosion, erosion, pitting, doubling, and delamination or of mapping the whole wall thickness. Using the Phased-Array technique, the effectiveness of corrosion mapping is significantly enhanced. This paper presents the principles of the Phased Array technology and the application of the innovation for corrosion mapping for equipment used in the petroleum industry.

Key words: Corrosion mapping, Phased Array, non-destructive testing.

XÂY DỰNG HỆ THỐNG CƠ SỞ DỮ LIỆU VÀ PHẦN MỀM QUẢN LÝ CÁC HỢP ĐỒNG DẦU KHÍ TRONG NƯỚC

ThS. Trịnh Việt Thắng¹, ThS. Đoàn Văn Thuận²

ThS. Vũ Ngọc Trinh², KS. Nguyễn Duy Khánh²

CN. Bùi Đức Khánh², ThS. Nguyễn Thu Hương²

¹Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: thangtv@pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu một số kết quả ứng dụng của dự án xây dựng cơ sở dữ liệu và hệ thống hóa các thông tin/dữ liệu phục vụ cho công tác quản lý và giám sát các hoạt động dầu khí của hợp đồng dầu khí trong nước. Với cấu trúc và các tính năng của phần mềm đã xây dựng trong giai đoạn 1 (năm 2013) [1] và giai đoạn tiếp theo sẽ tiếp tục cải tiến, hoàn thiện quy trình tổng hợp dữ liệu, các bảng biểu, biểu đồ và quản lý toàn bộ các thông tin/dữ liệu liên quan một cách đồng bộ, hệ thống hóa thông tin/dữ liệu, tài liệu. Việc hoàn thành và đưa phần mềm vào sử dụng góp phần nâng cao hiệu quả trong công tác quản lý các hợp đồng dầu khí trong nước của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Từ khóa: Cơ sở dữ liệu, phần mềm quản lý, hợp đồng dầu khí.

1. Giới thiệu

Từ năm 1988 đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) đã ký 104 hợp đồng dầu khí [3, 4] với các nhà thầu dầu khí trong và ngoài nước để triển khai hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tại các bể trầm tích ở thềm lục địa Việt Nam. Hiện tại có 65 hợp đồng dầu khí đang có hiệu lực. PVN với vai trò đại diện nước chủ nhà Việt Nam thực hiện nhiệm vụ quản lý, giám sát các nhà thầu/người điều hành trong việc triển khai các hợp đồng dầu khí. Để thực hiện tốt nhiệm vụ này, cần phải có hệ thống thông tin/dữ liệu được cập nhật đầy đủ. Các thông tin/dữ liệu để phục vụ cho công tác quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí của PVN gồm các điều khoản hợp đồng được ký kết giữa nước chủ nhà và các bên nhà thầu, các thông tin cập nhật/sửa đổi liên quan đến các điều khoản hợp đồng trong quá trình triển khai hoạt động (hoàn trả diện tích, chuyển nhượng, gia hạn, thực hiện các cam kết công việc và tài chính), chương trình công tác và ngân sách, kết quả thực hiện hợp đồng hàng năm về công tác địa chấn, khoan, trữ lượng, sản lượng khai thác, doanh thu, thu hồi chi phí, phần chia của nước chủ nhà và nhà thầu, các khoản nộp ngân sách Nhà nước...

Sau gần 30 năm, khối lượng các thông tin/dữ liệu liên quan đến các hợp đồng dầu khí đã thực hiện trên toàn thềm lục địa Việt Nam rất lớn. Tuy nhiên, các thông tin/dữ liệu này lại được quản lý phân tán (do sự thay đổi nhiều lần trong mô hình tổ chức quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí) với các hình thức lưu trữ đơn giản (file word, excel, sổ sách, file giấy), gây khó khăn và mất nhiều thời gian khi tra cứu, thống kê, tổng hợp. Do đó, việc xây dựng

và từng bước hoàn thiện hệ thống phần mềm quản lý hệ thống cơ sở dữ liệu là rất cần thiết giúp công tác lưu trữ, tra cứu, cập nhật, tính toán thống kê, kết xuất các báo cáo, tổng hợp các thông tin/dữ liệu... được chính xác và kịp thời, góp phần nâng cao hiệu quả công tác quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí trong nước của PVN.

2. Thiết kế xây dựng hệ thống phần mềm quản lý thông tin/dữ liệu

2.1. Các yêu cầu đối với hệ thống phần mềm

Trên cơ sở nhu cầu thực tế, phần mềm quản lý thông tin/dữ liệu các hợp đồng dầu khí phải đảm bảo chức năng lưu trữ toàn bộ các thông tin/dữ liệu liên quan đến hoạt động quản lý và giám sát theo các quy định của hợp đồng dầu khí, đồng thời lưu trữ toàn bộ các thông tin phát sinh trong quá trình thực hiện; cung cấp các tiện ích tìm kiếm và tra cứu; kết xuất báo cáo thống kê, biểu đồ, đồ thị, đảm bảo tính bảo mật và tính mở để có thể mở rộng hệ thống cơ sở dữ liệu khi có các hợp đồng dầu khí được ký mới hàng năm (Hình 1).

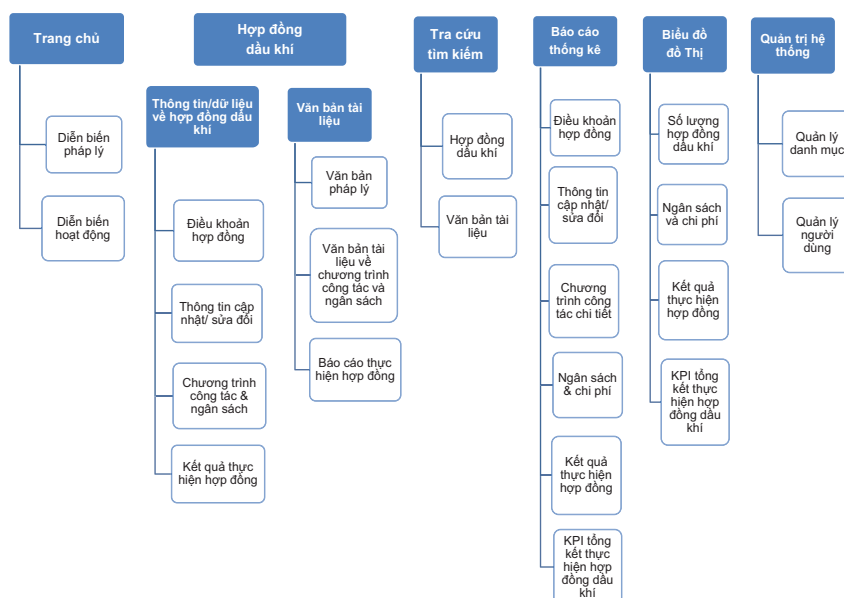
2.2. Thiết kế xây dựng hệ thống phần mềm

Hệ thống phần mềm quản lý thông tin/dữ liệu các hợp đồng dầu khí trong nước được thiết kế chia làm 2 hệ thống:

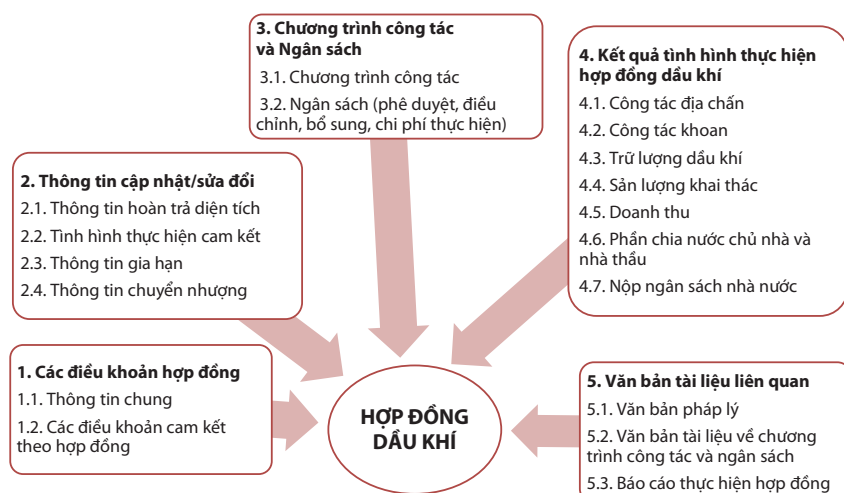
- Quản trị hệ thống: quản lý toàn bộ cấu trúc hệ thống của hệ thống dữ liệu, quản lý việc vận hành và sử dụng phần mềm thông qua quản lý hệ thống danh mục (linh hoạt trong việc mở rộng hệ thống cơ sở dữ liệu khi cập nhật thêm danh mục các hợp đồng dầu khí ký mới).



Hình 1. Các yêu cầu của hệ thống phần mềm quản lý thông tin/dữ liệu các hợp đồng dầu khí



Hình 2. Mô hình hệ thống các module chức năng của phần mềm [1]



Hình 3. Hệ thống thông tin/dữ liệu được cập nhật theo hợp đồng dầu khí

Hệ thống phân quyền truy cập của mỗi đối tượng người dùng được thiết kế đảm bảo tính linh hoạt, thuận tiện trong việc thay đổi theo phân công các cán bộ quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí.

- **Quản lý và khai thác dữ liệu**: gồm các module có chức năng lưu trữ (hợp đồng dầu khí, văn bản tài liệu); tìm kiếm các hợp đồng dầu khí và văn bản tài liệu đã lưu trữ; kết xuất các báo cáo thống kê; kết xuất các biểu đồ, đồ thị để biểu diễn trực quan từ các chuỗi số liệu được phần mềm tính toán, tổng hợp. Ngoài ra, tại module “Trang chủ”, báo cáo diễn biến pháp lý và diễn biến hoạt động của mỗi hợp đồng dầu khí được tích hợp với hệ thống bản đồ phân lô của mỗi hợp đồng dầu khí.

Sơ đồ hệ thống các module chức năng của phần mềm được thể hiện tại Hình 2.

Các module chức năng nhằm mục đích quản lý và khai thác thông tin/dữ liệu từ hệ thống phần mềm cụ thể như sau:

2.2.1. Module Trang chủ

Thông tin/dữ liệu về diễn biến pháp lý và diễn biến hoạt động của mỗi hợp đồng dầu khí được thiết kế để tích hợp vào hệ thống module Trang chủ của phần mềm và được liên kết đến mỗi lô hợp đồng dầu khí trên bản đồ phân lô. Các thông tin về diễn biến pháp lý như: thời hạn hợp đồng, quyền lợi tham gia, thông tin chuyển nhượng, thông tin gia hạn, cam kết công việc và tài chính, hoàn trả diện tích, các phát hiện dầu khí, tỷ lệ tham gia của PVN, báo cáo trữ lượng, kế hoạch phát triển mỏ. Diễn biến hoạt động dầu khí chính của mỗi hợp đồng dầu khí như hoạt động tìm kiếm thăm dò, hoạt động khoan, tiềm năng trữ lượng, hoạt động phát triển mỏ, hoạt động khai thác [3, 4].

Bảng 1. Mô tả cấu trúc các thông tin/dữ liệu theo hợp đồng dầu khí [6, 7, 10]

TT	Tên bảng	Trường thuộc tính
1	Điều khoản hợp đồng dầu khí	
1.1	Thông tin chung	Tên hợp đồng, loại hợp đồng, ngày ký, ngày hiệu lực, thời hạn của hợp đồng dầu khí (dầu/khí), thời gian gia hạn hợp đồng dầu khí, thời hạn tìm kiếm thăm dò, thời gian gia hạn tìm kiếm thăm dò, ghi chú
1.2	Quyền lợi tham gia	Tên nhà thầu dầu khí, tỷ lệ tham gia (%), ghi chú
1.3	Hoàn trả diện tích	Giai đoạn tìm kiếm thăm dò, tỷ lệ hoàn trả diện tích, ghi chú
1.4	Cam kết tối thiểu	Giai đoạn tìm kiếm thăm dò, công việc cam kết, tài chính, ghi chú
1.5	Thu hồi chi phí	Giới hạn thu hồi chi phí đối với dầu/khí, ghi chú
1.6	Chia dầu khí lãi	Sản lượng dầu/khí thực, % nước chủ nhà, % nhà thầu, ghi chú
1.7	Các loại thuế	Loại thuế, sản lượng dầu/khí thực, thuế suất (%), ghi chú
1.8	Hoa hồng	Loại hoa hồng, sản lượng dầu/khí thực, giá trị, ghi chú
1.9	Các loại phí	Loại phí, giá trị, ghi chú
2	Thông tin cập nhật, sửa đổi	
2.1	Cập nhật tình hình hoàn trả diện tích	Thời gian hoàn trả, diện tích hoàn trả, diện tích còn lại, văn bản phê duyệt, ghi chú
2.2	Cập nhật tình hình thực hiện cam kết	Giai đoạn tìm kiếm thăm dò, thực hiện cam kết (công việc, tài chính), văn bản phê duyệt, ghi chú
2.3	Gia hạn thời kỳ tìm kiếm thăm dò	Giai đoạn tìm kiếm thăm dò, lần gia hạn, thời gian gia hạn, tổng thời gian gia hạn, ghi chú
2.4	Chuyển nhượng	Thời điểm chuyển nhượng, tỷ lệ chuyển nhượng, nhà thầu chuyển nhượng, nhà thầu nhận chuyển nhượng, ghi chú
3	Chương trình công tác	
3.1	Chương trình công tác	Chương trình công tác phê duyệt, chương trình công tác thực hiện, tiến độ, ghi chú
4	Ngân sách và chi phí	
4.1	Ngân sách phê duyệt	Tên hạng mục, ngân sách chuyển từ kỳ trước, ngân sách phê duyệt (chắc chắn, dự phòng), tổng ngân sách phê duyệt, ghi chú
4.2	Ngân sách điều chỉnh	Tên hạng mục, ngân sách điều chỉnh chuyển sang kỳ sau, ghi chú
4.3	Ngân sách bổ sung	Tên hạng mục, ngân sách bổ sung từ dự phòng, ngân sách bổ sung mới (ngân sách chắc chắn, ngân sách dự phòng), ngân sách bổ sung, ghi chú
4.4	Chi phí thực hiện	Tên hạng mục, ngân sách (chắc chắn, dự phòng, chi phí thực hiện, chênh lệch, % chênh lệch, ghi chú
5	Kết quả thực hiện hợp đồng dầu khí	
5.1	Công tác địa chấn	Hạng mục công việc, nhà thầu thực hiện, kế hoạch, thực hiện (thời gian bắt đầu, kết thúc, khối lượng thực hiện), ghi chú
5.2	Công tác khoan	Tên giếng, loại giếng, nhà thầu khoan, thời gian (bắt đầu, kết thúc), chiều sâu, chi phí, ghi chú
5.3	Trữ lượng dầu khí	Tên phát hiện, thời điểm phát hiện, cấp phê duyệt, tình trạng mỏ, trữ lượng có thể thu hồi (dầu, condensate, khí, quy dầu), ghi chú
5.4	Sản lượng khai thác	Mỏ, thời gian, kế hoạch (dầu/condensate, khí), thực hiện (dầu/condensate, khí), ghi chú
5.5	Doanh thu	Thời gian, kế hoạch (dầu/condensate, khí), thực hiện (dầu/condensate, khí), ghi chú
5.6	Phần chia của nước chủ nhà và nhà thầu	Thời gian, dầu/condensate (nước chủ nhà, nhà thầu), khí (nước chủ nhà, nhà thầu), ghi chú
5.7	Nộp ngân sách Nhà nước	Thời gian, thuế tài nguyên, thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế xuất khẩu, khác, ghi chú
6	Văn bản tài liệu liên quan	Các văn bản pháp lý liên quan, văn bản tài liệu về chương trình công tác và ngân sách, báo cáo thực hiện hợp đồng

2.2.2. Module Hợp đồng dầu khí

Các thông tin/dữ liệu phục vụ cho công tác quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí được nhập liệu và lưu trữ trong module hợp đồng dầu khí của phần mềm. Đây chính là module lưu trữ các thông tin/dữ liệu đầu vào (input) theo từng hợp đồng dầu khí. Các thông tin/dữ liệu được cập nhật theo các hợp đồng dầu khí được thể hiện tại Hình 3.

Đối với mỗi loại thông tin/dữ liệu phục vụ cho công tác quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí được cập nhật vào phần mềm theo các trường thuộc tính khác nhau. Cấu trúc theo hợp đồng dầu khí được thể hiện ở Bảng 1.

2.2.3. Module Tìm kiếm

Hệ thống phần mềm quản lý thông tin/dữ liệu các hợp đồng dầu khí trong nước giúp người dùng các phương pháp tìm kiếm, tra cứu chính xác thông tin về

một lô hợp đồng dầu khí và các văn bản tài liệu liên quan.

- Tìm kiếm hợp đồng dầu khí: theo tên hợp đồng dầu khí, bể trầm tích, loại hợp đồng dầu khí, tình trạng, giai đoạn hợp đồng, thời gian/khoản thời gian ký hợp đồng, nhà thầu;

- Tìm kiếm văn bản tài liệu: theo tên văn bản, số hiệu văn bản, loại văn bản tài liệu, cơ quan phát hành văn bản, thời gian phát hành văn bản, hợp đồng dầu khí liên quan.

2.2.4. Module Báo cáo thống kê

Hệ thống phần mềm quản lý thông tin/dữ liệu các hợp đồng dầu khí trong nước cung cấp tính năng thuận tiện cho người dùng trong việc trích xuất các báo cáo thống kê theo các tiêu chí (có thể lựa chọn 1 tiêu chí hoặc đồng thời các tiêu chí):

- Thời gian/khoảng thời gian: Quý, năm, giai đoạn;

- Bể trầm tích: Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Tư Chính - Vũng Mây, Malay - Thổ Chu;

- Tình trạng hiện nay của hợp đồng dầu khí (còn hiệu lực, hết hiệu lực), đối với

các hợp đồng dầu khí còn hiệu lực có thể chia ra thành các giai đoạn thực hiện hợp đồng (thăm dò - thăm lường, phát triển mỏ và khai thác);

- Loại dự án: thông thường/khuyến khích đầu tư;

- Tên hợp đồng dầu khí;

- Hạng mục công việc.

Nội dung các báo cáo thống kê tổng hợp từ hệ thống phần mềm quản lý hợp đồng dầu khí trong nước được thiết kế tương ứng với các thông tin/dữ liệu đầu vào như Hình 4 và Bảng 2.

Các file dữ liệu tổng hợp được từ module báo cáo thống kê được kết xuất theo định dạng PDF hoặc Excel.



Hình 4. Các báo cáo thống kê tổng hợp từ phần mềm quản lý hợp đồng dầu khí trong nước

Bảng 2. Danh sách các báo cáo, thống kê tổng hợp [1, 2, 5, 7, 10]

TT	Loại báo cáo	Tên báo cáo
1	Điều khoản hợp đồng dầu khí	
1.1	Thông tin chung	Tổng hợp thông tin chung của hợp đồng dầu khí
1.2	Quyền lợi tham gia	Tổng hợp điều khoản quyền lợi tham gia của Nhà thầu
1.3	Hoàn trả diện tích	Tổng hợp điều khoản hoàn trả diện tích của hợp đồng dầu khí
1.4	Cam kết tối thiểu	Tổng hợp điều khoản cam kết tối thiểu của hợp đồng dầu khí
1.5	Thu hồi chi phí	Tổng hợp điều khoản thu hồi chi phí của hợp đồng dầu khí
1.6	Chia dầu khí lãi	Tổng hợp điều khoản chia dầu lãi của hợp đồng dầu khí Tổng hợp điều khoản chia khí lãi của hợp đồng dầu khí
1.7	Các loại thuế	Tổng hợp điều khoản thuế tài nguyên cho dầu của hợp đồng dầu khí Tổng hợp điều khoản thuế tài nguyên cho khí của hợp đồng dầu khí Tổng hợp điều khoản các loại thuế khác của hợp đồng dầu khí
1.8	Hoa hồng	Tổng hợp điều khoản hoa hồng khai thác cho dầu/khí Tổng hợp điều khoản các loại hoa hồng khác của hợp đồng dầu khí
1.9	Các loại phí	Tổng hợp điều khoản về các loại phí của hợp đồng dầu khí
2	Thông tin cập nhật/sửa đổi	
2.1	Cập nhật tình hình hoàn trả diện tích	Tổng hợp thông tin diện tích thực tế hoàn trả của hợp đồng dầu khí Tổng hợp thông tin thời gian giữ lại các phát hiện/cấu tạo của hợp đồng dầu khí
2.2	Cập nhật tình hình thực hiện cam kết	Tổng hợp thông tin các cam kết bổ sung của hợp đồng dầu khí Tổng hợp tình hình thực hiện cam kết của hợp đồng dầu khí

TT	Loại báo cáo	Tên báo cáo
2.3	Thông tin gia hạn	Tổng hợp thông tin gia hạn của hợp đồng dầu khí
2.4	Thông tin chuyển nhượng	Tổng hợp thông tin chuyển nhượng của hợp đồng dầu khí Tổng hợp quyền lợi tham gia hiện tại của hợp đồng dầu khí
3	Chương trình công tác chi tiết	
3.1	Tổng hợp chương trình công tác	Tổng hợp chương trình công tác chi tiết của các hợp đồng dầu khí trong năm Tổng hợp chương trình công tác chi tiết của 1 hợp đồng dầu khí theo giai đoạn thời gian
4	Ngân sách và chi phí	
4.1	Ngân sách và chi phí theo hạng mục	Báo cáo tổng hợp ngân sách và chi phí theo hạng mục Báo cáo chi tiết ngân sách và chi phí theo hạng mục
4.2	Ngân sách và chi phí theo hợp đồng dầu khí	Ngân sách và chi phí tổng hợp theo hợp đồng dầu khí Ngân sách và chi phí thăm dò thăm lường, phát triển mỏ, khai thác, quản lý và hành chính, chi phí không thu hồi theo hợp đồng dầu khí
4.3	Ngân sách và chi phí theo thời gian	Ngân sách và chi phí tổng hợp theo thời gian Ngân sách và chi phí thăm dò thăm lường, phát triển mỏ, khai thác, quản lý và hành chính, chi phí không thu hồi theo thời gian
5	Kết quả thực hiện hợp đồng dầu khí	
5.1	Công tác địa chấn	Công tác chấn theo hợp đồng dầu khí (kế hoạch, thực hiện) Công tác địa chấn theo thời gian (kế hoạch, thực hiện)
5.2	Công tác khoan	Tên giếng khoan, thời gian khoan, chiều sâu, chi phí khoan theo hợp đồng dầu khí
5.3	Trữ lượng dầu khí	Trữ lượng dầu khí có thể thu hồi theo hợp đồng dầu khí/mỏ Trữ lượng dầu khí có thể thu hồi còn lại theo hợp đồng dầu khí/mỏ
5.4	Sản lượng khai thác	Sản lượng khai thác dầu/condensate, khí theo hợp đồng dầu khí/mỏ ((kế hoạch, thực hiện) Sản lượng khai thác dầu/condensate, khí theo thời gian (kế hoạch, thực hiện)
5.5	Doanh thu	Doanh thu từ bán dầu/condensate, khí theo hợp đồng dầu khí (kế hoạch, thực hiện) Doanh thu từ bán dầu/condensate, khí theo thời gian (kế hoạch, thực hiện)
5.6	Phần chia của nước chủ nhà, và nhà thầu	Phần chia của nước chủ nhà, các bên, nhà thầu khác theo hợp đồng dầu khí Phần chia của nước chủ nhà, các bên, nhà thầu khác theo thời gian
5.7	Nộp ngân sách Nhà nước	Tổng hợp các loại thuế theo hợp đồng dầu khí Tổng hợp các loại thuế theo thời gian
6	Một số chỉ tiêu tổng kết thực hiện hợp đồng dầu khí	
6.1	Đơn giá chi phí địa chất và địa vật lý (G&G)	Chi phí G&G/phát hiện dầu/khí theo hợp đồng dầu khí Chi phí G&G/thùng dầu quy đổi theo hợp đồng dầu khí
6.2	Đơn giá chi phí thu nổ địa chấn	Đơn giá chi phí thu nổ địa chấn 2D/3D theo hợp đồng dầu khí Đơn giá chi phí thu nổ địa chấn 2D/3D theo thời gian
6.3	Đơn giá khoan thăm dò thăm lường	Đơn giá chi phí khoan thăm dò thăm lường theo hợp đồng dầu khí Đơn giá chi phí khoan thăm dò thăm lường theo thời gian
6.4	Đơn giá khoan phát triển khai thác	Đơn giá chi phí khoan phát triển khai thác theo hợp đồng dầu khí Đơn giá chi phí khoan phát triển khai thác theo thời gian
6.5	Đơn giá chi phí thăm dò thăm lường	Đơn giá chi phí thăm dò thăm lường theo hợp đồng dầu khí Đơn giá chi phí thăm dò thăm lường theo thời gian
6.6	Đơn giá chi phí phát triển mỏ	Đơn giá chi phí phát triển mỏ theo hợp đồng dầu khí Đơn giá chi phí phát triển mỏ theo thời gian
6.7	Đơn giá chi phí khai thác	Đơn giá chi phí khai thác theo hợp đồng dầu khí Đơn giá chi phí khai thác theo thời gian
6.8	Chi phí sản xuất 1 thùng dầu quy đổi	Chi phí sản xuất 1 thùng dầu quy đổi theo hợp đồng dầu khí Chi phí sản xuất 1 thùng dầu quy đổi theo thời gian
6.9	Tỷ lệ giếng khoan thành công	Tỷ lệ giếng khoan thành công theo hợp đồng dầu khí Tỷ lệ giếng khoan thành công theo thời gian
6.10	Trữ lượng trung bình 1 phát hiện	Trữ lượng trung bình 1 phát hiện dầu Trữ lượng trung bình 1 phát hiện khí

2.2.5. Module Biểu đồ, đồ thị [1, 2]

Để phản ánh một cách khái quát các đặc điểm về cơ cấu, xu hướng biến động, quan hệ so sánh của các đại lượng, phần mềm cho phép kết xuất các hình vẽ, biểu đồ, đồ thị minh họa trực quan thông qua module “Biểu đồ, đồ

thị”. Tương tự module “Báo cáo thống kê”, người dùng có thể lựa chọn một hoặc nhiều tiêu chí (theo hợp đồng dầu khí, bể trầm tích, thời gian, tình trạng/giai đoạn hợp đồng, hạng công việc, loại ngân sách, chi phí) tương ứng với các loại biểu đồ/đồ thị như sau:

- Biểu đồ số lượng hợp đồng dầu khí;
- Biểu đồ ngân sách và chi phí;
- Biểu đồ kết quả thực hiện hợp đồng dầu khí;
- Biểu đồ các chỉ tiêu (KPI) tổng kết thực hiện hợp đồng dầu khí.

Các biểu đồ, đồ thị được hiển thị trực quan trên trang giao diện chính của phần mềm (kèm theo bảng số liệu tính toán để so sánh, đối chiếu) ngoài ra phần mềm cho phép người dùng thực hiện các thao tác kết xuất các kết quả của biểu đồ/đồ thị theo định dạng file Excel hoặc PDF.

2.2.6. Module Quản trị hệ thống [1]

Các đối tượng người dùng được phân quyền quản lý theo mỗi hợp đồng được phân công theo dõi, giám sát, đảm bảo các nguyên tắc:

- Đối với cấp thực hiện: được khai thác và sử dụng các thông tin/dữ liệu đã lưu trữ và báo cáo thống kê cho các hợp đồng dầu khí được phân công quản lý, theo dõi. Đối với các hợp đồng dầu khí khác có trong cơ sở dữ liệu được xem thông tin/dữ liệu đã lưu trữ và các báo cáo thống kê mang tính tổng hợp cho tất cả các hợp đồng dầu khí.
- Đối với cấp quản lý và bộ phận phân công quản trị phần mềm: được quyền khai thác toàn bộ các thông tin/dữ liệu đã được lưu trữ, báo cáo thống kê tổng hợp cho tất cả các hợp đồng dầu khí.

Ngoài ra, phần mềm cho phép theo dõi và ghi lại các thao tác quan trọng của người dùng theo thời gian và sự kiện trong “Nhật ký truy cập” để kiểm soát các thao tác xóa, sửa dữ liệu của người dùng trên hệ thống, đồng thời nâng cao trách nhiệm của bộ phận quản lý dữ liệu và điều tra xử lý khi xảy ra tình trạng mất dữ liệu.

3. Kết quả xây dựng và triển khai ứng dụng hệ thống phần mềm quản lý thông tin/dữ liệu trong công tác quản lý hợp đồng dầu khí

Hệ thống phần mềm quản lý thông tin/dữ liệu từ các hợp đồng dầu khí trong nước đã được thực hiện thành công và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phê duyệt theo Biên bản Hội đồng Xét duyệt Nghiệm thu cấp II số 4682/BB-DKVN ngày 9/7/2013. Phần mềm đã được cài đặt tại máy chủ của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Hệ thống cơ sở dữ liệu gồm các thông tin/dữ liệu được sử dụng cho công tác quản lý, giám sát các hoạt động dầu khí từ 104 hợp đồng dầu khí đã được ký kết giữa Tập đoàn

Dầu khí Việt Nam và các nhà thầu dầu khí trong và ngoài nước (không tính VSP ở Lô 09-1). Kết thúc giai đoạn 1, Dự án đã tổng hợp và cập nhật vào hệ thống phần mềm đầy đủ hệ thống cơ sở dữ liệu với các chức năng lưu trữ, tra cứu, kết xuất các báo cáo/thống kê và hệ thống phân quyền đảm bảo tính bảo mật; đề xuất và ứng dụng quy trình quản lý việc cập nhật, khai thác và sử dụng thông tin/dữ liệu quản lý các hợp đồng dầu khí.

Do các yêu cầu về bảo mật của hệ thống nên phần mềm bước đầu được phân quyền sử dụng cho nội bộ tại các Ban chuyên môn của PVN. Kết quả vận hành và sử dụng trong thời gian qua cho thấy phần mềm đã trở thành công cụ hữu ích để lưu trữ, quản lý thông tin, kết xuất các báo cáo, thống kê theo yêu cầu nghiệp vụ quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí của PVN. Cụ thể:

- Môi trường tương tác là mạng nội bộ của Tập đoàn (Intranet), tạo điều kiện cho người sử dụng có công cụ để cập nhật thường xuyên các thông tin/dữ liệu về hoạt động dầu khí hàng năm dễ dàng, thuận lợi, tiết kiệm thời gian;
- Tổng hợp, tra cứu dữ liệu về mỗi hợp đồng dầu khí trong quá khứ và hiện tại;
- Cung cấp các báo cáo thống kê theo yêu cầu của các cấp quản lý liên quan đến công tác quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí kịp thời và chính xác;
- Đảm bảo tính bảo mật của thông tin/dữ liệu lưu trữ trên hệ thống.

Trong giai đoạn tiếp theo, nhóm tác giả đang tiếp tục triển khai hoàn thiện, nâng cấp, bổ sung các module mới để thuận tiện hơn trong công tác cập nhật thông tin dữ liệu và cung cấp các định dạng, biểu mẫu chuẩn của hệ thống báo cáo đầu ra, cung cấp bổ sung các biểu đồ, hình vẽ tổng hợp, bổ sung các module tổng hợp về diễn biến pháp lý và tình hình thực hiện của mỗi hợp đồng dầu khí; cung cấp hệ thống chỉ tiêu/tiêu chí (KPI) tổng kết thực hiện hợp đồng dầu khí; nâng cấp giao diện phần mềm, đáp ứng đầy đủ các yêu cầu và các nội dung thiết kế chi tiết hoàn chỉnh.

4. Kết luận

Phần mềm quản lý hợp đồng dầu khí trong nước đã được xây dựng và ứng dụng, có ưu điểm nổi trội trong công tác quản lý và sử dụng các thông tin/dữ liệu nhằm hỗ trợ cho công tác quản lý, giám sát các hợp đồng dầu khí trong nước cũng như hoạt động sản xuất kinh doanh của PVN. Các thông tin/dữ liệu cung cấp từ phần



Danh sách các hợp đồng dầu khí được cập nhật trong cơ sở dữ liệu của phần mềm

Tra cứu/tìm kiếm hợp đồng dầu khí, văn bản tài liệu

Tính toán, kết xuất báo cáo thống kê, biểu đồ/đồ thị

Hình 5. Một số hình ảnh giao diện của phần mềm quản lý các hợp đồng dầu khí trong nước

mềm đảm bảo tính chính xác, kịp thời, giúp người sử dụng tăng tính chủ động và rút ngắn thời gian lập các báo cáo tổng hợp, tìm kiếm, tra cứu thông tin, số liệu. Để nâng cao hiệu quả hoạt động và ứng dụng của phần mềm, cần thường xuyên cập nhật thông tin/dữ liệu, bảo trì phần mềm, tăng cường quản lý sử dụng thông tin, dữ liệu, số liệu đầu ra đúng mục đích công việc, đặc biệt là công tác bảo mật thông tin.

Tài liệu tham khảo

1. Đoàn Văn Thuận và nnk. *Xây dựng cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý các hợp đồng dầu khí trong nước*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.
2. Hoàng Thị Phượng và nnk. *Tổng kết đánh giá hiệu quả đầu tư hoạt động thăm dò khai thác dầu khí trong và ngoài nước giai đoạn 1988 - 2012 (ngoài VSP) của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.
3. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo thực hiện chương trình công tác và ngân sách hàng năm của các hợp đồng dầu khí trong nước*.

4. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo kết quả kiểm toán các hoạt động dầu khí hàng năm của các hợp đồng dầu khí trong nước*.

5. Tổng công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí. *Hướng dẫn áp dụng và vận hành hệ thống chỉ tiêu đánh giá các dự án dầu khí*. 5/7/2012.

6. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Quy chế "Quản lý hợp đồng dầu khí trong nước"*. 25/6/2011.

7. PVN, The Boston Consulting Group. *Deliverable Reports of "Improvement of Petroleum Contract Management Procedure Project"*. 2014.

8. Frank Jahn, Mark Cook, Mark Graham. *Hydrocarbon Exploration and Production*. Elsevier. 2003.

9. Daniel Johnston. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Penn Well Publishing Company Tulsa, Oklahoma. 1994.

10. Charlotte J.Wright, Rebecca A.Gallun. *Fundamentals of oil and gas accounting (5th edition)*. PennWell. 2008.

Constructing a database and software for domestic petroleum contract management

Trinh Viet Thang¹, Doan Van Thuan², Vu Ngoc Trinh²
 Nguyen Duy Khanh², Bui Duc Khanh², Nguyen Thu Huong²

¹Vietnam Oil and Gas Group

²Vietnam Petroleum Institute

Summary

This article presents some application results of the project to construct a database and an information/data system to facilitate the management and monitoring of domestic petroleum contracts. Particularly, this article introduces the structure and features of the database management software established in Phase 1 which will continue to be upgraded and improved in order to synchronise and systemise information/data management. The software once completed and put into use will help Petrovietnam improve the efficiency of domestic petroleum contracts management.

Key words: Database, management software, petroleum contract.

TIN TRONG NGÀNH

Petrovietnam tham dự Hội nghị Công nghệ Ngoài khơi

Từ ngày 3 - 6/5/2015, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh và đoàn công tác đã tới tham dự Hội nghị Công nghệ Ngoài khơi (Offshore Technology Conference - OTC) 2015. Đây là sự kiện dầu khí lớn và quan trọng nhất được tổ chức hàng năm tại Houston (Mỹ) về các thành tựu công nghệ tiên tiến trong lĩnh vực dầu khí và năng lượng; là diễn đàn để các nhà quản lý, lãnh đạo các tập đoàn, công ty dầu khí trên thế giới trao đổi kinh nghiệm và chia sẻ về xu hướng phát triển của ngành công nghiệp dầu khí trong tương lai.

Tại Hội nghị, ông Phạm Quang Vinh - Đại sứ Việt Nam tại Mỹ đã trình bày về sự phát triển, tiềm năng của ngành Dầu khí Việt Nam và cơ hội hợp tác, đầu tư dành cho các đối tác quốc tế trong lĩnh vực kinh tế mũi nhọn này. Đại sứ đã nhấn mạnh những lợi thế cạnh tranh, trữ lượng dầu khí, quy mô thị trường và ngành công nghiệp dầu khí của Việt Nam, cũng như năng lực và kinh nghiệm hợp tác quốc tế của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Tại Lễ kỷ niệm 20 năm bình thường hóa quan hệ Việt Nam - Hoa Kỳ do Tổng lãnh sự quán Việt Nam tại Houston tổ chức ngày 4/5/2015, Tổng giám đốc Nguyễn Quốc Khánh đã giới thiệu với các đối tác về tiềm năng, các dự án lớn Tập đoàn đang kêu gọi đầu tư. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định các đối tác nước ngoài, trong đó có Mỹ luôn là đối tác quan trọng của Tập đoàn, đồng thời mong muốn tiếp tục duy trì, phát triển hợp tác trong các lĩnh vực then chốt tại Việt Nam, Mỹ và ở nước thứ ba.



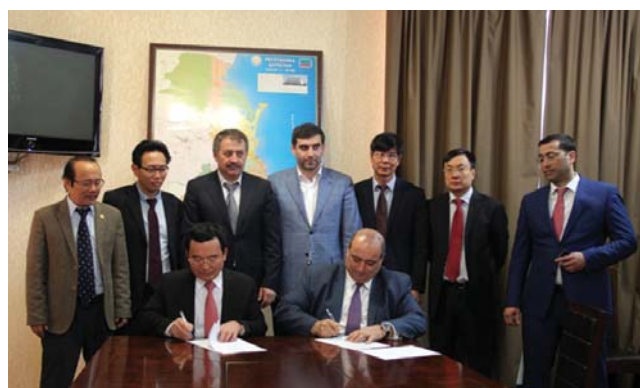
Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát biểu tại Hội nghị. Ảnh: PVN

Ngày 5/5/2015, Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ trì Tọa đàm chuyên đề "Tìm hiểu các thách thức trong tìm kiếm thăm dò, khoan và khai thác dầu trong đá móng của Việt Nam và bài học kinh nghiệm từ mỏ Bạch Hổ" do 3 đơn vị Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) trình bày. Tập đoàn đã chia sẻ với các chuyên gia kỹ thuật đến từ nhiều nước trên thế giới kinh nghiệm phát hiện các thân dầu trong đá móng granite ở mỏ Bạch Hổ và các mỏ dầu khác của Việt Nam.

Trong thời gian công tác tại Houston, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã làm việc với các đối tác lớn của Mỹ như: ExxonMobil, Murphy Oil, Halliburton, GE, Schlumberger... để bàn giải pháp thúc đẩy các dự án hợp tác giữa các bên và định hướng tăng cường hợp tác trong thời gian tới.

Việt Nga

Tăng cường hợp tác dầu khí với Cộng hòa Dagestan



Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Cộng hòa Dagestan ký MOU về hợp tác trong lĩnh vực dầu khí. Ảnh: PVN

Ngày 20/4/2015, ông Abdulatipov Ramazan Gadzimuradovich - Tổng thống nước Cộng hòa Dagestan (Liên bang Nga) đã tiếp Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí

Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh và đoàn công tác. Tổng thống Cộng hòa Dagestan khẳng định luôn ủng hộ và sẵn sàng tạo mọi điều kiện thuận lợi cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đầu tư thăm dò khai thác dầu khí tại đây.

Cùng ngày, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Quốc Khánh và Tổng giám đốc Công ty Dầu khí Quốc gia Cộng hòa Dagestan Yusufov Lev Khanucovich đã ký kết Biên bản ghi nhớ. Theo đó, hai bên sẽ xem xét, đánh giá các dự án hợp tác về tìm kiếm, thăm dò, phát triển, khai thác dầu khí trên lãnh thổ Cộng hòa Dagestan.

Trong thời gian công tác tại Dagestan, đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đi thăm khu cảng dịch vụ dầu khí, đi thực địa Lô Izberbash thuộc thềm lục địa biển Caspian.

Đoàn Minh

Phát triển Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đồng bộ, bền vững, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ

Tiến tới Đại hội đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II (nhiệm kỳ 2015 - 2020) và Đại hội Đại biểu toàn quốc lần thứ XII của Đảng Cộng sản Việt Nam, Ban Chấp hành Đảng bộ Tập đoàn đã xây dựng Dự thảo Báo cáo chính trị trình Đại hội đại biểu Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam lần thứ II (nhiệm kỳ 2015 - 2020).

Dự thảo Báo cáo chính trị đã đánh giá kết quả thực hiện Nghị quyết Đại hội Đảng bộ lần thứ I (nhiệm kỳ 2010 - 2015) và tổng quan kết quả 10 năm thực hiện Kết luận 41-KL/TW của Bộ Chính trị (Khóa IX) về Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2015 và định hướng đến năm 2025.

Trong nhiệm kỳ 2010 - 2015, Đảng bộ Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã hoàn thiện mô hình Đảng bộ toàn Tập đoàn và xây dựng hệ thống chính trị đồng bộ.

Công tác xây dựng Đảng, đoàn thể trong ngành Dầu khí được tăng cường, bảo đảm sự lãnh đạo tập trung, thống nhất, toàn diện, xuyên suốt và hiệu quả. Tập đoàn tiếp tục khẳng định vị trí là Tập đoàn kinh tế trụ cột, hàng đầu của đất nước; góp phần quan trọng bảo đảm an ninh năng lượng, an ninh lương thực và bảo vệ chủ quyền, quyền chủ quyền quốc gia trên biển. Tập đoàn đã phát triển vượt bậc, đóng góp lớn cho ngân sách, cho phát triển kinh tế - xã hội đất nước; nộp ngân sách Nhà nước trung bình 25% - 28% tổng thu ngân sách Nhà nước hằng năm; tiên phong trong hợp tác, hội nhập quốc tế và mở rộng đầu tư ra nước ngoài; chủ động, tích cực triển khai thực hiện công tác đổi mới doanh nghiệp...

Dự thảo Báo cáo chính trị đề ra mục tiêu, phương hướng, nhiệm vụ và các giải pháp chủ yếu trong nhiệm kỳ 2015 - 2020 với mục tiêu tổng quát là phát triển Tập đoàn

VPI xây dựng, triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn



Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn trao tặng bức tranh cho Đảng bộ Viện Dầu khí Việt Nam: "Trí tuệ Dầu khí - Truyền thống Anh hùng - Vững tiến vươn xa". Ảnh: Như Trang

Tại Đại hội Đại biểu lần thứ XVI tổ chức ngày 21/5/2015, Đảng bộ Viện Dầu khí Việt Nam cho biết trong giai đoạn 2015 - 2020 sẽ tập trung thực hiện mục tiêu xây dựng Đảng bộ trong sạch, vững mạnh, có sức chiến đấu cao, xây dựng và phát triển Viện Dầu khí Việt Nam thành Học viện nghiên cứu - đào tạo - ứng dụng khoa học công nghệ mạnh, thống nhất, gắn liền công tác nghiên cứu, đào tạo với thực tiễn sản xuất, giải quyết tốt các vấn đề đặt ra của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Nhà

nước về nghiên cứu và ứng dụng khoa học công nghệ, đào tạo, phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao, phấn đấu đến năm 2025 đạt trình độ tiên tiến trong khu vực, đến năm 2035 đạt trình độ tiên tiến trên thế giới trong một số lĩnh vực trọng tâm.

Trong lĩnh vực nghiên cứu và tư vấn thẩm định khoa học công nghệ, Viện Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh xây dựng, triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học công nghệ dài hạn 5 - 10 năm, nâng cao chất lượng và tính thực tiễn của các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học, duy trì tốc độ phát triển nghiên cứu khoa học hằng năm từ 5 - 10%; tham mưu, lập, tư vấn thẩm định các dự án dầu khí trọng điểm của Tập đoàn ở trong nước và nước ngoài.

Trong lĩnh vực dịch vụ khoa học và ứng dụng công nghệ, Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục khẳng định vị trí tiên phong, chiếm 90 - 95% thị phần phân tích mẫu trong nước; duy trì tốc độ phát triển dịch vụ khoa học công nghệ hằng năm đạt khoảng 10 - 15%. Đồng thời, Viện Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh hoạt động ứng dụng công nghệ, ưu tiên các hợp tác quốc tế có chuyển giao công nghệ; phấn đấu hàng năm triển khai 2 - 3 dự án hợp tác quốc tế/nghiên cứu chung và có ít nhất 1 công nghệ, sản phẩm được ứng dụng, chuyển giao hoặc thương mại hóa.

Dầu khí Quốc gia Việt Nam đồng bộ, bền vững, có tiềm lực mạnh về tài chính và khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh cao, tổ chức Đảng trong sạch, vững mạnh góp phần xây dựng và bảo vệ Tổ quốc. Trên cơ sở đó, Đảng bộ Tập đoàn đề ra 4 nhóm giải pháp đột phá: (i) tài chính và đầu tư phát triển; (ii) tổ chức quản lý, nâng cao năng lực quản trị doanh nghiệp; (iii) đào tạo, phát triển nguồn nhân lực; (iv) khoa học - công nghệ.

Phát huy truyền thống Anh hùng, tinh thần đoàn kết, thống nhất và Văn hóa Petrovietnam: Nhiệt huyết - Sáng tạo - Chuyên nghiệp - Kỷ cương, Đảng bộ Tập đoàn đề nghị các tổ chức chính trị - xã hội, cùng toàn thể cán bộ, công nhân viên, người lao động Ngành Dầu khí Việt Nam phát huy trí tuệ tập thể, đóng góp ý kiến và xây dựng hoàn thiện Dự thảo Báo cáo chính trị.

Quốc Huy

Nhấn mạnh các thách thức đối với Ngành Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn tới, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn yêu cầu đội ngũ các nhà khoa học Viện Dầu khí Việt Nam phát huy truyền thống đơn vị Anh hùng Lao động, hun đúc ý chí, tiếp tục đưa ra các ý tưởng mới và sáng tạo, tiếp nhận chuyển giao và làm chủ các công nghệ hiện đại của thế giới. Trên cơ sở đó, Viện Dầu khí Việt Nam cần bám sát Chiến lược phát triển của Tập đoàn để triển khai hiệu quả công tác nghiên cứu và dịch vụ khoa học công nghệ, là nơi hội tụ trí tuệ và là bộ não để tư vấn cho lãnh đạo Tập đoàn. Lãnh đạo Tập đoàn cho biết sẽ tạo mọi điều kiện để Viện Dầu khí Việt Nam đưa các nghiên cứu, phát minh, sáng chế vào ứng dụng trong thực tiễn.

Lãnh đạo Tập đoàn tin tưởng Viện Dầu khí Việt Nam sẽ đoàn kết, nhất trí, tạo ra sự phát triển đột phá, góp phần giữ vững, phát huy vị thế của Ngành Dầu khí Việt Nam với mục tiêu đưa Petrovietnam trở thành một trong những tập đoàn dầu khí mạnh ở khu vực châu Á.

Ngọc Linh

DMC tập trung phát triển lĩnh vực hóa chất và dịch vụ hóa kỹ thuật



Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn trao tặng bức trường cho Đảng bộ Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC). Ảnh: Duy Quân

Ngày 24/5/2015, Đảng bộ Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP (DMC) đã tổ chức thành công Đại hội lần thứ IX. Trong giai đoạn 2015 - 2020, DMC đặt mục tiêu xây dựng và phát triển Tổng công ty thành nhà sản xuất hóa chất, cung cấp dịch vụ hóa kỹ thuật chuyên nghiệp.

Trong đó, DMC nghiên cứu, ứng dụng hệ dung dịch khoan gốc dầu, gốc tổng hợp; nghiên cứu và ứng dụng hệ dung dịch khoan cho các giếng khoan ở điều kiện nhiệt độ, áp suất cao và nước sâu, xa bờ; duy trì 100% thị phần trong nước và từng bước cung cấp dịch vụ dung dịch khoan cho các dự án của Tập đoàn ở nước ngoài. Tổng công ty tiếp tục nghiên cứu ứng dụng công nghệ, cung cấp dịch vụ hoàn thiện và sửa chữa giếng khoan dầu khí, xử lý vùng cận đáy giếng, tăng cường thu hồi dầu; tiếp tục triển khai dịch vụ pha chế, cung ứng hóa chất kèm theo các giải pháp kỹ thuật cho lĩnh vực khai thác, vận chuyển, chế biến dầu khí và các ngành công nghiệp khác; hoàn thiện giải pháp kỹ thuật, thiết bị của dịch vụ làm sạch bồn bể chứa, tàu dầu và các công trình công nghiệp. DMC phấn đấu trở thành nhà thầu có uy tín tại Việt Nam trong lĩnh vực thiết kế, xây dựng và chuyển giao công nghệ trong lĩnh vực môi trường, chiếm 50% thị phần xử lý nước, xử lý chất thải rắn trong Ngành và 20% thị phần ngoài Ngành...

Trong lĩnh vực sản xuất, DMC tiếp tục phát triển sản xuất về công nghệ, sản lượng, chủng loại, chất lượng và mở rộng thị trường của các sản phẩm truyền thống (barite, bentonite, xi măng G, silica fluor, CaCO_3 ...); sản xuất ổn định các sản phẩm có giá trị gia tăng và hàm lượng công nghệ cao (Super Lub; Biosafe; PPD; Demul, Corosion Inhibitor, các hóa phẩm đặc thù cho dung dịch khoan...); nghiên cứu, triển khai dự án đầu tư: sản xuất hóa chất/xúc tác phục vụ khai thác và chế biến dầu khí; mở rộng thăm dò, khai thác khoáng sản ở trong nước và nước ngoài (Lào, Myanmar...) để phát triển sản xuất các hóa phẩm phục vụ ngành dầu khí và các ngành công nghiệp khác.

Việt Hà

Đưa mỏ Đại Hùng khai thác trở lại

Ngày 26/5/2015, tại mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a), Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã làm việc với Công ty Điều hành Thăm dò Khai thác Dầu khí trong nước (PVEP-POC) và tái khởi động giàn DH-02, chính thức đưa mỏ Đại Hùng khai thác trở lại, sau thời gian phải dừng sản xuất để sửa chữa, bảo dưỡng giàn DH-01. Trước đó, ngày 20/5/2015, tàu FSO Đại Hùng Queen đã đón dòng dầu từ giàn khai thác DH-01. Hiện, sản lượng khai thác của mỏ Đại Hùng đạt trung bình 13.000 - 15.000 thùng/ngày đêm.

TS. Đỗ Văn Khánh - Tổng giám đốc PVEP đánh giá cao sự nỗ lực vượt bậc của tập thể cán bộ, kỹ sư PVEP-POC nói chung và giàn DH-01 nói riêng đã đưa giàn về khai thác trước thời hạn 10 ngày, giúp tiết kiệm được khoảng 3 triệu USD các chi phí liên quan, đồng thời mang lại doanh thu, lợi ích rất lớn cho Tổng công ty. Lãnh đạo PVEP đề nghị PVEP-POC tiếp tục triển khai các giải pháp, biện pháp tối ưu, đảm bảo tổ chức hoạt động sản xuất an toàn, hiệu quả, ổn định tại mỏ.



Tổng giám đốc PVEP nhấn nút tái khởi động giàn khai thác DH-02. Ảnh: PVEP

Việc hoàn thành công tác tái khai thác mỏ Đại Hùng có ý nghĩa rất quan trọng đối với PVEP, POC cũng như toàn Ngành Dầu khí Việt Nam nói chung. Không chỉ có giá trị lớn về kinh tế, mỏ Đại Hùng còn có ý nghĩa biểu tượng, là mỏ ở khu vực nước sâu, xa bờ, hoàn toàn do đội ngũ nhân sự người Việt Nam điều hành, đảm bảo sản lượng khai thác ổn định, hiệu quả.

Đình Nhân

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1: Vận hành thương mại Tổ máy số 2



Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: Duy Tình

Vào 15 giờ ngày 12/5/2015, Tổ máy số 2 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 đã được đưa vào vận hành thương mại sau quá trình chạy tin cậy, đảm bảo các điều kiện thông số kỹ thuật. Sự kiện này đánh dấu thành công của đội ngũ cán bộ, kỹ sư thuộc Ban Quản lý dự án Điện lực Dầu khí Vũng Áng - Quảng Trạch, Tổng thầu - Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama), các nhà thầu trong việc lắp đặt, chạy thử và vận hành nhà máy nhiệt điện có công

suất lớn nhất cả nước từ trước đến nay (1.200MW).

Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 có công suất 1.200MW do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư, Tổng công ty Lắp máy Việt Nam (Lilama) làm tổng thầu EPC. Khi đi vào hoạt động ổn định, Nhà máy sẽ cung cấp cho lưới điện quốc gia khoảng 7,2 tỷ kWh điện/năm, góp phần quan trọng vào phát triển kinh tế, đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Thúy Hằng

LẮP ĐẶT BAO HƠI TỔ MÁY SỐ 2 DỰ ÁN NHIỆT ĐIỆN THÁI BÌNH 2

Ngày 18/5/2015, Ban QLDA Điện lực Dầu khí Thái Bình 2, Tổng công ty CP Xây lắp Dầu khí Việt Nam (PVC) và các nhà thầu đã lắp đặt thành công bao hơi Tổ máy số 2 dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Bao hơi Tổ máy số 2 có trọng lượng 320 tấn, được nâng lên chiều cao 74m. Sản phẩm do nhà thầu Babcock & Wilcox (BWBC) là thầu phụ của Liên danh SDC sản xuất và cung cấp. Sau khi đưa bao hơi vào đúng vị trí, Tổng thầu sẽ tiếp tục lắp đặt các hệ thống thiết bị như: dàn ống sinh hơi, bộ quá nhiệt, vách lò...

Hồng Minh

ĐẠM CÀ MAU CHÍNH THỨC CÓ MẶT TẠI CAMPUCHIA

Ngày 28/5/2015, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) chính thức ra mắt sản phẩm Đạm Cà Mau - Hạt Ngọc Mùa Vàng tại Campuchia. Trước đó, thông qua đại lý YETAK và Công ty Bảo vệ Thực vật An Giang, sản lượng Đạm Cà Mau phân phối tại thị trường Campuchia đã đạt gần 185 nghìn tấn. Hiện nguồn ure từ Việt Nam đang đứng vị trí số 1 tại Campuchia với tỷ lệ khoảng 47%, trong đó Đạm Cà Mau chiếm 42%. PVCFC cho biết sẽ củng cố hệ thống phân phối, đẩy mạnh quảng bá thương hiệu tại thị trường Campuchia.

Lan Anh

Petrovietnam thắng kiện quốc tế trong vụ tranh chấp về ưu đãi thuế theo Hợp đồng phân chia sản phẩm

Trong phán quyết trọng tài ban hành ngày 22/5/2015, một Hội đồng Trọng tài Quốc tế được thành lập theo Quy tắc Tổ tụng Trọng tài của Phòng Thương mại Quốc tế ICC gồm các trọng tài viên hàng đầu thế giới là ông Gary Born (Chủ tịch Hội đồng Trọng tài), ông David A.R. Williams QC và ông Yves Derains đã nhất trí với quan điểm của Petrovietnam trong một vụ tranh chấp lớn về ưu đãi thuế theo hợp đồng phân chia sản phẩm liên quan đến một mỏ dầu khí ngoài khơi Việt Nam. Hội đồng Trọng tài đã bác bỏ toàn bộ các yêu cầu khởi kiện chống lại Petrovietnam và buộc các nhà thầu nguyên đơn phải bồi hoàn toàn bộ phần phí trọng tài mà Petrovietnam đã ứng trước.

Vụ tranh chấp xoay quanh lập luận của các nguyên đơn là họ ngầm định được hưởng một số ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp, mặc dù các ưu đãi đó chưa từng được bàn đến trong các vòng đàm phán và cũng không được quy định trong hợp đồng phân chia sản phẩm hoặc giấy chứng nhận đầu tư có liên quan. Trong quá trình cân nhắc vấn đề để đưa ra phán quyết, Hội đồng Trọng tài nhất trí với quan điểm của Petrovietnam là Luật Việt Nam đưa ra “một cách tiếp cận vấn đề linh động và đa dạng phù hợp với quyền lợi thương mại hợp lý của Chính phủ Việt Nam và các công ty dầu khí quốc

tế”. Hội đồng Trọng tài xét thấy rằng, trong vụ tranh chấp này, các nguyên đơn không thể được hưởng các ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp vì các ưu đãi thuế đó chưa từng được các bên đàm phán và không được các cơ quan chức năng Việt Nam phê duyệt. Hội đồng Trọng tài chỉ rõ việc nhà thầu “đã được đối xử một cách không thay đổi trong suốt khoảng thời gian có liên quan” và cách đối xử đó theo đúng những gì các bên tham gia ký kết hợp đồng ban đầu kỳ vọng.

Theo Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Xuân Sơn, phán quyết của Hội đồng Trọng tài xác nhận việc các hợp đồng phân chia sản phẩm Việt Nam phải được thực hiện theo thỏa thuận của các bên và đúng theo các điều khoản hợp đồng có liên quan. Thông qua vụ việc này, Petrovietnam khẳng định luôn tôn trọng các cam kết với các đối tác và nhà đầu tư, coi trọng và hành xử theo đúng pháp luật Việt Nam và pháp luật quốc tế trong hoạt động sản xuất kinh doanh.

Luật sư của Petrovietnam trong vụ kiện trọng tài này là Shearman & Sterling LLP (thành viên văn phòng Paris: GS. Emmanuel Gaillard và TS. Yas Banifatemi) và YKVN (thành viên văn phòng Singapore: luật sư Đặng Khải Minh và cố vấn văn phòng Singapore: luật sư Đỗ Khôi Nguyên).

Quang Hùng

PVC-MS hoàn thành đấu nối, chạy thử giàn khai thác khí Thái Bình

Ngày 11/5/2015, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) cho biết đã hoàn thành giai đoạn 1 công tác lắp đặt, đấu nối, chạy thử giàn khai thác khí Thái Bình.

Giàn khai thác khí Thái Bình nằm trong dự án phát triển mỏ Thái Bình (Lô 102 - 106). Hiện khu vực này có 2 phát hiện dầu khí là mỏ khí Thái Bình với trữ lượng tại chỗ khoảng 140 tỷ bộ khối khí (bcf) và mỏ dầu Hàm Rồng với trữ lượng khoảng 138 triệu thùng dầu và 39bcf khí đồng hành. Các bên nhà thầu tham gia hợp đồng gồm Petronas Carigali Overseas

Sdn. Bhd. (PCOSB) (50%) đóng vai trò là nhà điều hành, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) 20%, SPC 20% và ATIP 10%. PVC-MS được giao là nhà thầu chính thực hiện thiết kế, mua sắm, chế tạo và chạy thử.

Dự kiến, ngày 20/6/2015, cán bộ, kỹ sư của PVC-MS sẽ ra mỏ Thái Bình để tiếp tục đấu nối hệ thống ống công nghệ, hệ thống điện tự động vào đầu giếng khoan và bàn giao giàn cho chủ đầu tư. Theo kế hoạch, mỏ Thái Bình sẽ cho dòng khí đầu tiên vào cuối tháng 6/2015.

Hồng Minh

LẮP DỰNG THÀNH CÔNG PHAO PANEL ROW DỰ ÁN THIÊN ƯNG

Ngày 23/5/2015, Công ty CP Kết cấu Kim loại và Lắp máy Dầu khí (PVC-MS) đã dựng thành công phao cho Panel Row 2 dự án Thiên Ưng. Trước đó, PVC-MS đã dựng thành công phao cho Panel Row 1 vào ngày 18/5/2015. Hiện nay, PVC-MS đang tập trung hoàn thiện việc chế tạo cập tàu, các kết cấu phụ trợ và tiến hành chạy thử để ngày 12/6/2015 bàn giao chân đế Thiên Ưng cho Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đưa ra khơi lắp đặt.

Minh Phương

KHOẢNG CÔNG XÂY DỰNG BẾN NHẬP THIẾT BỊ NHIỆT ĐIỆN LONG PHÚ 1

Ngày 4/5/2015, tại tỉnh Sóc Trăng, Chủ đầu tư - Ban Quản lý Dự án Điện lực Dầu khí Long Phú 1 và Liên danh Tổng thầu PM-PTSC đã khởi công xây dựng hạng mục bến nhập thiết bị thuộc Dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1. Đây là hạng mục quan trọng, đảm bảo tàu có trọng tải 1.000DWT cập cảng vận chuyển thiết bị siêu trường siêu trọng, nguyên vật liệu... phục vụ quá trình thi công dự án.

Nguyễn Thúy

TIN THẾ GIỚI

Royal Dutch Shell khai thác dầu khí ở vùng biển Bắc Cực

Ngày 11/5/2015, Bộ Nội vụ Mỹ cho biết Washington đã nhất trí cấp phép cho Royal Dutch Shell tái khởi động kế hoạch khoan thăm dò, khai thác dầu khí tại khu vực biển Chukchi vào mùa hè tới. Đây được coi là thắng lợi lớn của Shell trong nỗ lực vận động Chính quyền và Quốc hội Mỹ cho phép khai thác nguồn tài nguyên ở các vùng biển ngoài khơi kể từ khi Tập đoàn này tạm ngừng các hoạt động tại Bắc Cực vào năm 2012. Theo kế hoạch, Royal Dutch Shell sẽ khoan 6 giếng và sử dụng 2 tàu chở dầu có thể hỗ trợ lẫn nhau trong trường hợp khẩn cấp.

Trước đó, Cục Quản lý Năng lượng biển Mỹ (BOEM) đã thông qua hoạt động của Royal Dutch Shell tại Bắc Cực. Động thái trên ngay lập tức vấp phải sự phản đối mạnh mẽ của các nhóm hoạt động về môi trường khi cho rằng việc khai thác dầu khí tại Bắc Cực sẽ phá hệ sinh thái của vùng biển này, nhất là nguy cơ tràn dầu như thảm họa tại vịnh Mexico vào tháng 4/2010.

Theo Cơ quan Quản lý Địa chất Mỹ, khu vực Bắc Cực có trữ lượng dầu khí chiếm khoảng 20% trữ lượng chưa được công bố của thế giới. Trước đó, Royal Dutch Shell



Royal Dutch Shell tái khởi động kế hoạch khoan thăm dò, khai thác dầu khí tại khu vực biển Chukchi. Nguồn: thevillager.com.na

đã buộc phải ngừng các hoạt động thăm dò dầu khí tại Bắc Cực từ giữa năm 2012 do không chứng minh được đủ thiết bị an toàn để ứng phó với nguy cơ tràn dầu, đặc biệt sau khi xảy ra hàng loạt sự cố kỹ thuật liên quan đến 2 giàn khoan là Kulluk và Noble Discoverer.

Hoàng Nam (TTXVN)

Venezuela vận động các nước tham gia bình ổn thị trường dầu mỏ



Venezuela xây dựng kế hoạch ngân sách năm 2015 với giá dầu 60USD/thùng. Nguồn: Hoyvenezuela.info

Tổng thống Venezuela Nicolas Maduro cho biết đang thúc đẩy để có một thỏa thuận mới giữa các nước thuộc Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) và ngoài OPEC để bình ổn giá dầu. Ông Nicolas Maduro nhấn mạnh việc bình ổn giá dầu ở mức 100USD/thùng trong trung hạn là lợi ích tốt nhất cho Venezuela và OPEC.

Tổng thống Venezuela cho rằng gần đây giá dầu đã được cải thiện, song vẫn ở rất xa so với mục tiêu đề ra. Venezuela hiện xuất khẩu dầu với giá 57USD/thùng, tăng đáng kể so với mức 38 USD/thùng hồi đầu năm. Chính phủ Venezuela đã lên kế hoạch ngân sách năm 2015 với giá dầu dự kiến ở mức 60USD/thùng. Nguồn thu từ dầu khí của Venezuela chiếm tới 96% ngân sách.

Từ tháng 1/2015 đến nay, Venezuela đã thuyết phục các nước sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ, bao gồm cả các quốc gia không là thành viên của OPEC, cắt giảm sản lượng để ngăn chặn đà giảm giá. Venezuela đã làm việc với Iran, Qatar, Saudi Arabia, Bahrain, Các Tiểu Vương quốc Ả Rập thống nhất, Algeria, Liên bang Nga và Bồ Đào Nha. Tuy nhiên, hầu hết các nước thành viên OPEC không đồng tình với quan điểm của Venezuela và cho rằng chưa nhìn thấy giá dầu sẽ đạt được mốc như vậy trong nhiều năm tới. Có thông tin cho rằng, các nước vùng Vịnh của OPEC đang hy vọng dầu thô dao động quanh mức giá 70USD/thùng, phù hợp với dự báo của các nhà phân tích cho năm 2016.

Diệu Hương (TTXVN)

EU tìm kiếm khí đốt ở biển Caspian



Việc xây dựng đường ống xuyên biển Caspian sẽ đưa khí đốt từ Turkmenistan sang EU.
Nguồn: Dragonoil.com

Tổng thống Turkmenistan Gurbanguly Berdymuhamedov vừa có chuyến công du châu Âu tới Áo và Slovenia. Tại các cuộc hội đàm cấp cao, Tổng thống Turkmenistan thông báo kế hoạch xây dựng một cơ sở hạ tầng đa năng gồm các đường ống trung chuyển khí đốt để cung cấp khí đốt tự nhiên của Turkmenistan cho các khách hàng châu Âu. Theo Tổng Thư ký Tổ chức An ninh và Hợp tác châu Âu (OSCE) Lamberto Zannier, các nước Liên minh châu Âu (EU) đang xem Turkmenistan như

một trong những nhà cung cấp khí đốt chủ yếu và sẵn sàng đàm phán các phương diện hợp tác cụ thể về vấn đề năng lượng.

Tại cuộc gặp 4 bên ở Ashkhabad, các cơ quan năng lượng Turkmenistan, Azerbaijan, Thổ Nhĩ Kỳ và EU đã thảo luận các nhiệm vụ trước mắt về cung cấp khí đốt tự nhiên của Turkmenistan cho các quốc gia EU. Bộ trưởng Năng lượng Azerbaijan cho biết các bên liên quan đã đạt được quyết định thành lập một liên doanh quốc tế gồm các công ty có uy tín của châu Âu trong lĩnh vực năng lượng. Liên doanh này sẽ xác định việc EU mua khí đốt của Turkmenistan và giải quyết các vấn đề liên quan xây dựng đường ống trung chuyển khí đốt, trong đó có đường ống xuyên biển Caspian.

Các nhà quan sát dự báo khi vấn đề phân định chủ quyền giữa 5 quốc gia tiếp giáp biển Caspian chưa được giải quyết thì dự án dòng chảy Turkmenistan vẫn nằm trên giấy. Hội nghị thượng đỉnh các quốc gia Caspian dự kiến diễn ra tại Kazakhstan vào năm 2016 được kỳ vọng sẽ làm sáng tỏ nhiều vấn đề.

Cao Cường (TTXVN)

Iran quyết tâm giành lại thị phần xuất khẩu dầu mỏ

Ngày 6/5/2015, Bộ trưởng Dầu mỏ Iran Bijan Zanganeh cho biết nước này quyết tâm giành lại thị phần xuất khẩu dầu thô của mình khi các lệnh trừng phạt được áp đặt liên quan tới chương trình hạt nhân của Tehran được dỡ bỏ.

Bên lề triển lãm dầu mỏ quốc tế được tổ chức cùng ngày tại thủ đô Tehran, Phó Tổng thống thứ nhất Iran Es'haq Jahangiri cho biết nước này đang xây dựng nhà máy lọc dầu "Ngôi sao vịnh Persian" với vốn đầu tư 2,98 tỷ USD, công suất 360.000 thùng/ngày. Nền kinh tế Iran phụ thuộc khá lớn vào xuất khẩu dầu mỏ. Do các lệnh trừng phạt của phương Tây liên quan

chương trình hạt nhân của Iran, sản lượng dầu xuất khẩu đã bị cắt giảm tới 60%, xuống mức 1,1 triệu thùng/ngày so với mức 2,5 triệu thùng/ngày của giai đoạn trước năm 2012.

Giám đốc điều hành Tập đoàn Khí đốt Quốc gia Iran (NIGC) Hamid Reza Araqi cho biết Iran sẽ bắt đầu xuất khẩu khí đốt sang Iraq từ tháng 6/2015. Hai quốc gia láng giềng đạt được thỏa thuận cung cấp khí đốt tự nhiên vào năm 2013. Các quan chức cấp cao của Iraq đã sang thăm Tehran nhằm thảo luận việc nhượng lại quyền khai thác dầu mỏ và khí đốt tại một số quốc gia Arab cho các công ty Iran.

Trần Phương (TTXVN)

MALAYSIA ĐẦU TƯ 475 TRIỆU USD ĐỂ KHAI THÁC DẦU KHÍ Ở ARGENTINA



Petronas và YPF sẽ hợp tác thăm dò và khai thác dầu khí tại thành tạo Vaca Muerta. Nguồn: Frackingargentina.org

Ngày 17/5/2015, Thỏa thuận hợp tác dầu khí giữa YPF (Argentina) và Petronas (Malaysia) chính thức có hiệu lực. Theo đó, Petronas sẽ đầu tư 475 triệu USD và YPF đầu tư 75 triệu USD để thăm dò và khai thác dầu khí tại thành tạo Vaca Muerta - một trong những khu vực có trữ lượng dầu khí phi truyền thống lớn nhất thế giới.

Trong thời gian gần đây, YPF đã nỗ lực mở rộng hợp tác trong thăm dò và khai thác dầu khí phi truyền thống với các công ty đa quốc gia để tìm nguồn đầu tư cho sản xuất, hướng tới tự chủ về nhiên liệu và không phụ thuộc vào nhập khẩu. Argentina là quốc gia có trữ lượng dầu đá phiến cũng như khí đá phiến lớn hàng đầu thế giới với 27 tỷ thùng và 23.000 tỷ m³ khí, trong tổng số 345 tỷ thùng và 206.000 tỷ m³ khí của thế giới.

Diệu Hương (TTXVN)



THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ

Diễn biến giá dầu thô

Từ đầu tháng 5/2015, giá dầu thô tiếp tục tăng trong bối cảnh sản lượng dầu mỏ cũng như lượng dầu dự trữ chiến lược của Mỹ đều sụt giảm. Chênh lệch giữa giá dầu Brent và WTI nằm trong khoảng +7 đến +8 USD/thùng. Đóng cửa phiên 21/5/2015, tại thị trường New York, giá dầu ngọt nhẹ Mỹ giao tháng 7/2015 tăng thêm 1,74USD, chốt phiên ở 60,72USD/thùng; tại thị trường London, giá dầu Brent Biển Bắc giao cùng kỳ hạn cũng tăng thêm 1,51USD, chốt phiên ở 66,54USD/thùng.

Theo dõi tình hình thay đổi giá chi tiết theo thời gian ta thấy các nhà đầu tư cũng như các nhà đầu cơ luôn luôn có thể kiếm được tiền ở bất kỳ thị trường nào không phụ thuộc vào giá dầu thay đổi như thế nào. Khi giá dầu lên, họ mua rồi sau đó bán với giá cao hơn. Khi giá dầu đi xuống, họ bán rồi sau đó mua với giá thấp hơn, thu được một lượng dầu nhiều hơn so với lượng dầu đã bán trước đó và chờ giá lên lại bán. Nghệ thuật kinh doanh để bảo đảm thắng lợi là phải theo dõi nắm chắc tình hình, tìm ra nguyên nhân chi phối sự biến thiên giá rồi dự báo mức giá cực tiểu hay cực đại là khoảng bao nhiêu và vào thời điểm nào để quyết định mua hoặc bán. Đối với xăng, các nhà kinh doanh còn dùng thủ đoạn tăng ngay giá bán sản phẩm khi có tin giá dầu thô tăng và vẫn giữ giá tăng đó kéo dài khi đã có tin giá dầu thô giảm để hưởng chênh lệch giữa giá gốc mua vào và bán ra trong khoảng thời gian lệch pha giữa biến động biến thiên của giá dầu thô và giá xăng.

Việc lên xuống giá dầu trong thời gian qua chủ yếu liên quan đến các diễn biến chính trị, an ninh trên thế giới. Có 6 sự kiện lớn được www.oil-prices.net dẫn ra chi phối giá dầu vừa qua.

Thứ nhất, dầu Iran vẫn được giao dịch trên thị trường mặc dù bị lệnh cấm vận gay gắt của Mỹ. Các phương tiện

truyền thông dự đoán Iran sản xuất được 2,7 triệu thùng dầu/ngày, trong đó 1 triệu thùng dành cho xuất khẩu "bất hợp pháp", số còn lại sử dụng cho nhu cầu trong nước và dự trữ. Gần đây quan hệ giữa Iran và phương Tây đã có cải thiện ít nhiều. Bộ trưởng Dầu mỏ Iran Bijan Namdar Zangeneh tuyên bố nước này có thể tăng sản lượng thêm 1 triệu thùng/ngày trong vài tháng nếu lệnh trừng phạt được dỡ bỏ. Các nhà phân tích cho rằng nếu điều này diễn ra thì lượng dầu dư thừa trên thị trường hiện nay sẽ tăng 50% và giá dầu sẽ giảm mạnh trong nửa năm cuối 2015.

Thứ hai, do điểm hòa vốn của dầu phiến sét Mỹ là 70USD/thùng và giá thành sản xuất dầu Liên bang Nga rất cao nên một số nước sản xuất dầu lớn ở Trung Đông

Bảng 1. Diễn biến giá dầu trung bình của các nước sản xuất dầu chính trên thế giới

Loại dầu	Giá trung bình/tháng (USD/thùng)	
	Tháng 3/2015	Tháng 4/2015
OPEC basket chuẩn	52,46	57,30
Arab nhẹ - Saudi Arabia	52,20	57,73
Basrah nhẹ - Iraq	50,53	55,61
Bonny nhẹ, 37° - Nigeria	56,75	60,65
Es Sider - Libya	54,78	58,40
Girassol - Angola	56,86	61,12
Iran nặng - Iran	51,27	56,26
Kuwait xuất khẩu - Kuwait	50,52	55,96
Marine - Qatar	54,27	58,51
Merey - Venezuela	45,79	49,49
Murban - UAE	57,41	61,66
Oriente - Ecuador	45,79	52,73
Saharan trộn 44° - Algeria	56,93	59,75
Minas 34° - Indonesia	54,11	58,55
Fateh 32° - Dubai	54,66	58,55
Isthmus 33° - Mexico	51,41	59,10
Brent 38° - Vương quốc Anh	55,93	59,50
Urals - Liên bang Nga	55,07	59,70
WTI/Brent	(8,16)	(5,07)
Brent/Dubai	1,27	0,95

Nguồn: Oil and Gas Journal 18/5/2015

không cắt giảm sản lượng để đẩy giá dầu xuống mức dưới 60USD/thùng nhằm làm phá sản ngành dầu khí phi truyền thống Mỹ cũng như ngành dầu khí Liên bang Nga, từ đó giữ độc quyền định giá dầu trong tương lai. Ngoài ra, giải pháp này cũng sẽ giúp giữ Mỹ và phương Tây tiếp tục phụ thuộc vào nguồn dầu Trung Đông, một nhân tố không những mang lại lợi ích kinh tế mà cả chính trị, an ninh cho các nước Arab.

Thứ ba, mặc dù giá dầu thấp nhưng Liên bang Nga vẫn phải gia tăng sản lượng khai thác dầu. Sản lượng dầu của nước này trong tháng 4/2015 đã đạt 10,71 triệu thùng/ngày, làm cho lượng dầu lưu thông trên thị trường càng dư thừa và khiến giá dầu chậm phục hồi.

Thứ tư, Nhà nước hồi giáo cực đoan ISIL (Islamic State of Iraq and Levant) chiếm được một số vùng sản xuất dầu ở Syria và Bắc Iraq, đưa thêm lượng dầu giá cực rẻ ra thị trường.

Thứ năm, việc mở rộng địa bàn hoạt động của ISIL sang Libya làm cho nguồn dầu xuất khẩu của Libya gần như bị triệt tiêu. Saudi Arabia tăng cường ném bom Yemen để ủng hộ lực lượng chính phủ bị lật đổ chống lại lực lượng nổi loạn Houthi làm cho con đường chở dầu qua Hồng Hải và kênh đào Suez gặp khó khăn. Hai yếu tố này lại giúp làm chậm, thậm chí làm đảo ngược giá dầu như trong tháng 5/2015.

Thứ sáu, kinh tế thế giới chưa thoát khỏi khủng hoảng nên nhu cầu dầu không tăng. Đồng USD yếu so với đồng EURO cũng hỗ trợ cho giá dầu tăng.

Các nhân tố trên vừa tác động tiêu cực lẫn tích cực đan xen đối với giá dầu nên tình hình thị trường năng lượng sẽ không ổn định. Tuy vậy, chính sách đẩy giá dầu xuống cực thấp của nhóm nước Arab trong Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) không thể kéo dài. Còn mong muốn giá dầu phục hồi, tăng cao nhanh chóng của các công ty dầu mỏ và của các nước sản xuất dầu ngoài OPEC cũng không thể xảy ra trong bối cảnh kinh tế - chính trị - an ninh hiện nay. Do đó khả năng lớn nhất là giá dầu sắp tới sẽ dao động từ 70 - 75USD/thùng, một mức giá mà tất cả các bên đều có thể chấp nhận được.

Thị trường năng lượng châu Phi

Algeria là một trong 3 nước châu Phi sản xuất nhiều khí đốt nhất, đồng thời cũng là nước đứng thứ 3 trong bảng xếp hạng trữ lượng tiềm năng khí thiên nhiên trên thế giới (sau Trung Quốc và Argentina) ước đạt 707 nghìn tỷ ft³.

Nền kinh tế Algeria phụ thuộc 95% vào nguồn thu từ dầu khí. Tuy nhiên, sản lượng khai thác trong những

năm gần đây đang có chiều hướng giảm do tình hình an ninh không ổn định, cơ sở hạ tầng xuống cấp và thiếu vốn đầu tư.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Algeria (Sonatrach) đã có kế hoạch đầu tư 70 tỷ USD trong 20 năm tới nhằm phát triển nguồn tài nguyên khí thiên nhiên ở sa mạc phía Nam, nhưng lại phải đối mặt với vấn đề thiếu nước trầm trọng dùng cho công nghệ phá vỡ vỉa thủy lực. Sonatrach có kế hoạch khoan hơn 200 giếng và khai thác 700 tỷ ft³ khí/năm để bán sang thị trường EU, giúp khối này thoát khỏi sự phụ thuộc vào nguồn khí đốt của Liên bang Nga. Để làm được việc này, Algeria cần một lượng vốn rất lớn và rất khó huy động từ nguồn nội lực. Chính phủ Algeria đã thay đổi rất nhiều điều kiện trong Luật Dầu khí để thu hút đầu tư. Tuy nhiên, trong đợt đấu thầu năm 2014 chỉ có 4 lô được giao thầu trên tổng số 31 lô chào thầu.

Sản lượng khai thác khí của Algeria trong năm 2015 tăng 4% so với năm trước. Với giá khí thấp, các nước như Italia, Tây Ban Nha, Bồ Đào Nha đã tăng cường nhập khẩu khí đốt của Algeria.

Repsol (Tây Ban Nha) đang nắm giữ 29,25% cổ phần trong liên doanh phát triển mỏ khí North Reggane ở Algeria, trong khi đó Sonatrach giữ 40% cổ phần, RWE Dea giữ 19,5% cổ phần và Edison S.p.A giữ 11,25% cổ phần. Để án 3 tỷ USD này sẽ chi cho khoan 104 giếng trên 6 khu vực của mỏ. Liên doanh dự tính sẽ bắt đầu khởi công vào năm 2016, thời gian hoạt động 35 năm và trong 12 năm đầu sẽ khai thác khoảng 8 triệu ft³ khí/ngày.

Uganda thông báo mở thầu cạnh tranh đợt 1/2015 để cấp phép thăm dò dầu khí tại bồn trũng Albertine Graben. Theo ông Irene Muloni, Bộ trưởng Bộ Năng lượng và Phát triển Khoáng sản Uganda, bồn trũng này có trữ lượng tại chỗ khoảng 6,5 tỷ thùng sau khi đã tiến hành khảo sát gần 40% diện tích. Diện tích được đấu thầu lần này rộng khoảng 2.900km² gồm 6 lô: Ngassa, Taitai & Karuka, Ngaji, Mvule, Turaco và Kanywantaba. Chính phủ Uganda cam kết sẽ bảo đảm đợt đấu thầu này được tiến hành minh bạch, phù hợp với Chính sách Dầu khí Quốc gia (2008) và Luật Thăm dò, phát triển và khai thác dầu khí (2013). Giấy phép sẽ được giao vào cuối năm 2015.

Ba công ty dầu khí nước ngoài trước đây đã được cấp phép hoạt động tại bồn trũng Albertine Graben gồm: Tullow Uganda Operations Pty Ltd., Total E&P Uganda và CNOOC Uganda Ltd. Tính đến nay, đã có 21 phát hiện dầu khí ở Uganda, trong đó 4 phát hiện đã được trả lại cho Chính phủ Uganda. Công tác thăm định đã được tiến hành trên 17 phát hiện. Mỗi công ty được cấp phép đã ký biên

bản ghi nhớ (MOU) với Chính phủ Uganda về việc thương mại hóa các phát hiện trên. Thỏa thuận MOU bao gồm cả việc xây dựng một nhà máy lọc dầu công suất 60.000 thùng/ngày, dùng dầu thô để phát điện và xuất khẩu dầu thô. Bộ Năng lượng và Phát triển Khoáng sản Uganda cho biết các đề án xây dựng cơ sở hạ tầng cho ngành dầu khí cũng đang được triển khai thực hiện.

Theo Reuters, Bộ trưởng Bộ Năng lượng Kenya Joseph Njoroge cho biết Toyota Tsusho (Nhật Bản) đã được trao hợp đồng soạn thảo đề án nghiên cứu khả thi và thiết kế công nghệ sơ bộ đường ống dẫn dầu từ Hoima (Uganda) xuyên qua bồn trũng Lokichar, đến cảng Lamu của Kenya; đồng thời thiết kế các bồn chứa, terminals giao nhận dầu ở Hoima, Lokichar và Lamu. Từ tháng 10/2014, Ngân hàng Thế giới đã cấp 8 tỷ USD hỗ trợ tài chính cho các đề án xây dựng đường ống dẫn dầu khí liên châu lục nối liền 8 quốc gia châu Phi, trong đó có Kenya.

Cơ quan Đầu tư và Thương mại Vương quốc Anh (UKTI) đang khuyến khích các công ty Anh tăng cường sử dụng cơ hội xuất khẩu để thắng các thương vụ mới từ ngành công nghiệp dầu khí đang phát triển ở Đông Phi, bao gồm: Tanzania, Mozambique, Kenya và Uganda. UKTI cho biết ở các nước này nhiều bồn trũng dầu khí chưa được thăm dò, nhiều trữ lượng chưa được phát triển hiện nay đã trở thành các đối tượng cho các công ty Anh hoạt động, nhất là các đề án xây dựng cơ sở hạ tầng.

Báo cáo Tổng quan Năng lượng châu Phi (2015) cho biết cần đầu tư thêm 450 tỷ USD cho ngành điện lực giúp nền kinh tế khu vực hạ sa mạc Sahara (SSA) tăng 30% vào năm 2040. Các chương trình cải cách đang bắt đầu triển khai nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng cũng như thu hút thêm nguồn vốn đầu tư, bao gồm cả các nhà đầu tư tư nhân. Theo "kịch bản chính" đến năm 2040, công suất phát điện sẽ tăng gấp 4 lần từ mức rất thấp 90GW như hiện nay, trong đó gần một nửa là của Nam Phi. Báo cáo viết "Việc giảm những rủi ro cho các nhà đầu tư làm cho các đề án (khai thác dầu khí ở SSA) trở nên cạnh tranh hơn so với khai thác ở các nơi khác trên thế giới và điều này đủ sức giúp cho nhiều đề án phát triển, từ đó doanh thu về thuế (của các nước trong khu vực) tăng cao sẽ được dùng để đảo ngược hiệu quả dòng vốn trong hạ tầng cơ sở chủ yếu".

Hoạt động mua bán tài sản dầu khí

Royal Dutch Shell mua lại BG Group - tập đoàn năng lượng lớn thứ ba của Vương quốc Anh, có địa bàn hoạt động toàn cầu, sở hữu nhiều mỏ dầu khí ở Nam Mỹ và Australia. Với giá 47 tỷ Euro (tương đương 69,6 tỷ USD),

đây là thương vụ sáp nhập lớn nhất trong ngành dầu khí thế giới trong 10 năm qua và là hệ quả của giá dầu suy giảm liên tục từ cuối năm 2014. Nhờ đó, trữ lượng dầu khí của Royal Dutch Shell tăng thêm 28% và sản lượng tăng 20%, tạo ra lợi nhuận 2,5 tỷ USD/năm. Ngay sau khi thông báo này được đưa ra, cổ phiếu của BG Group tại thị trường London tăng 38%. Tập đoàn mới sẽ có giá trị tài sản cao gấp đôi BP, lớn hơn cả Chevron. Với việc bổ sung đội ngũ kỹ thuật cao từ BG Group, Royal Dutch Shell hy vọng sẽ trở thành một tập đoàn hàng đầu thế giới trong lĩnh vực LNG.

Torc Oil & Gas Ltd., mua lại tài sản Saskatchewan từ Surge Inc., với giá 430 triệu CAD. Tài sản mua gồm một mỏ có sản lượng 4.759 thùng dầu quy đổi/ngày, trong đó 98% là dầu nhẹ và condensate với mức suy giảm sản lượng 20%/năm. Tổng các cấp trữ lượng xác minh - thương mại đạt khoảng 21 triệu thùng dầu quy đổi. Surge Inc., phải bán bớt tài sản để trả nợ và dồn tiền đầu tư vào 2 plays ở Saskatchewan và ở Tây Bắc Alberta (Canada).

Noble Energy Inc., mua 75% quyền lợi và nắm quyền điều hành Lô PL001 ở bồn trũng Falkland từ Argos Resources Ltd. Edison International S.p.A mua 25% còn lại. Lô PL001 có diện tích 285.000 mẫu Anh, nằm ở phía Tây Bắc Lô PL032, trong đó có phát hiện Sea Lion. Noble Energy Inc., và Edison International S.p.A phải trả 5% thuế tài nguyên cho Argos Resources Ltd toàn bộ diện tích phát triển hydrocarbon của lô mỏ nhượng. Mục tiêu ban đầu của phần lô thuộc Noble Energy Inc., là bẫy địa tầng thuộc cấu tạo triển vọng Rhea tuổi Cretaceous với trữ lượng khai thác 250 triệu thùng dầu. Công tác khoan sẽ được bắt đầu vào Quý III/2015, mực nước sâu 1.550ft và chiều sâu giếng khoan sẽ là 8.760ft. Cấu tạo triển vọng Humpback của Noble nằm ở bồn trũng South Falkland có thể được khoan trong tháng 5 gồm nhiều lớp chứa quặng cát hỗn hợp nối tiếp nhau trong phụ bể Fitzroy, trữ lượng không rủi ro ước đạt 250 triệu thùng dầu và tổng trữ lượng toàn phụ bể khoảng 1 tỷ thùng. Giếng Humpback có mực nước 4.170ft và độ sâu giếng 17.550ft. Noble Energy Inc., có 35% quyền lợi ở phụ bể này.

MOL Group (Hungary) sẽ khoan 3 giếng thăm dò ở thềm lục địa Na Uy trong giai đoạn 2015 - 2016 theo một thỏa thuận mua Ithaca Petroleum Norge (IPN) từ Ithaca Petroleum Ltd., với giá ban đầu là 60 triệu USD. Ithaca Petroleum Norge có 14 lô mỏ nhượng ở thềm lục địa Na Uy và đang hoạt động trên 3 lô. Tiền hoa hồng lên đến 30 triệu USD, trả khi thăm dò có kết quả. MOL Group có kế hoạch sẽ sáp nhập với Ithaca Petroleum Norge và trở thành MOL NordsjonBV.

Hà Phong (tổng hợp)

Nghiên cứu sản xuất, thử nghiệm chất bôi trơn từ dầu thực vật cho dung dịch khoan ở quy mô lớn

Dung dịch khoan có chức năng bôi trơn, làm mát nhằm giảm ma sát của bộ khoan cụ khoan, giảm mô men quay. Trong quá trình khoan, pha rắn phân tán trong dung dịch khoan va chạm với các thiết bị trong lòng giếng và với bộ dụng cụ khoan sẽ làm nhiệt độ tăng lên đáng kể. Trong điều kiện nhiệt độ cao kéo dài sẽ làm mỏi cấu trúc kim loại, dẫn đến phá hỏng các chi tiết khoan như thùng và gậy cần khoan. Nhằm giảm các sự cố và nâng cao tuổi thọ của bộ dụng cụ khoan, dung dịch phải được nâng cao tính năng bôi trơn bằng cách bổ sung phụ gia bôi trơn. Ngoài chức năng bôi trơn, phụ gia bôi trơn còn đóng vai trò quan trọng trong việc giảm kẹt nút cần ống, thường hay gặp nhất là kẹt cần do chênh áp vi sai. Ước tính, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" sử dụng hàng nghìn tấn chất bôi trơn cho hệ dung dịch gốc nước FCL/AKK.

Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (CTAT) - Viện Dầu khí Việt Nam đã nghiên cứu chất bôi trơn VPI-Lub từ năm 2006. Nghiên cứu này chia thành 3 giai đoạn: (1) Nghiên cứu tổng hợp và đề xuất công nghệ sản xuất chất bôi trơn mới từ dầu thực vật cho dung dịch khoan dầu khí; (2) Nghiên cứu sản xuất thử nghiệm chất bôi trơn từ dầu thực vật cho dung dịch khoan dầu khí; (3) Dự án Nghiên cứu sản xuất, thử nghiệm chất bôi trơn từ dầu thực vật cho dung dịch khoan dầu khí ở quy mô lớn. Trong giai đoạn 3, nhóm tác giả đã kế thừa và phát triển công nghệ từ các kết quả nghiên cứu của trước đó để triển khai dự án sản xuất chất bôi trơn VPI-Lub trên dây chuyền công nghiệp đạt chất lượng nhằm mục tiêu xây dựng hoàn thiện quy trình công nghệ ở quy mô công nghiệp.

Với dự án sản xuất thử, nhóm tác giả đã sản xuất 50 tấn chất bôi trơn VPI-Lub cho dung dịch khoan từ dầu thực vật ở quy mô công nghiệp, đánh giá chất lượng chất bôi trơn trong phòng thí nghiệm theo các chỉ tiêu kỹ thuật của các bộ tiêu chuẩn RD-SP 61-09 và RD-SP 61-11 của Vietsovpetro, thực hiện thử nghiệm chất bôi trơn VPI-Lub ở điều kiện hiện trường. Qua nghiên cứu, nhóm tác giả đã tổng kết rút kinh nghiệm nhằm tăng quy mô công nghệ trong sản xuất lớn, xây dựng công thức thành phần hoàn chỉnh của chất bôi trơn VPI-Lub đáp ứng yêu cầu chất lượng cả trong thực tế sử dụng và đánh giá hiệu quả kinh tế kỹ thuật của dự án sản xuất, thử nghiệm, từ đó đề xuất hoàn thiện quy trình công nghệ, tính toán thiết kế hệ thống thiết bị phản ứng sản xuất chất bôi trơn.

Kết quả quan trọng trên cơ sở đề xuất hoàn thiện quy trình công nghệ để sản xuất và công thức thành phần của

chất bôi trơn VPI-Lub. Công nghệ sản xuất chất bôi trơn VPI-Lub hoàn thiện có công suất thiết kế là 1 - 2 tấn/mẻ và 2 mẻ/ngày, được hoàn thiện bằng bổ sung giai đoạn xử lý nguồn nguyên liệu dầu thực vật đầu vào nhằm giảm chỉ số acid của dầu xuống dưới 7mgKOH/g (FFA < 2%), đồng thời bổ sung các phụ gia cải thiện tính năng tăng độ bền màng bôi trơn, chống oxy hóa, tăng phân tán và bền nhiệt. Quy trình công nghệ được cải tiến so với giai đoạn nghiên cứu trước đây, cho phép sử dụng mở rộng nguồn nguyên liệu khác, góp phần giảm giá thành sản phẩm, cũng như mở rộng phạm vi sản xuất.

Theo kết quả nghiên cứu trên mẫu dung dịch lấy từ giàn Tam Đảo-01 và giàn MSP-7, chất lượng và hiệu quả bôi trơn của VPI-Lub tương đương Viet Lub - chất bôi trơn thương phẩm đang sử dụng tại Vietsovpetro, giúp giảm moment, cải thiện độ nhớt phểu và gel. Căn cứ vào hệ thống phân loại độ độc cấp tích pha nước của OCNS, chất bôi trơn VPI-Lub được xếp vào nhóm E (tốt nhất) - nhóm chất ít gây độc cấp tính nhất cho sinh vật biển trong tầng nước.

Do giá thành nguyên liệu dầu hạt cao su cao (khoảng 28.000 đồng/kg) nên chi phí sản xuất chất bôi trơn vẫn đang ở mức cao khoảng 70.000 đồng/kg. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả kiến nghị tiếp tục nghiên cứu mở rộng ứng dụng chất bôi trơn cho hệ dung dịch pha rắn thấp đang được sử dụng và có xu hướng tăng lên ở Vietsovpetro.

Báo cáo tổng kết gồm 4 chương với các nội dung liên quan đến tổng quan về đặc điểm, tính chất của hệ dung dịch khoan FCL/AKK, thành phần cơ bản và cơ chế hoạt động của chất bôi trơn, kết quả sản xuất thử 50 tấn sản phẩm, quá trình đánh giá chất lượng sản phẩm, hiệu chỉnh chất lượng và thử nghiệm hiện trường sản phẩm, đánh giá hiệu quả kinh tế đầu tư sản xuất thử chất bôi trơn, tính toán thiết kế thiết bị phản ứng sản xuất chính và các kết luận, kiến nghị về các nghiên cứu bổ sung cần thực hiện để có thể thương mại hóa sản phẩm trong tương lai.

Tạ Quang Minh (giới thiệu)

Chế tạo đồ gá định tâm hỗ trợ công việc lắp ráp đầu treo ống chống và làm kín cho giếng khoan

Theo quy trình công nghệ thi công các giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí, sau khi khoan đến chiều sâu thiết kế, các loại ống chống có đường kính khác nhau (508mm, 340mm, 245mm, 194mm...) sẽ lần lượt được thả xuống giếng, bơm trám xi măng và tiến hành lắp ráp thiết bị miệng giếng lên trên đầu mỗi ống chống.

Để lắp được thiết bị miệng giếng, ngay sau khi bơm trám cần nhanh chóng tháo mặt bích nối hệ thống thiết bị đối áp khỏi miệng giếng, dùng tời nâng cột đối áp lên, làm sạch vị trí lắp đầu treo ống chống, căn chỉnh đồng tâm cột ống chống và tiến hành lắp đầu treo để treo cột ống chống vào miệng giếng, sau đó làm kín vành xuyên giữa hai cột ống chống. Sau khi chống, ống giữa hai cột ống chống thường bị lệch với độ lệch và hướng lệch khác nhau tùy điều kiện của từng giếng. Do đó, việc lắp đầu treo ống đòi hỏi phải căn chỉnh chính xác độ đồng tâm giữa hai cột ống chống này.

Trước đây, để chỉnh cho hai cột ống chống đồng tâm phải dùng 1 pa lăng xích để kéo ống trong, một pa lăng khác giữ cố định miệng giếng. Việc sử dụng các pa lăng để định tâm gặp rất nhiều khó khăn do không phải lúc nào cũng tìm được điểm cố định để treo pa lăng trùng với hướng cần kéo, nhất là trên các giàn tự nâng, quanh vị trí lắp đầu giếng là một sàn treo di động trên cáp. Hơn nữa, việc dùng pa lăng sẽ mất nhiều thời gian, thao tác khó khăn và các sợi cáp, xích sẽ làm vướng vào vị trí làm việc, gây mất an toàn.

Do không chỉnh chính xác được độ đồng tâm, nhiều giếng trước đây phải lắp đầu treo ôm vào cột ống chống, sau đó vừa kéo dạo cột ống vừa dùng cây sắt đóng đầu treo xuống (trong khi cột đối áp vẫn đang treo). Công việc này vừa nặng nhọc, nguy hiểm lại có thể gây móp méo phần trên đầu treo, có trường hợp không đóng được đầu treo xuống đến vị trí cần thiết lại phải tìm cách để kéo lên xử lý lại, mất rất nhiều thời gian và công sức.

Trên thực tế, một số giếng khoan sau khi bơm trám, xi măng lên đến miệng đồng kết rất nhanh, không kịp chỉnh đồng tâm dẫn đến độ lệch cột ống chống không cho phép lắp đầu treo phải mất thời gian công sức đào, xới rửa xi măng xuống cách miệng giếng từ 5 - 7m. Khe hở vành xuyên giữa các ống nhỏ nên quá trình thao tác rất khó khăn. Có nhiều giếng không chỉnh được đồng tâm đã phải mất 2 - 3 ngày khắc phục bằng cách cắt ống

chống phía ngoài, sau đó hàn lại cho đồng tâm mới lắp được miệng giếng (như một số giếng trên MSP-11, giếng số 119 - RP-1...). Việc khắc phục này không treo được tải cột ống lên đầu treo và một số loại còn không nén được gioăng làm kín trong đầu treo, không đảm bảo yêu cầu kỹ thuật.

Để chỉnh được đồng tâm giữa hai cột ống nhanh chóng, dễ dàng lắp đầu treo ống đúng yêu cầu kỹ thuật, đảm bảo treo được tải của cột ống chống lên đầu treo, nén được gioăng làm kín của đầu treo để làm kín miệng giếng, tác giả Nguyễn An Bình và các cộng sự (Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng - Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") đã nghiên cứu giải pháp "Chế tạo đồ gá định tâm hỗ trợ công việc lắp ráp đầu treo ống chống và làm kín cho giếng khoan".

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã chế tạo một bộ đồ gá định tâm lắp ngay lên miệng giếng. Sau khi nhắc cột đối áp lên, xác định được vị trí lệch, lắp đồ gá vào vị trí 2 ống sát nhau nhất (dùng ngay bu lông miệng giếng để kẹp đồ gá). Việc định tâm được thực hiện bằng cách vặn bu lông để ép đẩy cột ống này so với cột ống kia cho đến khi chúng trùng tâm nhau, khi xi măng còn ướt việc đẩy này khá dễ dàng, phần xi măng chỗ lệch nhiều sẽ bị ép bù sang chỗ lệch ít. Sau khi chỉnh được đồng tâm có thể lắp ngay đầu treo ống vào đầu giếng và hạ tải để treo cột ống lên đầu treo. Để bu lông đẩy ống không bị trượt, không làm móp ống, một miếng ốp được đặt giữa bu lông và thành ống, bề mặt tiếp xúc với bu lông được phay phẳng.

Thời gian mỗi lần lắp đầu treo chỉ cần khoảng 15 - 20 phút, thao tác dễ dàng, đơn giản tốn ít công sức và an toàn. Để thi công một giếng khoan cần 2 - 3 lần lắp thiết bị miệng giếng, thời gian tiết kiệm trung bình là 6 giờ/giếng. Với số lượng giếng khoan trung bình 14 giếng/năm, sáng kiến trên sẽ giúp Vietsovpetro tiết kiệm được trên 400 nghìn USD/năm.

Giải pháp trên được công nhận là sáng kiến cấp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, có thể áp dụng để thi công các giếng khoan thăm dò và khai thác.

Lê Thị Phụng (giới thiệu)