

Dầu Khí



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

■ SỐ 1 - 2017

ISSN-0866-854X



Xuân Đinh Dậu
2017



TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Hoàng Ngọc Đăng

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Trần Hưng Hiến

ThS. Vũ Văn Nghiêm

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viễn

ThS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

TS. Nguyễn Hoàng Yến

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

PHỤ TRÁCH MỸ THUẬT

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

Ảnh bìa: Kỹ sư trưởng Mai Văn Phương trao đổi với đồng nghiệp trên tàu khảo sát địa chấn Bình Minh 02. Ảnh: Thuận Thắng

[illegible]

GIỚI THIỆU CÔNG NGHỆ

74. Công nghệ mở thông minh

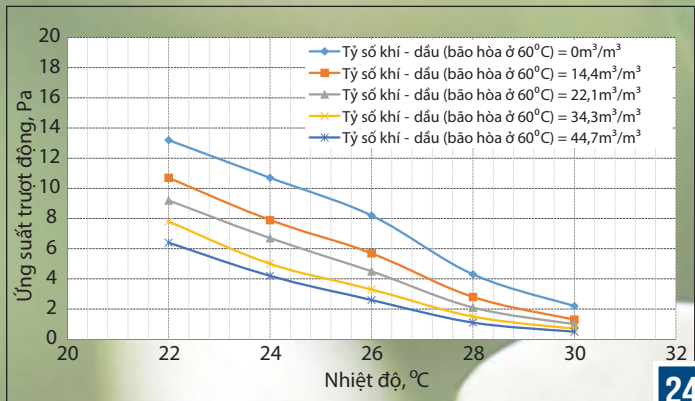
TIÊU ĐIỂM

Sản lượng khai thác dầu thô vượt kế hoạch 1,18 triệu tấn	6
Petrovietnam được trao tặng	
2 giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ	10
Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc:	
Tháo gỡ nút thắt trong thể chế về khoa học công nghệ	14
TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam:	
Nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả	16
Vượt qua thách thức, nắm bắt cơ hội	
đẩy mạnh phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí	18

QUYẾT TÂM CAO - GIẢI PHÁP HAY - VỀ ĐÍCH TRƯỚC

Vietsovpetro nghiên cứu tối ưu công nghệ khai thác dầu khí	82
PV GAS vận hành an toàn, hiệu quả các công trình khí	84
BSR đẩy mạnh ứng dụng khoa học kỹ thuật, tối ưu hóa sản xuất	86
PVFCCo mở rộng quy mô sản xuất hóa chất	88
PVCFC đẩy mạnh nghiên cứu phát triển sản phẩm mới	90
VPI lấy nghiên cứu ứng dụng làm trọng tâm	92
PV Power đặt mục tiêu sản xuất trên 21 tỷ kWh điện	94

CONTENTS



24

FOCUS

6. Petrovietnam's production exceeds planned target by 1.18 million tons

10. Petrovietnam receives 2 Ho Chi Minh Prizes in the field of science and technology

14. Prime Minister Nguyen Xuan Phuc: Institutional bottleneck in science and technology should be cleared

16. Dr. Nguyen Quoc Thap, Petrovietnam Vice President: Productivity, quality and efficiency to be improved

18. Overcoming challenges and seizing opportunities to promote the development of petroleum processing sector

SCIENTIFIC RESEARCH

24. Research on rheological properties of crude oil from Bach Ho and Rong oil fields for transportation in submarine pipelines

33. Predicting water influx for gas production wells of Lan Tay field using material balance method

38. Characteristics of carbonate formations containing oil and gas in Vietnam

47. Study on testing of the antibacterial effect of silver nanoparticles on sulfate-reducing bacteria

55. Production of petrochemicals from natural gas of Ca Voi Xanh field

66. Development of gas market for Ca Voi Xanh project: opportunity and challenge

HIGH DETERMINATION - SOUND SOLUTION - MEETING TARGETS AHEAD OF TIME

82. Vietsovpetro conducts researches to optimise production technology

84. PV GAS to ensure safe and efficient operation of gas projects

86. BSR promotes scientific and technical application for production optimisation

88. PVFCCo expands the scope of chemical production

90. PVCFC accelerates research and development of new products

92. Applied research to be the focus of VPI

94. PV Power targets production of over 21 billion kWh of electricity

Mừng Xuân Đinh Dậu

Năm 2016 đi qua và tiếp tục là một năm khó khăn của các công ty dầu khí khi giá dầu thô suy giảm, có thời điểm xuống mức 26,55USD/thùng vào ngày 20/1/2016. Cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 đang diễn ra với tốc độ nhanh, dự báo sẽ tác động mạnh mẽ trên phạm vi toàn cầu. Nhiều quốc gia trên thế giới, một số quỹ đầu tư (trong đó phải kể đến Quỹ đầu tư năng lượng đột phá Breakthrough Energy Ventures - BEV) đang tập trung đầu tư, nghiên cứu và phát triển nhằm tìm ra và đưa vào sử dụng các nguồn năng lượng mới rẻ hơn và sạch hơn cho thế giới.

Các tác động tiêu cực của giá dầu suy giảm đã ảnh hưởng đến mọi mặt sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Vượt lên trên mọi khó khăn, thách thức, những người lao động dầu khí đã bám sát diễn biến của giá dầu, triển khai các giải pháp ứng phó linh hoạt, sáng tạo để hoàn thành và hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu kế hoạch được Chính phủ giao; trong đó, chỉ tiêu sản lượng khai thác năm 2016 vượt so với kế hoạch trên 1 triệu tấn dầu thô, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và tăng trưởng của đất nước.

Năm Đinh Dậu 2017 dự báo tiếp tục sẽ là một năm khó khăn và nhiều thách thức cho các công ty dầu khí. Khoa học - công nghệ cùng với quản trị doanh nghiệp tiên tiến đang được xem là những giải pháp trọng tâm giúp các công ty vượt qua khó khăn thách thức. Trong thông điệp đầu năm 2017 gửi đến giới khoa học và công nghệ cả nước, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đã nhấn mạnh 6 yếu tố để phát triển khoa học công nghệ thành công, gồm: Thể chế, cơ chế, môi trường; con người; nguồn lực; cơ sở hạ tầng; năng lực hội nhập; năng lực kiến tạo quản trị của Nhà nước cho khoa học công nghệ. Thủ tướng Chính phủ yêu cầu nghiên cứu khoa học công nghệ phải bám sát thực tiễn, lắng nghe “hơi thở cuộc sống”, gắn với thị trường trên cơ sở hiểu thị trường đang cần gì, sẽ cần gì.

Là diễn đàn khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam - Tạp chí Dầu khí sẽ tiếp tục bám sát tôn chỉ mục đích của một Tạp chí khoa học dầu khí; không ngừng nâng cao chất lượng các bài báo khoa học, các kết quả nghiên cứu và phát triển, tăng cường giới thiệu các công nghệ dầu khí mới của thế giới, các giải pháp quản trị doanh nghiệp hiện đại... góp phần cùng Tập đoàn vượt qua khó khăn, vững bước vào giai đoạn ổn định và phát triển bền vững tiếp theo.

Nhân dịp Tết cổ truyền Đinh Dậu, thay mặt Ban biên tập Tạp chí Dầu khí, tôi xin gửi đến các nhà khoa học, quý bạn đọc lời chúc mừng tốt đẹp nhất! Chúc một năm mới thành công!

TỔNG BIÊN TẬP
Phó Tổng giám đốc
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam



TS. Nguyễn Quốc Thập

PETROVIETNAM

SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU THÔ VƯỢT KẾ HOẠCH 1,18 TRIỆU TẤN

Với giá dầu thô trung bình năm 2016 chỉ đạt 45USD/thùng (giảm 9,5USD/thùng so với giá dầu năm 2015), Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã nỗ lực vượt thách thức, về đích trước các chỉ tiêu sản xuất Chính phủ giao. Đặc biệt, giá trị sản xuất công nghiệp vượt 12% so với kế hoạch và khai thác dầu thô trong nước vượt kế hoạch 1,18 triệu tấn đã góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP cả nước đạt 6,21% và cân đối ngân sách Nhà nước năm 2016. Theo Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng, để khai thác thêm 1 triệu tấn dầu, Tập đoàn đã có rất nhiều giải pháp hay, sáng tạo. Đây chính là biểu hiện rõ nhất cho ý thức trách nhiệm cao của người Dầu khí đối với sự phát triển kinh tế đất nước.

Triển khai các giải pháp ứng phó linh hoạt, kịp thời

Năm 2016, giá dầu thô suy giảm và tiếp tục duy trì ở mức thấp đã ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động của các đơn vị tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trong việc triển khai các dự án thăm dò gia tăng trữ lượng và cân đối sản lượng ở một số mỏ có giá thành cao. Việc triển khai các dự án phát triển mỏ có quy mô lớn ở trong nước (như Lô B, Cá Voi Xanh, Cá Rồng Đỏ) đòi hỏi vốn đầu tư cao, gặp khó khăn trong công tác thu xếp vốn... Đối diện với thách thức, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và triển khai đồng bộ các giải pháp nhằm phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, bám sát diễn biến của giá dầu thô để có các giải pháp ứng phó linh hoạt, kịp thời; tái



Chủ tịch nước Trần Đại Quang trao đổi với đoàn công tác của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Perenco tại Peru. Ảnh: PVN

cơ cấu toàn diện để phát triển bền vững, ổn định, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh... Kết quả Tập đoàn đã hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất được Chính phủ giao.

Cụ thể, công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí được rà soát, tối ưu chi phí và triển khai theo đúng kế hoạch. Khối lượng thu nổ địa chấn đạt 915km² địa chấn 3D, 10.472km địa chấn 2D, khoan 11 giếng thăm dò - thăm lượng, hoàn thành khoan 57 giếng khai thác phát triển. Tập đoàn có 3 phát hiện dầu khí mới (Phong Lan Đại - 1X tại Lô 06-1, vỉa dầu khí mới ở giếng khoan Bạch Hồ - 47 tại Lô 09-1, thăm lượng thành công phát hiện Cá Tầm - 4X tại Lô 09-3/12), gia tăng trữ lượng dầu khí đạt 16,6 triệu tấn dầu quy đổi.

Tập đoàn đã đưa 3 công trình mới vào khai thác: RC-9 (Lô 09-1), mỏ Thiên Ứng, Sư Tử Trắng - pha 1. Tổng sản lượng khai thác dầu khí đạt 27,84 triệu tấn dầu quy đổi (vượt 8,6% so với kế hoạch năm, về đích trước 29 ngày). Trong đó, sản lượng khai thác dầu thô đạt 17,23 triệu tấn (15,2 triệu tấn ở trong nước, vượt 1,18 triệu tấn so với kế hoạch năm và 2,03 triệu tấn ở nước ngoài); sản lượng khai thác khí đạt 10,61 tỷ m³, vượt 10,4% so với kế hoạch năm (1 tỷ m³).

Các hệ thống đường ống dẫn khí được vận hành an toàn, cung cấp khí ổn định cho các hộ tiêu thụ. Trong năm 2016, Tập đoàn đã cung cấp 10,39 tỷ m³ khí khô (vượt 12,7% so với kế hoạch năm), 70,6 nghìn tấn condensate (vượt 25%), 311 nghìn tấn LPG (vượt 19,2%);

3-4

Khởi động chuỗi dự án khí Lô B - Ô Môn

3-4

PV GAS đón nhận danh hiệu Anh hùng Lao động

16-5

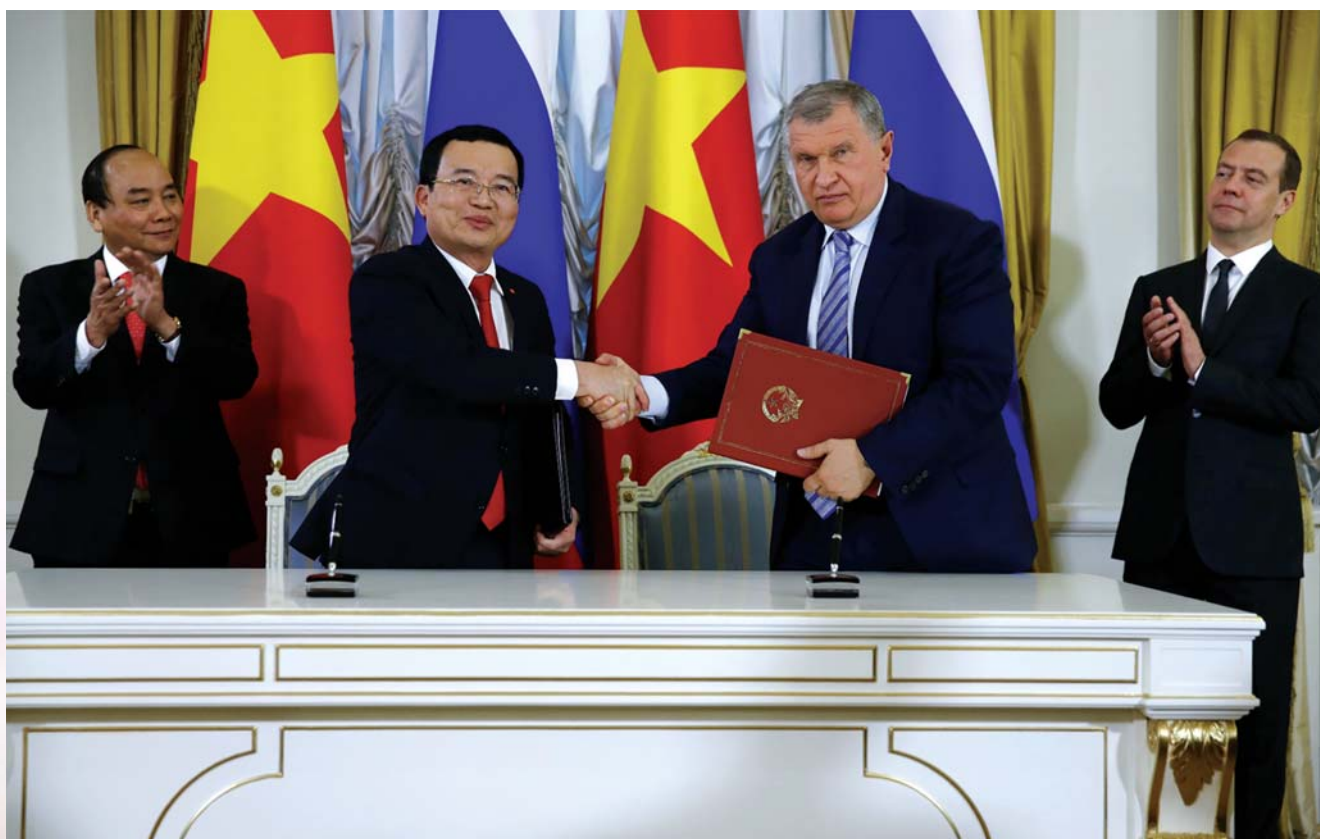
Ký hợp đồng đầu khí mới PSC Lô 16-1/15

20-5

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đạt mốc sản xuất 40 triệu tấn sản phẩm

23-5

Ký biên bản ghi nhớ với Honeywell và Murphy E&P



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc và Thủ tướng Liên bang Nga Dmitry Medvedev chứng kiến Lễ ký Thỏa thuận hợp tác giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Rosneft. Ảnh: Ria Novosti

sản xuất 21,13 tỷ kWh điện (vượt 4,2%), 1,62 triệu tấn urea (vượt 2,5%) và 6,86 triệu tấn xăng dầu (vượt 20,6%).

Với giá dầu thô trung bình năm 2016 chỉ đạt 45USD/thùng (giảm 9,5USD/thùng so với giá dầu năm 2015), các chỉ tiêu tài chính của Tập đoàn đạt cao hơn so với kế hoạch đề ra. Tổng doanh thu toàn Tập đoàn đạt 452,5 nghìn tỷ đồng, vượt 4% so với kế hoạch năm; nộp ngân sách Nhà nước 90,2 nghìn tỷ đồng, vượt 12,4% so với kế hoạch năm. Giá trị sản xuất công nghiệp năm 2016 đạt 490 nghìn tỷ đồng, vượt 12% kế hoạch năm - góp phần quan trọng vào tăng trưởng GDP của đất nước.

Đặc biệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã thực hiện chỉ đạo của Chính phủ, Bộ Công

Thương trong việc triển khai các giải pháp ứng phó với diễn biến giá dầu; chỉ đạo và trực tiếp làm việc với đối tác liên quan trong nước và nước ngoài, các nhà điều hành khai thác mỏ để tối ưu chương trình khai thác hiệu quả nhất. Kết quả trong năm 2016, Tập đoàn đã tiết giảm chi phí trên 10,8 nghìn tỷ đồng, vượt 19% so với kế hoạch năm. So với mức giá kế hoạch, giá thành khai thác trung bình một thùng dầu giảm 3,2USD/thùng; giá thành các sản phẩm điện, đạm, xăng dầu đều giảm từ 15 - 25%.

Tái cơ cấu toàn diện để phát triển bền vững

Dự báo trong năm 2017, tình hình kinh tế thế giới và trong nước còn nhiều khó khăn, đặc biệt giá dầu thô tiếp tục diễn biến khó lường và dự báo còn duy trì ở mức thấp sẽ

tiếp tục ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Trên cơ sở kế hoạch ngân sách quốc gia năm 2017 được Quốc hội thông qua với phương án giá dầu 50USD/thùng, Chính phủ đã giao cho Tập đoàn các chỉ tiêu: giá tăng trừ lượng 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác dầu khí đạt 23,81 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 14,2 triệu tấn dầu và 9,61 tỷ m³ khí), sản xuất 20,1 tỷ kWh điện, 1,521 triệu tấn đạm và 6,798 triệu tấn xăng dầu.

Trên cơ sở đó, Tập đoàn kiểm soát chặt chẽ các hoạt động dầu khí và triển khai công tác điều tra cơ bản trên biển Đông; tiếp tục lựa chọn, đẩy mạnh thực hiện kế hoạch tìm kiếm thăm dò thẩm lượng năm 2017, phần đầu giá tăng trừ lượng dầu khí năm 2017 là 10 - 15

6-6

Đưa công trình RC-9 vào khai thác

26-6

Kỷ niệm 30 năm ngày Việt Nam khai thác tấn dầu thô đầu tiên

12-8

Khánh thành và bàn giao giàn khoan Tam Đảo 05

2-9

Đạt mốc khai thác m³ khí thứ 120 tỷ

14-9

Lắp đặt tháp tách methane, ethane Nhà máy xử lý khí Cà Mau



Mở vỉa thành công giếng khai thác TU-6 giàn BK-TNG mỏ Thiên Ứng. Ảnh: Anh Tuấn

triệu tấn dầu quy đổi. Ưu tiên chỉ đạo thực hiện các dự án đầu tư tìm kiếm thăm dò, phát triển có hiệu quả cao, rủi ro ít; tập trung phát triển các dự án: mỏ Cá Rồng Đỏ, Lô B, Cá Voi Xanh... Kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ/công trình đưa vào khai thác trong năm 2017 và sản lượng khai thác dầu khí năm 2017 theo đúng kế hoạch đề ra; kiểm soát, vận hành an toàn, ổn định các nhà máy/công trình dầu khí.

Đặc biệt, Tập đoàn sẽ bám sát diễn biến giá dầu năm 2017 để có các giải pháp kịp thời ứng phó với sự biến động của giá dầu trong từng thời điểm. Tập đoàn tập trung triển khai

các giải pháp khoa học công nghệ, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; tăng cường công tác quản trị rủi ro; tiếp tục củng cố và tăng cường công tác dự báo thị trường để luôn chủ động cân đối hợp lý sản lượng khai thác của từng mỏ so với giá thành. Điều phối hợp lý giữa sản lượng khai thác, xuất khẩu và chế biến để đảm bảo hiệu quả giữa: chỉ tiêu tăng GDP, thu ngân sách Nhà nước của Chính phủ, đảm bảo an ninh năng lượng và hiệu quả của doanh nghiệp. Thực hiện đồng bộ các giải pháp tài chính từ cân đối nguồn vốn, dòng tiền cho nhu cầu đầu tư phát triển, sản xuất kinh doanh để ứng phó

kịp thời với những biến động của giá dầu thô trong năm 2017.

Đồng thời, Tập đoàn tổ chức thực hiện công tác tái cơ cấu doanh nghiệp giai đoạn 2016 - 2020 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt; chỉ đạo các đơn vị thành viên thực hiện công tác tái cơ cấu theo đúng tiến độ, kế hoạch đề ra. Tập đoàn cũng tăng cường công tác đối ngoại và hợp tác quốc tế dầu khí nhằm tìm kiếm các dự án tốt ở nước ngoài để đầu tư, đồng thời kêu gọi các công ty dầu khí lớn có uy tín trên thế giới tham gia đầu tư vào các dự án.

Đánh giá kết quả 1 năm thực hiện Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến

29-9

Đạt mốc sản xuất
tấn đậm thứ 13 triệu

4-11

Hoàn thành chỉ tiêu
sản xuất xăng dầu
năm 2016

29-11

Hoàn thành chỉ tiêu
khai thác khí năm
2016

30-11

Phát hiện vỉa dầu khí
mới ở giếng khoan
Bạch Hổ - 47

6-12

Hoàn thành chỉ tiêu
khai thác dầu thô
năm 2016

Bảng 1. Các chỉ tiêu kế hoạch năm 2017 của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

TT	Chỉ tiêu	Đơn vị	Thực hiện năm 2016	Kế hoạch Chính phủ giao năm 2017
I	Gia tăng trữ lượng	Triệu tấn dầu quy đổi	16,66	10 - 15
II	Khai thác Dầu khí	Triệu tấn dầu quy đổi	27,84	23,81
1	Dầu thô	Triệu tấn	17,23	14,20
	Trong nước	Triệu tấn	15,20	12,28
	Nước ngoài	Triệu tấn	2,03	1,92
2	Khí	Tỷ m ³	10,61	9,61
III	Sản xuất sản phẩm khác			
1	Điện	Tỷ kWh	21,13	20,10
2	Đạm	Triệu tấn	1,622	1,521
3	Xăng dầu	Triệu tấn	6,864	6,798

năm 2025, định hướng đến năm 2035, Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn cho biết đã hoàn thành xây dựng Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035; Quy hoạch phát triển công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035; xây dựng kế hoạch trung hạn 5 năm 2016 - 2020 trình Chính phủ phê duyệt... Đồng thời, Tập đoàn đã rà soát, xây dựng trình Chính phủ, các Bộ/Ngành các cơ chế đặc thù để tạo điều kiện cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát triển gồm: Cơ chế đặc thù thu hút đầu tư nước ngoài vào phát triển dầu khí trong nước tại những vùng nước sâu, xa bờ, vùng nhạy cảm, các mỏ nhỏ; Cơ chế đặc thù đầu tư tìm kiếm thăm dò dầu khí ở nước ngoài; Cơ chế đặc thù về công tác tự tổ chức thực hiện các dịch vụ dầu khí trong nội bộ Tập đoàn.

Để thực hiện thành công mục tiêu của Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, Bộ Chính trị, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt 5 nhiệm vụ và giải pháp đó là: Hoàn thiện thể chế phát triển ngành Dầu khí Việt Nam; xây dựng cơ chế, chính sách đặc thù riêng cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phát triển; bảo đảm

nguồn vốn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện các mục tiêu chiến lược; đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực phục vụ phát triển bền vững, bảo vệ tài nguyên, môi trường; phát triển ngành Dầu khí Việt Nam gắn liền với nhiệm vụ quốc phòng - an ninh - đối ngoại.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết trong thời gian tới sẽ tiếp tục báo cáo với các Bộ/Ngành để triển khai thực hiện đồng bộ hiệu quả 5 nhiệm vụ và nhóm giải pháp trong Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035. Đồng thời, Tập đoàn sẽ tổ chức thực hiện Quy hoạch phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035; Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 sau khi được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực phục vụ phát triển bền vững, bảo vệ tài nguyên, môi trường. Tập đoàn sẽ tập trung thực hiện quyết liệt và có hiệu quả 8 nhóm giải pháp trong Chiến lược phát triển Tập

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng: Vietsovpetro, PVEP, BSR, PV Power, Rusvietpetro, PVFCCo, PVCFC.

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch chỉ tiêu doanh thu hợp nhất: Vietsovpetro, BSR, PV OIL, PVCFC, PVFCCo, PTSC, PVTrans, PV Drilling, PVI, Petrosetco, DMC, PVE và VPI.

- Các đơn vị hoàn thành vượt mức kế hoạch chỉ tiêu lợi nhuận trước thuế hợp nhất: Vietsovpetro, Rusvietpetro, PV OIL, BSR, PV Power, PVI, PVCFC, PVFCCo, PTSC, PVTrans, PVE, PVC và VPI.

- Các đơn vị hoàn thành và hoàn thành vượt mức kế hoạch chỉ tiêu nộp ngân sách Nhà nước: BSR, PV OIL, PV Power, PVCFC, PVFCCo, PTSC, PVTrans, PVI, Petrosetco, PVE, PVMR, VPI và PVMTC.

- Các đơn vị đạt hiệu quả sản xuất kinh doanh cao (tỷ suất lợi nhuận sau thuế hợp nhất/vốn chủ sở hữu bình quân đạt trên 8%/năm: PV GAS (13,3%), PVFCCo (13,6%), PVCFC (10,3%), PVTrans (10,3%), Petrosetco (10%)...

đoàn Dầu khí Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1749/QĐ-TTg ngày 14/10/2015, gồm: quản trị doanh nghiệp, tài chính, đầu tư, thị trường, đào tạo phát triển nguồn nhân lực, khoa học công nghệ, an toàn môi trường và phát triển bền vững, an ninh - quốc phòng - ngoại giao.

Việt Hà

17-12

Hoàn thành chỉ tiêu sản xuất điện năm 2016

19-12

Đưa mỏ Thiên Ưng vào khai thác

20-12

Đạt mốc sản xuất kWh điện thứ 130 tỷ

26-12

Đạt mốc khai thác tấn dầu thứ 370 triệu

28-12

Đưa mỏ Sư Tử Trắng pha 1 vào khai thác

PETROVIETNAM ĐƯỢC TRAO TẶNG 2 GIẢI THƯỞNG HỒ CHÍ MINH VỀ KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ

Cụm công trình “Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam” và Công trình “Nghiên cứu thiết kế chi tiết và ứng dụng công nghệ để chế tạo, lắp ráp và hạ thủy giàn khoan tự nâng ở độ sâu 90m nước phù hợp với điều kiện Việt Nam” là 2 trong số 9 công trình/cụm công trình xuất sắc được Chủ tịch nước quyết định trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh về khoa học và công nghệ đợt V.

Ngày 15/1/2017, tại Hội trường Bộ Quốc phòng, 16 công trình/cụm công trình xuất sắc sẽ được trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh và Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ đợt V. Trong đó, có 9 công trình được trao tặng giải thưởng Hồ Chí Minh và 7 công trình được trao tặng giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ là công trình nghiên cứu tiêu biểu, có giá trị cao về khoa học và công nghệ, hiệu quả kinh tế - xã hội, là kết quả của sự dày công nghiên cứu, cống hiến trí tuệ và tài năng của các nhà khoa học phục vụ sự nghiệp xây dựng và bảo vệ Tổ quốc.

Trong đợt này, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có 2 cụm công trình “Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam” và “Nghiên cứu thiết kế chi tiết và ứng dụng công nghệ để chế tạo, lắp ráp và hạ thủy giàn khoan tự nâng ở độ sâu 90m nước phù hợp với điều kiện Việt Nam” được trao tặng Giải thưởng Hồ Chí Minh.

Bên cạnh đó, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam còn có 1 cụm công trình được trao tặng Giải thưởng Nhà nước về khoa học và công nghệ là “Nghiên cứu phương án tối ưu để chế tạo, hạ thủy và lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng ở vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện ở Việt Nam”.

NGHIÊN CỨU, PHÁT TRIỂN VÀ HOÀN THIỆN CÔNG NGHỆ THU GOM, XỬ LÝ, VẬN CHUYỂN DẦU THÔ TRONG ĐIỀU KIỆN ĐẶC THÙ CỦA CÁC MỎ LIÊN DOANH VIỆT - NGA “VIETSOVPETRO” VÀ CÁC MỎ KẾT NỐI TRÊN THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Cụm công trình “Nghiên cứu, phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu thô trong điều kiện đặc thù của các mỏ Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” và các mỏ kết nối trên thềm lục địa Việt Nam” đã giúp vận chuyển dầu thô bằng đường ống ngầm

an toàn, đảm bảo hoạt động khai thác dầu khí liên tục, có hiệu quả và tạo điều kiện đưa các khu vực mới phát hiện vào khai thác sớm.

Dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao, do đó khi được vận chuyển bằng



đường ống không bọc cách nhiệt, sẽ gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin và nguy cơ tắc nghẽn đường ống, dẫn đến phải dừng khai thác.

Bằng phương pháp nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu, xử lý nhiệt và hóa phẩm, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropet" đã nghiên cứu, áp dụng và phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô ngoài khơi đạt hiệu quả kinh tế cao, làm thay đổi cơ bản công nghệ xử lý thu gom dầu mỏ Bạch Hổ và Rồng, giúp giảm chi phí xây dựng và vận hành khai thác, rút ngắn thời gian đưa mỏ vào khai thác, tạo điều kiện phát triển các mỏ nhỏ và cận biên bằng hình thức kết nối mỏ...

Công nghệ này bao gồm tổ hợp các giải pháp như: gia nhiệt kết hợp với hóa chất; sử dụng 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 tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để đáp ứng yêu cầu xử lý dầu bằng hóa phẩm. Vietsovetropet đã áp dụng kết hợp các giải pháp công nghệ này một cách linh hoạt, tùy vào từng khu vực và thời kỳ khai thác của mỏ, giúp vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm an toàn, hiệu quả với chi phí thấp.

Nhóm tác giả đã cải tiến, đổi mới và sáng tạo ra công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển

dầu thô nhiều paraffin bằng đường ống, áp dụng cho các mỏ Bạch Hổ và Rồng, khác biệt so với công nghệ truyền thống xử lý, vận chuyển dầu đang được sử dụng trên thế giới. Theo tính toán sơ bộ, hiệu quả kinh tế trực tiếp từ các giải pháp khoa học của Cụm công trình đến nay ước đạt 779,7 triệu USD và con số này sẽ tiếp tục tăng thêm đến cuối đời khai thác các mỏ của Vietsovetropet, đồng thời cho phép kết nối thêm các mỏ nhỏ, cận biên trong thời gian tới.



Khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Minh Trí



NGHIÊN CỨU THIẾT KẾ CHI TIẾT VÀ ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ ĐỂ CHẾ TẠO, LẮP RÁP VÀ HẠ THỦY GIÀN KHOAN TỰ NÂNG Ở ĐỘ SÂU 90M NƯỚC PHÙ HỢP VỚI ĐIỀU KIỆN VIỆT NAM

Đây là công trình nghiên cứu có giá trị của Công ty CP Chế tạo Giàn khoan Dầu khí (PV Shipyard) trong lĩnh vực thiết kế và thi công công trình nổi dầu khí, gồm 11 đề tài nghiên cứu khoa học công nghệ cấp Nhà nước. Nghiên cứu phát triển thiết kế chi tiết, thiết kế thi công, công nghệ chế tạo, quy trình lắp dựng và hạ thủy giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03 - giàn khoan tự nâng đầu tiên được đóng mới tại Việt Nam.

Trên cơ sở chuyển giao công nghệ từ nước ngoài, PV Shipyard đã nghiên cứu phát triển

thiết kế chi tiết, thi công chế tạo, lắp ráp cho phù hợp với điều kiện Việt Nam. Công trình đã nghiên cứu, đề xuất cải tiến hợp lý, đơn giản thiết kế và tiết kiệm hơn cho hệ thống tuần hoàn dung dịch khoan với đặc điểm thiết kế nổi bật là máy tách tổng hợp có khả năng tách bùn, tách cát riêng lẻ hoặc kết hợp lại thành máy làm sạch khi cần thiết. Nhờ đó, đã tiết kiệm 1 cụm máy tách bùn, 1 bơm ly tâm cho cụm tách bùn cùng các phụ kiện đi kèm so với 2 cụm riêng biệt. Nhóm tác giả đã hoàn thành bộ hồ sơ thiết kế 3D giàn khoan tự nâng 90m

nước, xây dựng thư viện thiết kế, đồng bộ hệ thống thiết kế và quản lý dự án để có thể sử dụng cho công tác quản lý dự án, thiết kế, sửa chữa bảo dưỡng các loại giàn khoan tự nâng và công trình biển tương tự.

Dự án có mức độ công nghệ phức tạp, chế tạo cơ khí chính xác, đòi hỏi trình độ kỹ thuật và công nghệ cao, chiều dài chân đế 145m, tổng khối lượng thi công lắp đặt gần 12.000 tấn, có thể hoạt động ở các khu vực nước sâu đến 90m cùng hệ thống khoan có thể khoan sâu đến 6.100m dưới đáy biển.



Giàn khoan tự nâng 90m nước Tam Đảo 03. Ảnh: PVN

Công trình được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận đưa vào danh sách “Sản phẩm cơ khí trọng điểm” nhằm mục tiêu phát triển ngành cơ khí Việt Nam lâu dài và mang tính chiến lược.

Việc chế tạo thành công giàn khoan tự nâng Tam Đảo 03 đánh dấu bước trưởng thành vượt bậc của lĩnh vực cơ khí chế tạo giàn khoan nói riêng và ngành cơ khí Việt Nam nói chung, đưa Việt Nam vào danh sách các quốc gia có đủ khả năng thiết kế chi tiết, chế tạo giàn khoan tự nâng đạt tiêu chuẩn quốc tế.

NGHIÊN CỨU PHƯƠNG ÁN TỐI ƯU ĐỂ CHẾ TẠO, HẠ THỦY VÀ LẮP ĐẶT CHÂN ĐẾ SIÊU TRƯỜNG SIÊU TRỌNG Ở VÙNG NƯỚC SÂU HƠN 100M PHÙ HỢP VỚI ĐIỀU KIỆN Ở VIỆT NAM

Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đã nghiên cứu, tính toán và đưa ra giải pháp tối ưu nhất cho việc chế tạo, lắp dựng và hạ thủy chân đế siêu trường siêu trọng trong vùng nước sâu hơn 100m phù hợp với điều kiện Việt Nam.

Nhóm tác giả đã nghiên cứu, phân tích, tính toán phương án quay lật panel siêu trường siêu trọng bằng kết hợp nhiều cầu và kích thủy lực. Theo đó, panel được chế tạo bằng cách tổ hợp hoàn chỉnh trên đường trượt với hệ thống gối đỡ đã được thiết kế, bố trí sẵn, sau đó tiến hành quay lật panel bằng cách kết hợp nhiều cầu và kết hợp với hệ thống kích thủy lực để nâng hạ đưa panel vào đúng vị trí. Giải pháp quay lật panel bằng cách kết hợp cầu và hệ thống tie-back với vai trò chằng giữ trong quá trình quay lật do panel lệch tâm có xu hướng tự lật về phía trước khi đến một góc độ nhất định.

Công trình nghiên cứu đã xây dựng, hoàn thiện, chuẩn hóa các quy trình thực hiện, giải quyết các bài toán phục vụ công tác hạ thủy lắp đặt chân đế siêu trường siêu trọng bằng phương pháp tự phóng phù hợp với điều kiện trang thiết bị tại Việt Nam như cầu có sức nâng hạn chế. Kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả đã giúp cải hoán sà lan VSP-05 thành sà lan chuyên dụng phóng chân đế đầu tiên và duy nhất ở Việt Nam, tạo tiền đề chuẩn bị cơ sở vật chất phục vụ lắp đặt các chân đế siêu trường, siêu trọng; tiếp tục phát triển phương pháp “self upending” giúp chân đế sau khi phóng từ sà lan chuyên dụng sẽ tự động quay lật về phương thẳng đứng.

Từ năm 2010 đến nay, Vietsovpetro đã chế tạo, hạ thủy và lắp đặt 6 chân đế tại khu vực nước sâu trên 100m, khẳng định năng lực làm chủ công nghệ trong lĩnh vực xây dựng công trình biển.

Ngọc Linh



Chân đế giàn DH2 được vận chuyển và hạ thủy bằng sà lan chuyên dụng. Ảnh: VSP

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ NGUYỄN XUÂN PHÚC: THÁO GỠ NÚT THẮT TRONG THỂ CHẾ VỀ KHOA HỌC CÔNG NGHỆ

Tại Hội nghị trực tuyến với chủ đề “Khoa học và công nghệ phục vụ phát triển kinh tế - xã hội” do Bộ Khoa học và Công nghệ tổ chức ngày 4/1/2017, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc nhấn mạnh muốn phát triển khoa học công nghệ thành công phải có 6 yếu tố: Thể chế, cơ chế, môi trường; con người; nguồn lực; cơ sở hạ tầng; năng lực hội nhập; năng lực kiến tạo quản trị của Nhà nước cho khoa học công nghệ.



Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc phát biểu tại Hội nghị. Ảnh: Quang Hiếu

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc đánh giá thành tựu phát triển kinh tế - xã hội thời gian qua có đóng góp quan trọng của khoa học và công nghệ. Xếp hạng về kinh tế của Việt Nam đứng trên 100 nhưng xếp hạng chỉ số đổi mới sáng tạo toàn cầu đứng thứ 59. Trong đó, các nhóm chỉ tiêu đầu ra liên quan trực tiếp đến khoa học công nghệ xếp dưới 50. Điều đó cho thấy, dù còn bất cập nhưng giới khoa học công nghệ nước ta rất cố gắng so với mặt bằng chung. Trong chỉ đạo, bước đầu đã coi trọng ứng dụng khoa học công nghệ, tận dụng cơ hội của cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4 nhưng không coi nhẹ khoa học - xã hội và khoa học cơ bản.

Tuy nhiên, năng lực cạnh tranh của Việt Nam vẫn xếp thứ 56, chỉ số sẵn sàng công nghệ đứng thứ 92/140 quốc gia và vùng lãnh thổ. “Điều này không phải do các nhà khoa học gây ra mà do cơ chế của Nhà nước”, Thủ tướng Chính phủ nhận định, đồng thời chỉ ra một tồn tại là nghiên cứu nhiều nhưng ứng dụng ít. Do đó, đầu tư cho khoa học công nghệ cần bám sát hơn nhu cầu thực tiễn và thiết thực hơn, ưu tiên đầu tư các đề án, đề tài phục vụ thiết thực cho đất nước. Quản lý nhà nước trên một

số mặt có tiến bộ nhưng còn bất cập như: đo lường chất lượng, sở hữu trí tuệ...

Thủ tướng Chính phủ cho rằng, muốn phát triển khoa học công nghệ thành công phải có 6 yếu tố: Thể chế, cơ chế, môi trường; con người; nguồn lực; cơ sở hạ tầng; năng lực hội nhập; năng lực kiến tạo quản trị của Nhà nước cho khoa học công nghệ.

Thủ tướng nhấn mạnh, phải tạo thể chế thông thoáng trong phát huy nhân tài, sử dụng người tài, kể cả người chưa vào Đảng, kiểu bào là những nhà khoa học ở nước ngoài nhưng có nguyện vọng cống hiến năng lực và kinh nghiệm cho quê hương.

Thủ tướng khẳng định luôn lắng nghe và tiếp mọi cán bộ khoa học có năng lực, muốn đóng góp xây dựng Tổ quốc. Trước cuộc cách mạng công nghiệp lần thứ 4, đòi hỏi Việt Nam phải đổi mới, kiến tạo lại nền hành chính để phát huy vai trò của khoa học công nghệ, nhất là con người và thể chế. “Tinh thần chung là khai phóng mọi nguồn nhân lực sáng tạo để đưa đất nước tiến lên vững vàng. Việc tháo gỡ thể chế nào kìm hãm sự phát triển của khoa học công nghệ thì chính Bộ Khoa học và Công nghệ phải đề xuất lên Trung ương Đảng, Chính phủ”.

Phải bảo đảm năng lực thực thi pháp luật trong việc bảo vệ quyền tài sản, quyền sở hữu trí tuệ, nếu không khó có thể phát huy nội lực và tranh thủ ngoại lực. “Không có tập đoàn quốc tế nào muốn đặt trung tâm nghiên cứu và thiết kế ở Việt Nam nếu e ngại về quyền sở hữu trí tuệ”, Thủ tướng nhấn mạnh và yêu cầu rà soát, đánh giá đội ngũ cán bộ khoa học của Việt Nam để xây dựng quy hoạch chiến lược đào tạo và sử dụng tối ưu.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu nghiên cứu khoa học công nghệ phải gắn với thị trường trên cơ sở hiểu thị trường đang cần gì, sẽ cần gì để đưa ra hướng đi phù hợp nhất. Chất lượng, giá trị đem lại của sản phẩm công nghệ phải thực sự do thị trường đánh giá, quyết định. Cần nhắc hình thành một chợ giao dịch về công nghệ để ở đó, nhu cầu công nghệ và sản phẩm công nghệ có thể giao thoa với nhau.

Phải tách hoạt động khoa học ra khỏi hoạt động hành chính, tránh tình trạng hành chính hóa nghiên cứu khoa học. Nếu các nhà khoa học suốt ngày lo nghĩ thủ tục hành chính thì rơi rụng về am hiểu chuyên môn. “Hãy làm quen với tư duy quản lý khoa học chỉ dựa vào

kết quả chứ không nên dựa vào quá trình. Đừng để các nhà khoa học phải lo mua hóa đơn vất vả”, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu đẩy mạnh hội nhập quốc tế về khoa học công nghệ; khuyến khích doanh nghiệp đầu tư, ứng dụng khoa học công nghệ; tập trung tháo gỡ nút thắt trong thể chế về khoa học công nghệ.

“Cán bộ khoa học công nghệ đã giỏi chuyên môn rồi còn phải biết kinh tế, phải vận dụng vào kinh tế, vào đời sống, phải có thực tiễn. Khoa học công nghệ giữa trời thì làm sao biết đời sống sản xuất”, Thủ tướng Chính phủ lưu ý và đề nghị Bộ Khoa học và Công nghệ, các đơn vị trong hệ thống khoa học công nghệ bám sát thực tiễn, bám sát doanh nghiệp, lắng nghe “hơi thở cuộc sống”, xem cuộc sống cần gì với tinh thần phối hợp tốt “3 nhà” (nhà khoa học, Nhà nước, nhà sản xuất). Đi liền với đó, cán bộ khoa học công nghệ cần tăng cường chống suy thoái, tự diễn biến, tự chuyển hóa theo Nghị quyết Trung ương 4.

Thủ tướng Chính phủ nhắc lại lời dạy của Chủ tịch Hồ Chí Minh năm 1963: “Khoa học phải từ sản xuất mà ra và phải trở lại phục vụ sản xuất, phục vụ quần chúng nhằm nâng cao năng suất lao động, không ngừng cải thiện đời sống của nhân dân, bảo đảm cho chủ nghĩa xã hội thắng lợi. Các tổ chức khoa học và nhà khoa học phải lăn lộn trong thực tiễn, quan hệ chặt chẽ với các xí nghiệp, hợp tác xã, người sản xuất, phải biết công nhân, nông dân yêu cầu gì, học làm ăn và sinh sống như thế nào, họ cần được giúp đỡ, chuyển giao, phổ biến những tiến bộ khoa học công nghệ như thế nào” đến nay vẫn còn nguyên giá trị. Thủ tướng Chính phủ chúc ngành khoa học công nghệ phát huy kết quả đạt được, khắc phục các hạn chế, yếu kém để tiếp tục đạt được nhiều thành công hơn nữa, phấn đấu đưa khoa học công nghệ thực sự trở thành động lực phát triển đất nước nhanh và bền vững.

Bộ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ Chu Ngọc Anh:

KHOA HỌC VÀ CÔNG NGHỆ VIỆT NAM CÓ BƯỚC TIẾN LỚN

Trong thời gian qua, khoa học công nghệ Việt Nam tham gia tích cực vào giải quyết các vấn đề kinh tế - xã hội, bám sát, phục vụ trực tiếp cho các ngành, các lĩnh vực trọng điểm của đất nước, giúp nâng cao năng lực cạnh tranh của các doanh nghiệp, ngành sản xuất. Trong lĩnh vực sản xuất công nghiệp, xây dựng, đã thiết kế, chế tạo thành công nhiều loại sản phẩm, thiết bị cơ khí đáp ứng yêu cầu kinh tế - xã hội thay thế nhập khẩu với giá thành cạnh tranh. Qua hoạt động khoa học công nghệ, các viện nghiên cứu, tập đoàn, doanh nghiệp cơ khí chế tạo đã khẳng định được thương hiệu, vị thế ở thị trường trong nước và thế giới, có đủ năng lực làm tổng thầu các công trình lớn hàng tỷ USD, một số sản phẩm đã đạt tiêu chuẩn chất

lượng tương đương với sản phẩm nhập khẩu, đủ điều kiện xuất khẩu cạnh tranh với sản phẩm nước ngoài, điển hình như giàn khoan tự nâng 120m (Tam Đảo 05) - giàn khoan tự nâng dầu khí lớn nhất Việt Nam hạ thủy, bàn giao cho chủ đầu tư Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” ngày 12/8/2016...

Đổi mới công nghệ đã góp phần nâng cao năng suất, chất lượng, giảm giá thành sản phẩm tạo ra sản phẩm mới thay thế nhập khẩu trong các ngành kinh tế mũi nhọn. Lĩnh vực dầu khí, đã nắm vững nhiều công nghệ hiện đại, áp dụng để nâng cao hệ số thu hồi dầu ở các mỏ trong khai thác thứ cấp, tam cấp như: Bạch Hổ, Rồng Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng...

Bộ trưởng Bộ Công Thương Trần Tuấn Anh:

TĂNG CƯỜNG TIỀM LỰC KHOA HỌC CÔNG NGHỆ

Tăng cường tiềm lực khoa học công nghệ thông qua đầu tư chiều sâu, tăng cường trang thiết bị và đào tạo nguồn nhân lực khoa học và công nghệ đã được các đơn vị trong ngành Công Thương quan tâm thực hiện. Điển hình là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đầu tư xây dựng Trung tâm Phân tích Thí nghiệm và Văn phòng Viện Dầu khí Việt Nam tại Thành phố Hồ Chí Minh; đầu tư trang thiết bị, phần mềm phục vụ nghiên cứu, phân tích, thí nghiệm và dịch vụ khoa học công nghệ. Nhờ đó Viện Dầu khí Việt Nam đã khẳng định được vị thế và có thể tự chủ trong nghiên cứu, phân tích các mẫu dầu khí phục vụ công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở Việt Nam và trong khu vực, đóng góp tích cực vào thành công trong việc tiếp nhận chuyển giao, áp dụng và làm chủ hàng loạt công nghệ hiện đại nhất của thế giới vào trong các lĩnh vực hoạt động của ngành Dầu khí Việt Nam...

Hoạt động khoa học và công nghệ ngành Công Thương cần tiếp tục khẳng định vai trò là động lực quan trọng góp phần vào thành tựu của ngành Công Thương giai đoạn 2016 - 2020. Phương hướng hoạt động khoa học và công nghệ cần tập trung vào nhiệm vụ tiếp

tục đổi mới, hoàn thiện cơ cấu tổ chức, cơ chế quản lý, nâng cao hiệu quả hoạt động và phát triển thị trường khoa học và công nghệ. Đầu tư phát triển có trọng tâm, trọng điểm, cơ sở vật chất, trang thiết bị hiện đại đáp ứng nhu cầu nghiên cứu, đặc biệt trong lĩnh vực thiết kế, chế tạo sản phẩm mới, phân tích, kiểm tra, chứng nhận hợp quy, hợp chuẩn sản phẩm. Nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ phục vụ phát triển bền vững các lĩnh vực của ngành Công Thương; từ nghiên cứu phục vụ xây dựng chiến lược, chính sách phát triển công nghiệp và thương mại, khai thác có hiệu quả các hiệp định TPP, FTA đã ký kết đến các nghiên cứu phục vụ phát triển, nâng cao năng lực cạnh tranh của doanh nghiệp, sản phẩm công nghiệp thuộc các lĩnh vực chuyên ngành cơ khí, cơ điện tử, thiết bị điện, điện tử và tự động hóa, khai thác và chế biến khoáng sản, hóa chất và công nghệ vật liệu, công nghiệp năng lượng, công nghiệp nhẹ và công nghệ sinh học, hóa dược, công nghiệp môi trường... Đẩy mạnh hoạt động thông tin, thống kê khoa học và công nghệ, xây dựng tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật và sở hữu trí tuệ.

TS. NGUYỄN QUỐC THẬP - PHÓ TỔNG GIÁM ĐỐC TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM:

NÂNG CAO NĂNG SUẤT, CHẤT LƯỢNG, HIỆU QUẢ

Là tập đoàn kinh tế Nhà nước hàng đầu của Việt Nam, hoạt động trong một ngành công nghiệp nặng, nhiều rủi ro, đòi hỏi vốn đầu tư lớn và công nghệ kỹ thuật cao, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam đã xác định khoa học công nghệ là một trong những giải pháp đột phá nhằm nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả sản xuất kinh doanh và sự phát triển bền vững theo chiều sâu. Tập đoàn đã quyết liệt triển khai các hoạt động đầu tư cho khoa học công nghệ nhằm đưa Tập đoàn có bước phát triển vượt bậc về chất và lượng.



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm việc tại công trình khí của PV GAS. Ảnh: PVN

Tập đoàn đã chỉ đạo các đơn vị nghiên cứu khoa học tập trung vào việc nâng cao chất lượng nghiên cứu, áp dụng các công nghệ cao, tiên tiến, gắn nghiên cứu với thực tiễn sản xuất... Hiện nay, ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam đã được xây dựng đồng bộ từ khâu tìm kiếm, thăm dò và khai thác - xử lý - chế biến - phân phối sản phẩm - dịch vụ dầu khí và khoa học công nghệ đã được áp dụng ở tất cả lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn. Đây chính là cơ hội, tiền đề cho công tác nghiên cứu khoa học và cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ phát triển mạnh. Để nâng cao năng lực khoa học công nghệ trong các lĩnh vực sản xuất kinh doanh cốt lõi, Tập đoàn đã và đang tập trung đầu tư nâng cao năng lực khoa học công nghệ dầu khí Việt Nam trong các lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí; thu gom, vận chuyển, tàng trữ và sử dụng khí; hóa - chế biến dầu khí và hóa dầu; công nghệ công trình dầu khí; xây dựng và vận hành các nhà máy điện và lĩnh vực nghiên cứu khoa học. Đặc biệt, công tác nghiên cứu

điều tra cơ bản về dầu khí được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chú trọng triển khai. Kết quả nghiên cứu được coi là cơ sở khoa học tin cậy trong việc xây dựng chiến lược phát triển dài hạn của Tập đoàn, giúp đưa ra chủ trương đúng trong hoạt động sản xuất kinh doanh, định hướng phát triển kinh tế - xã hội đất nước.

Thực tiễn hoạt động cho thấy, các công trình nghiên cứu khoa học đã góp phần làm sáng tỏ các vấn đề quan trọng như: cấu trúc địa chất và tiềm năng dầu khí các bể trầm tích, các giải pháp duy trì và nâng cao sản lượng khai thác dầu khí, phát triển công nghệ sử dụng khí, đánh giá tác động môi trường... Điều này đã góp phần nâng cao tiềm lực khoa học công nghệ dầu khí, làm chủ và cải tiến công nghệ. Ngành dầu khí được coi là đang triển khai ứng dụng các công nghệ hiện đại nhất so với các ngành công nghiệp khác ở trong nước. Song hành trên từng chặng đường phát triển, các công trình nghiên cứu đã bám sát giải quyết các vấn đề khoa học và công nghệ theo yêu cầu

thực tế sản xuất kinh doanh, phục vụ và áp dụng trực tiếp vào các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn.

Đến nay, Tập đoàn đã tiếp nhận chuyển giao, áp dụng và làm chủ công nghệ hiện đại nhất của thế giới vào trong các lĩnh vực hoạt động của ngành.

Ở khâu đầu, trong lĩnh vực tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, Tập đoàn sử dụng nhiều công nghệ hiện đại, kể cả các ứng dụng mới nhất của công nghệ tin học, như các phần mềm xử lý và minh giải số liệu, tài liệu địa vật lý, mô hình hóa và mô phỏng, thiết kế khai thác. Tập đoàn đã nghiên cứu về công nghệ khoan tại các vùng biển sâu và các đối tượng địa chất khác nhau, nghiên cứu thiết lập các hệ dung dịch khoan phù hợp với các điều kiện địa chất khác nhau của Việt Nam. Công nghệ sinh học và hóa học đã và đang được áp dụng để nâng cao hệ số thu hồi dầu và góp phần quan trọng vào việc duy trì sản lượng khai thác.



Dự án Biển Đông 01. Ảnh: Trung Linh

Ở khâu sau, các nghiên cứu khoa học tập trung vào phân tích dầu thô, khí nhằm phục vụ xây dựng cơ sở dữ liệu về dầu, khí của các mỏ dầu khí ở Việt Nam, nghiên cứu lựa chọn nguyên liệu, xúc tác và tối ưu hóa vận hành các nhà máy lọc hóa dầu, đa dạng hóa sản phẩm nhằm nâng cao hiệu quả, năng lực cạnh tranh của các nhà máy.

Lĩnh vực công nghiệp khí, Tập đoàn đã triển khai các nội dung nghiên cứu lựa chọn giải pháp tối ưu công tác vận hành, bảo dưỡng mạng lưới đường ống dẫn khí; giải pháp sử dụng hiệu quả nguồn khí, xử lý khí có hàm lượng CO₂ cao và chuyển đổi nhiên liệu để mở rộng thị trường tiêu thụ khí; nghiên cứu đề xuất cơ chế giá khí phù hợp để phát triển các mỏ khí.

Các nghiên cứu chuyên sâu trong lĩnh vực điện cũng được triển khai theo hướng nghiên cứu hiệu quả đầu tư của các dự án nhiệt điện khí và điện than; vận hành và bảo dưỡng các nhà máy điện...

Trong lĩnh vực an toàn sức khỏe môi trường, Tập đoàn đã xây dựng được hệ thống các phương pháp kiểm định tiên tiến kiểm soát về mặt môi trường các hóa chất sử dụng trong ngành dầu khí giúp cơ quan quản lý môi trường đánh giá được mức độ nguy hiểm và quản lý rủi ro đối với việc sử dụng và thải bỏ các hóa chất độc hại. Nghiên cứu lập bản đồ nhạy cảm môi trường, xây dựng mô hình lan truyền dầu, xây dựng kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu... Xây dựng cơ sở dữ liệu chất thải và quan trắc môi trường, đồng thời thiết lập hệ thống VMEGIS, giúp quản lý tình hình bảo vệ môi trường liên quan đến các hoạt động dầu khí và lập kế hoạch ứng cứu sự cố tràn dầu.

Khoa học công nghệ đã góp phần nâng cao năng suất lao động, giảm chi phí, giá thành sản xuất, gia tăng tỷ lệ chất xám trong cấu thành sản phẩm. Như vậy, có thể thấy rằng, ở đâu và khi nào khoa học công

nghệ cũng luôn là lực lượng sản xuất, là động lực quan trọng thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội.

Với quan điểm khoa học công nghệ là công cụ hàng đầu để nâng cao năng lực cạnh tranh và thực hiện thành công Chiến lược phát triển, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang liên tục nghiên cứu, triển khai, ứng dụng và chuyển giao công nghệ mới, tối ưu hóa vận hành và tiết kiệm năng lượng để nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất. Các hoạt động khoa học công nghệ dầu khí cần được triển khai trên cơ sở phát huy nội lực, kết hợp chặt chẽ với hợp tác trong nước, quốc tế, gắn kết nghiên cứu - đào tạo - sản xuất, đồng thời không ngừng nâng cao chất lượng nguồn nhân lực khoa học công nghệ để tạo thành sức mạnh tổng hợp và nâng cao năng lực cạnh tranh...

VƯỢT QUA THÁCH THỨC, NẮM BẮT CƠ HỘI ĐẨY MẠNH PHÁT TRIỂN LĨNH VỰC CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

Lê Mạnh Hùng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: hunglm@pvn.vn

Tóm tắt

Trước những diễn biến, thay đổi của kinh tế, chính trị, xã hội thế giới và Việt Nam, xuất hiện các cơ hội và thách thức mới như: cơ hội và thách thức về thị trường cung cầu dầu khí, sản phẩm lọc hóa dầu, cơ cấu các nguồn năng lượng, xung đột chính trị, dân số trên thế giới... Để thực hiện thắng lợi Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035, cần phân tích, đánh giá cơ hội, thách thức từ đó có các định hướng, giải pháp đẩy mạnh phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí trong bối cảnh hiện nay.

Từ khóa: Chiến lược phát triển, chế biến dầu khí.

1. Giới thiệu

Thực hiện Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam được Bộ Chính trị kết luận và Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 386/QĐ-TTg ngày 9/3/2006, một trong các nhiệm vụ quan trọng là phát triển công nghiệp chế biến dầu khí đồng bộ với khâu thượng nguồn để gia tăng giá trị tài nguyên dầu khí, khép kín chuỗi giá trị từ khai thác - vận chuyển - chế biến dầu khí.

Trải qua hơn 15 năm, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã hoàn thành xây dựng các Cụm công nghiệp lọc dầu - hóa chất bao gồm: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (6,5 triệu tấn dầu thô/năm, 2010), Nhà máy Đạm Phú Mỹ (800.000 tấn urea hạt trong/năm, 2004), Nhà máy Đạm Cà Mau (800.000 tấn urea hạt đục/năm, 2012), Nhà máy Polypropylene Dung Quất (150.000 tấn/năm, 2010), Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ (175.000 tấn/năm, 2014), Nhà máy Bio-ethanol Dung Quất (100.000m³ ethanol/năm, 2013), Nhà máy Bio-ethanol Bình Phước (100.000m³ ethanol/năm, 2013), Nhà máy chế biến Condensate Phú Mỹ (13.000 tấn/năm, 2003), dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn (10 triệu tấn dầu thô/năm, 2017), Tổ hợp Hóa dầu miền Nam (2,7 triệu tấn nguyên liệu/năm, 2021) và nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (8,5 triệu tấn dầu thô/năm, 2021). Các dự án chế biến lọc, hóa dầu ngày càng có đóng góp quan trọng trong chuỗi giá trị gia tăng tìm kiếm thăm dò - khai thác - chế biến - vận chuyển dầu khí góp phần phát triển tổng thể Ngành Dầu khí Việt Nam. Tỷ trọng doanh thu của lĩnh vực chế biến dầu khí so với tổng doanh thu của Tập đoàn qua các năm tăng lên, năm 2011 (18%), năm 2012 (18%), năm 2013 (22,4%), năm 2014 (26%), năm 2015 (30%) và năm 2016 (38%) [1, 2].

Với 4 dự án, cụm dự án là các công trình trọng điểm quốc gia, dự án trọng điểm Nhà nước về dầu khí đã và sẽ đi vào hoạt động góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, cung cấp các mặt hàng thiết yếu như xăng dầu, phân đạm, nhựa... cho nền kinh tế Việt Nam. Đồng thời các công trình trọng điểm quốc gia này đóng vai trò đầu tàu, kéo theo các ngành, lĩnh vực khác cùng phát triển góp phần đẩy mạnh sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước, hỗ trợ giải quyết công ăn việc làm, nâng cao trình độ nguồn nhân lực cho Ngành Dầu khí cũng như cho đất nước.

Trước những diễn biến, thay đổi của kinh tế, chính trị, xã hội thế giới, Việt Nam xuất hiện các cơ hội và thách thức mới như cơ hội về thị trường cung cầu dầu khí, sản phẩm lọc hóa dầu, cơ cấu năng lượng... Do đó, để thực hiện thắng lợi Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1749/QĐ-TTg ngày 14/10/2015, việc phân tích, đánh giá cơ hội, thách thức từ đó có các định hướng, giải pháp đẩy mạnh phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí của Tập đoàn là hết sức thiết thực và cấp thiết trong bối cảnh hiện nay.

2. Cơ hội và thách thức

2.1. Đánh giá những cơ hội cho phát triển chế biến dầu khí

Các hoạt động dầu khí nói chung và công nghiệp lọc - hóa dầu nói riêng luôn được Đảng, Chính phủ quan tâm, tạo điều kiện thuận lợi để phát triển. Các dự án trọng điểm lọc - hóa dầu được Chính phủ chỉ đạo sâu sát, các Bộ/Ngành trực tiếp tham gia hỗ trợ, giúp tháo gỡ các khó khăn thông qua Ban chỉ đạo Nhà nước các công trình trọng điểm về dầu khí.

Ngày nhận bài: 30/12/2016. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 30/12/2016 - 7/1/2017. Ngày bài báo được duyệt đăng: 9/1/2017.



TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra công tác sản xuất tại Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam, trong đó có lĩnh vực chế biến dầu khí (khâu sau) đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, làm cơ sở cho việc hoạch định kế hoạch và các định hướng phát triển các hoạt động khâu sau.

Qua hơn 15 năm triển khai, đầu tư, xây dựng và vận hành, kinh doanh, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tích lũy nhiều kinh nghiệm và tạo dựng được một số thương hiệu uy tín như: Đạm Phú Mỹ - Cho mùa bội thu; Đạm Cà Mau - Hạt ngọc mùa vàng; Xăng dầu Dung Quất; nhựa Polypropylene Dung Quất... Tập thể cán bộ, chuyên gia trong lĩnh vực khâu sau được đào tạo cơ bản về chuyên môn, nhiệt huyết, gắn bó với ngành, có quyết tâm, có khả năng tiếp thu các kiến thức, kinh nghiệm vận hành, quản lý cũng như các công nghệ, kỹ thuật mới.

Kinh tế Việt Nam vẫn đang trong quá trình phát triển, nhu cầu các sản phẩm lọc hóa dầu tính trên đầu người còn thấp, có tiềm năng tăng trưởng nhu cầu các sản phẩm lọc dầu, hóa dầu và hóa chất. Nhu cầu tiêu thụ các sản phẩm lọc dầu và hóa dầu trong nước tăng liên tục và ổn định trong các năm tới. Theo dự báo nhu cầu năng lượng giai đoạn 2015 - 2020 tăng khoảng 8,3%/năm; nhu cầu các sản phẩm hóa dầu giai đoạn 2016 - 2025 tăng trên 5%/năm.

Trong điều kiện nguồn cung cấp dầu thô dồi dào, giá thấp, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thuận lợi hơn trong việc cung cấp nguyên liệu và triển khai các dự án chế biến dầu khí. Với uy tín và kinh nghiệm triển khai các dự án lớn, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có nhiều cơ hội hơn trong việc chọn lựa đối tác và thu xếp vốn cho các dự án chế biến dầu khí. Các đối tác trong và ngoài nước tham gia dự án đều là những tập đoàn dầu khí, hóa dầu, hóa chất mạnh, có uy tín và kinh nghiệm

quản lý, điều hành, có tiềm lực tài chính và khoa học công nghệ tiên tiến.

Với dân số trên 94 triệu người, trong đó tỷ lệ dân số trẻ cao, Việt Nam sẽ là nguồn cung cấp lao động tốt và là thị trường tiêu thụ hấp dẫn cho các nhà đầu tư. Việt Nam nằm ở khu vực Đông Nam Á, có bờ biển dài, nhiều cảng nước sâu, nằm trên tuyến đường vận chuyển hàng hóa của khu vực và thế giới, rất thuận lợi cho việc nhập và cung ứng sản phẩm lọc hóa dầu cho các nước châu Á, đặc biệt là Trung Quốc và Ấn Độ; đây cũng là điểm rất phù hợp với xu thế hợp tác đầu tư và liên kết chuỗi trong lĩnh vực hóa dầu (giữa các bên có nguồn nguyên liệu, vốn đầu tư, thị trường, phân phối tiêu thụ).

Châu Á đang là khu vực đầu tàu về phát triển lọc hóa dầu của thế giới, là động lực cho tăng trưởng của lĩnh vực lọc hóa dầu, trong đó Trung Quốc, Ấn Độ nổi lên với lợi thế về nhu cầu nội địa lớn và Trung Đông có nguồn nguyên liệu giá rẻ. Việt Nam hội nhập và tham gia vào thị trường kinh tế thế giới (ASEAN, AFTA, WTO...) sẽ là cơ hội cho ngành lọc hóa dầu của Việt Nam nâng tầm và thu hút đầu tư nước ngoài vào các dự án, mở rộng thị trường cả về nhập khẩu nguyên liệu cũng như tiêu thụ sản phẩm.

2.2. Hạn chế, khó khăn, thách thức

Bên cạnh các cơ hội, thuận lợi trên, việc phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam còn gặp nhiều khó khăn, hạn chế:

2.2.1. Về cơ chế chính sách, quy định của Nhà nước

Mô hình tổ chức quản lý Nhà nước về dầu khí đang tiếp tục hoàn thiện. Ngành Dầu khí đã trải qua nhiều mô hình tổ chức, quản lý Nhà nước khác nhau nhưng đến nay chưa có mô hình thích hợp nhất để phát triển trong điều kiện thực tế của Việt Nam.

Quy định của Nhà nước về đầu tư, xây dựng, đấu thầu còn nhiều khác biệt so với quốc tế đối với lĩnh vực chế biến dầu khí (các bước thiết kế như: thiết kế cơ sở, FEED, hình thức Hợp đồng EPC,...); luật pháp về đầu tư, xây dựng, đấu thầu có nhiều thay đổi trong thời gian ngắn (Về xây dựng: Nghị định 16/2005/NĐ-CP, 12/2009/NĐ-CP, 112/2009/NĐ-CP nay là Nghị định 59/2015/NĐ-CP; về đấu thầu: Luật Đấu thầu 61/2005/QH11, Nghị định 111/2006/NĐ-CP và nay là Luật Đấu thầu số 43/2013/QH13, Nghị định 63/2014/NĐ-CP...).

Các chính sách hỗ trợ cụ thể áp dụng cho các dự án chế biến dầu khí lớn còn thiếu và cần được tiếp tục hoàn



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra công tác vận hành tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

thiện, đặc biệt đối với dự án có quy mô và vốn đầu tư lớn, công nghệ phức tạp, thời gian xây dựng kéo dài, có hiệu quả kinh tế không cao, nhưng rất cần thiết tạo đà cho việc phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Trong đó, một số chính sách thuế (giảm thuế nhập khẩu) áp dụng cho xăng dầu khí Việt Nam tham gia các hiệp định thương mại tự do, cùng chính sách không được khấu trừ thuế giá trị gia tăng áp dụng cho phân bón đang ảnh hưởng rất lớn đến doanh nghiệp sản xuất trong nước và áp lực cạnh tranh với sản phẩm nhập khẩu.

Quy định về chất lượng sản phẩm, tiêu chuẩn môi trường ngày càng nghiêm ngặt nhưng chưa đồng bộ với nhu cầu và trình độ phát triển của nền kinh tế Việt Nam.

Cơ chế chính sách cho các sản phẩm mới (ethanol, xơ sợi) chưa đồng bộ, còn nhiều bất cập, không tạo ra được thị trường ổn định.

Việc triển khai các dự án khâu sau rất nhạy cảm, chịu sự ảnh hưởng trực tiếp của các biến động thị trường, đòi hỏi sự quản lý nhạy bén, năng động và quyết đoán do đó cần có nhiều cơ chế quản lý đặc cách.

2.2.2. Về tài chính, nguồn vốn

Kinh tế vĩ mô chưa bền vững, thâm hụt ngân sách còn cao, nợ vay nước ngoài đang tăng mạnh và cao, Chính phủ không thể bảo lãnh thu xếp vốn cho các dự án trong đó có các dự án chế biến dầu khí (nên rất khó khăn khi tiếp cận các nguồn tài chính hấp dẫn); trong khi các dự án lọc hóa dầu với bản chất đầu tư cao và dài hạn, lợi nhuận không cao nên chỉ nhận được sự ưu tiên của các quỹ tài chính, nhà đầu tư lớn khi có sự hỗ trợ và bảo lãnh của Chính phủ.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tuy có tiềm lực mạnh nhưng do phải đầu tư vào nhiều dự án trong nhiều lĩnh

vực nên vẫn cần nguồn vốn lớn, trong khi đó việc thu xếp vốn từ các nguồn bên ngoài cho các dự án lớn rất phức tạp và mất nhiều thời gian. Đặc biệt, giá dầu thô trong thời gian qua sụt giảm và duy trì ở mức thấp đã ảnh hưởng mạnh đến nguồn lực tài chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Theo tính toán, để thực hiện đúng quy hoạch phát triển lĩnh vực khâu sau thì tổng vốn đầu tư cho giai đoạn 2015 - 2020 cần khoảng 307 nghìn tỷ đồng, trong đó vốn chủ sở hữu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần khoảng 41 nghìn tỷ đồng, vốn vay khoảng 177 nghìn tỷ đồng [3].

2.2.3. Về nguồn nguyên liệu

Nguồn nguyên liệu cho lọc hóa dầu trong nước còn hạn chế, sản lượng dầu thô của mỏ Bạch Hổ sụt giảm hàng năm dẫn đến nguyên liệu cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất từ trong nước giảm. Nguồn nguyên liệu khí chủ yếu phục vụ cho sản xuất điện, nguy cơ thiếu khí cho các Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau. Một số mỏ khí trữ lượng lớn (Cá Voi Xanh) có hàm lượng CO_2 , N_2 cao, tiến độ đưa vào khai thác chậm, giá cao không hấp dẫn cho chế biến sâu sản xuất các sản phẩm hóa dầu. Vì vậy, việc triển khai các dự án chế biến dầu khí phụ thuộc nhiều vào nguồn nguyên liệu nhập khẩu hoặc phải chờ các dự án khai thác.

Do chưa cân đối được cơ cấu sản phẩm hóa dầu làm nguyên liệu cho các nhà máy trong nước nên nguyên liệu chủ yếu phải nhập khẩu như: Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ sử dụng hoàn toàn nguyên liệu nhập khẩu (PTA, MEG), chiếm tỷ lệ đến 85% giá thành của sản phẩm.

Thị trường nguyên liệu đầu vào để sản xuất nhiên liệu sinh học dễ biến động lớn về giá thành và sản lượng do phụ thuộc vào người dân, thời tiết mùa vụ, phương thức mua nguyên liệu bất lợi. Việc đầu tư phát triển vùng nguyên liệu gặp khó khăn do quan hệ hợp tác giữa người nông dân trồng sắn và doanh nghiệp chế biến chưa đủ độ tin cậy và chưa được cơ quan quản lý quan tâm đúng mức.

2.2.4. Về năng lực cạnh tranh

Năng lực cạnh tranh của các dự án lọc dầu thấp do quy mô công suất các nhà máy còn nhỏ, tỷ lệ tích hợp lọc dầu/hóa dầu thấp so với các nhà máy trên thế giới (chỉ số Nelson của Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn là 10,5, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là 6,7; chỉ số trung bình của các nhà máy lọc dầu thế giới là 12 - 13), mức độ chế biến sâu hạn chế, tỷ lệ sản phẩm hóa dầu rất thấp (Dung Quất = 2,4%; Nghi Sơn = 15,9%). Độ chế biến dầu thô và đa dạng hóa sản phẩm thấp, chất lượng sản phẩm xăng dầu mới đạt Euro II, Euro III [4].

Các công trình, nhà máy đầu tư với quy mô trung bình, nhỏ, nằm riêng biệt, hạ tầng đầu tư lớn, không tận dụng và hỗ trợ lẫn nhau được về năng lượng, phụ trợ. Đồng thời, năng lực quản trị còn hạn chế dẫn đến chi phí cao so với khu vực và thế giới.

Do quy hoạch quá nhiều nhà máy sản xuất dẫn đến tình trạng dư cung trong một số sản phẩm (nguồn cung phân đạm trong nước vượt xa nhu cầu trong nước) trong khi đó phải cạnh tranh với sản phẩm nhập khẩu là rất khó khăn (như urea nhập khẩu từ thị trường Indonesia và Trung Quốc, cạnh tranh khốc liệt với sản phẩm của Nhà máy Đạm Cà Mau, Phú Mỹ). Thị phần sẽ có nhiều biến động khi cạnh tranh về giá và chất lượng sản phẩm trở nên khốc liệt hơn.

Một số dự án suất đầu tư cao, chậm trễ kéo dài, phát sinh nhiều dẫn đến mất cơ hội thị trường và làm cho chi phí sản xuất lớn nên rất khó khăn khi phải cạnh tranh với hàng nhập khẩu mà hàng rào thuế quan đã được giảm hoặc xóa bỏ (xơ sợi polyester, ethanol).

2.2.5. Về thị trường

Chịu áp lực cạnh tranh từ các tổ hợp lọc hóa dầu trong khu vực/thế giới có quy mô công suất lớn hơn (chi phí sản xuất thấp hơn về sản phẩm lọc dầu), kinh nghiệm quản lý vận hành lâu năm (Thái Lan, Trung Quốc...), ưu thế về giá thành nguyên liệu (Trung Đông) và các dự án trong nước không có phần vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Các nhà máy lọc hóa dầu mới sẽ tiếp tục được tập trung chủ yếu ở các nước mới nổi và châu Á. Các nước trong khu vực Đông Nam Á đều có chủ trương đẩy mạnh và hỗ trợ phát triển công nghiệp hóa dầu. Thị trường phân bón, nhựa cũng phải cạnh tranh với các đơn vị khác trong nước.

Không thể sử dụng hàng rào thuế quan để bảo vệ các sản phẩm lọc dầu trong nước do ràng buộc bởi các hiệp định quốc tế. Lộ trình cắt giảm thuế nhập khẩu AFTA đang rất gần, các chính sách bảo hộ dần bị gỡ bỏ. Việc xử lý bảo lãnh của Chính phủ cam kết (GGU) sẽ khó khăn đặc biệt là Tập đoàn Dầu khí Việt Nam phải ứng tiền để bù thuế cho nhà đầu tư nước ngoài. Trong khi đó, Việt Nam mở cửa thị trường xăng dầu, các doanh nghiệp lớn của nước ngoài trong lĩnh vực phân phối bán lẻ sản phẩm xăng dầu sẽ thâm nhập thị trường, tạo áp lực cạnh tranh lớn đối với các doanh nghiệp sản xuất xăng dầu trong nước;

Việc tiêu thụ sản phẩm, tiếp cận thị trường của Nhà máy Xơ sợi Polyester Đình Vũ gặp khó khăn ngay

trong giai đoạn đầu đưa nhà máy vào vận hành thương mại. Nhà máy vừa phải ổn định sản xuất, nâng cao chất lượng sản phẩm trong lúc tình hình tài chính, quản trị khó khăn, sản phẩm phải cạnh tranh trực tiếp với hàng nhập khẩu mà không có sự hỗ trợ nào từ chính sách của Nhà nước.

Công tác phân phối, tiêu thụ xăng E5 gặp nhiều khó khăn do cơ chế chính sách của Nhà nước hiện nay chưa đủ để khuyến khích các doanh nghiệp phân phối kinh doanh xăng sinh học và tâm lý người tiêu dùng chưa sẵn sàng thay đổi thói quen sử dụng xăng thường sang xăng E5.

2.2.6. Về xu hướng đầu tư, công nghệ

Do yêu cầu môi trường ngày càng khắt khe hơn đối với sản xuất và sản phẩm lọc hóa dầu, các nhà máy chế biến dầu khí phải chế biến sâu hơn, đầu tư phát triển các sản phẩm có giá trị gia tăng cao, đầu tư vào nghiên cứu phát triển (R&D) và áp dụng công nghệ mới hơn.

Xu hướng đầu tư xây dựng các nhà máy lọc hóa dầu có công suất ngày càng lớn, sử dụng đầu vào nhiều nguyên liệu xấu hơn và đa dạng, áp dụng công nghệ mới để tăng khả năng cạnh tranh và hiệu quả. Các nhà máy lọc dầu công suất thấp buộc phải nâng cấp hoặc đóng cửa.

Các nhà máy lọc hóa dầu mới sẽ tiếp tục được tập trung chủ yếu ở các nước mới nổi và châu Á. Các nước Đông Nam Á có chủ trương đẩy mạnh việc tích hợp công nghệ lọc hóa dầu.

2.2.7. Về nguồn nhân lực

Lực lượng nhân sự bị thu hút và chia sẻ với các dự án lọc hóa dầu khác ngoài Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Đội ngũ cán bộ thực hiện tham gia nghiên cứu cơ bản, chuẩn bị đầu tư, nghiên cứu thị trường... còn thiếu trong khi chủ đầu tư chưa có kinh nghiệm quản lý dự án có quy mô lớn. Việc thu hút, điều động cán bộ có trình độ và kinh nghiệm cho các dự án trọng điểm gặp nhiều khó khăn do các dự án lớn đều nằm ở khu vực xa trung tâm kinh tế - xã hội, trong khi lực lượng cán bộ trong lĩnh vực hạ nguồn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam còn rất mỏng và thiếu kinh nghiệm thực tế.

3. Giải pháp và định hướng

3.1. Tập trung vào công tác quản trị

Cần tập trung nghiên cứu, hoàn thiện chiến lược phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí trong chiến lược

chung của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; tổ chức thực hiện và quản trị chiến lược chế biến dầu khí tổng thể và cho từng đơn vị trong toàn lĩnh vực chế biến dầu khí. Đặc biệt, việc triển khai đồng bộ chiến lược nhằm kết nối chuỗi giá trị gia tăng, phát huy lợi thế so sánh của Tập đoàn.

Trên cơ sở nghiên cứu, đánh giá mô hình quản trị và mô hình kinh doanh hiện tại, cập nhật các điều kiện và xu hướng mới, cần đẩy nhanh việc hoàn thiện mô hình quản trị khâu sau một cách thống nhất nhằm tập trung nguồn lực và giảm thiểu cạnh tranh nội bộ, tạo liên kết chuỗi để nâng cao năng lực cạnh tranh; đồng thời triển khai xây dựng và áp dụng hệ thống quản trị chung toàn hệ thống (ERP, mã hóa và quản lý vật tư...).

Nâng cấp và phát huy hiệu quả hệ thống quản trị rủi ro trong hoạt động sản xuất kinh doanh, ngay từ giai đoạn chuẩn bị đầu tư; chủ động trong công tác bảo dưỡng, sửa chữa và áp dụng các công cụ tiên tiến (CMMS, RBI, RCM...) cho bảo dưỡng, tận dụng, chia sẻ các nguồn lực chung các nhà máy khâu sau (công cụ, dụng cụ, nhân lực trình độ cao; vật tư dự phòng...).

3.2. Đẩy mạnh nghiên cứu phát triển

Xây dựng chiến lược nghiên cứu phát triển dài hạn gắn với mục tiêu tổng thể và mục tiêu cho từng giai đoạn rõ ràng. Phát triển nghiên cứu theo hướng ưu tiên phát triển sản phẩm mới, đa dạng hóa sản phẩm, nâng cao năng lực cạnh tranh của các nhà máy khâu sau. Đẩy mạnh nghiên cứu nâng cao công suất, năng suất, hiệu suất, chất lượng sản phẩm nhằm khai thác tối đa hiệu quả các công trình, dự án đã đầu tư, giảm chi phí sản xuất tiến tới ngang bằng hoặc cạnh tranh với các nhà máy chế biến dầu khí khác trong khu vực.

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

Hợp tác, liên kết với các đơn vị trong và ngoài nước có tính chất nghiên cứu để phối hợp triển khai các đề tài gắn liền với nhu cầu của các nhà máy chế biến dầu khí, tận dụng kết quả nghiên cứu khoa học cơ bản và cơ sở vật chất của xã hội. Tăng cường hợp tác quốc tế trong nghiên cứu khoa học, ứng dụng và chuyển giao công nghệ với các đối tác chiến lược, công ty và tổ chức trong khu vực và thế giới để học hỏi kinh nghiệm, tiếp thu và từng bước làm chủ, cải tiến, tiến tới sáng tạo trong lĩnh vực chế biến dầu khí.

3.3. Đẩy mạnh công tác tối ưu hóa

Phát huy sáng kiến và cải tiến kỹ thuật trong vận hành nhà máy đảm bảo vận hành, bảo dưỡng an toàn, ổn định, tiết kiệm năng lượng và nâng cao công suất nhà máy.

Thường xuyên theo dõi, cập nhật các định mức tiêu hao, đề xuất các sáng kiến cải tiến kỹ thuật để có được định mức tối ưu nhằm hạ giá thành sản phẩm.

3.4. Nâng cấp, hoàn thiện quy mô dự án, đẩy nhanh các dự án Quy hoạch

Hoàn thành đầu tư và đưa vào vận hành thương mại dự án Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn đúng tiến độ; nghiên cứu tận dụng hạ tầng đã đầu tư, đánh giá khả năng triển khai giai đoạn 2 tập trung vào chế biến sâu, hóa dầu.

Quyết liệt triển khai các biện pháp nhằm đẩy nhanh tiến độ dự án Nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, dự án Tổ hợp Hóa dầu miền Nam.

3.5. Tích hợp, tổ hợp công trình dự án

Tập trung đầu tư phát triển dự án theo định hướng khai thác tối đa lợi thế và sử dụng có hiệu quả cơ sở vật chất, sản phẩm của các nhà máy sẵn có hoặc đang xây dựng để phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí. Tận dụng các nguồn tài nguyên trong nước đặc biệt là khí thiên nhiên để đa dạng hóa nguyên liệu đầu vào của tổ hợp lọc hóa dầu; đẩy mạnh việc kết nối cơ sở vật chất đã đầu tư, mở rộng quy mô công suất ngang tầm khu vực/thế giới và tích hợp lọc hóa dầu để giảm chi phí sản xuất; đa dạng hóa sản phẩm, tăng cường chế biến sâu lọc dầu - hóa dầu để kéo dài chuỗi giá trị gia tăng và giảm rủi ro.

3.6. Mở rộng hợp tác với các đối tác trong khu vực và thế giới

Nâng tầm hợp tác với các đối tác truyền thống lâu đời và tìm kiếm mở rộng hợp tác với các đối tác trong khu vực và trên thế giới tham gia vào các dự án chế biến dầu khí ở Việt Nam. Việc hợp tác với các đối tác trên thế giới là cơ hội để Ngành Dầu khí Việt Nam học hỏi kinh nghiệm quản lý, chia sẻ tiến bộ khoa học công nghệ và tranh thủ nguồn vốn đầu tư từ nước ngoài. Các yếu tố đó là cơ sở để Việt Nam thúc đẩy sự phát triển của lĩnh vực chế biến dầu khí.

3.7. Tái cấu trúc, cổ phần hóa để thu hút nguồn lực xã hội

Tạo nguồn lực tài chính, cổ phần hóa, tăng vốn huy động nguồn lực xã hội thông qua thị trường chứng khoán và thu hút đầu tư trong và ngoài nước; đối với

những dự án khó khăn kêu gọi các đối tác tham gia nhằm hợp tác, tận dụng kinh nghiệm, năng lực tài chính, thị trường của đối tác để đưa các nhà máy vào hoạt động ổn định rồi từng bước thoái vốn để tập trung vào các dự án chiến lược, cốt lõi mà Tập đoàn Dầu khí Việt Nam có lợi thế so sánh.

3.8. Về cơ chế, chính sách

Để đẩy mạnh phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí cần khẩn trương rà soát các quy định có sự khác biệt lớn so với thông lệ quốc tế, gây khó khăn trong quá trình triển khai đầu tư, khai thác vận hành các dự án để kiến nghị Chính phủ sửa đổi, ban hành các quy định đặc thù cho phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí. Trước mắt là các quy định liên quan đến dự án đầu tư như: Các bước thiết kế gắn với quyết định đầu tư (thiết kế sơ bộ, thiết kế cơ sở, thiết kế kỹ thuật...) và bước quyết định đầu tư cuối cùng; Quy định về phê duyệt thiết kế, công tác thẩm tra, thẩm định dự án đầu tư; các khác biệt về quy định của pháp luật về đầu tư, xây dựng, đấu thầu...

Các chính sách ưu đãi cho các dự án chế biến dầu khí, chính sách thuế cần phải được kiến nghị xử lý một cách đồng bộ, dứt điểm nhằm đảm bảo hài hòa giữa lợi ích của Nhà nước, doanh nghiệp và người dân, đồng thời duy trì sức thu hút các nhà đầu tư, đảm bảo lợi thế cạnh tranh cho các nhà sản xuất trong nước.

Các quy định về chất lượng sản phẩm lọc hóa dầu phải được đồng bộ với các quy định về động cơ, tồn

chứa, vận chuyển... đặc biệt là các chính sách nhằm kiến tạo thị trường cần được xây dựng và ban hành nhằm tạo động lực cho các sản phẩm mới (nhiên liệu sinh học, xơ sợi, phân bón vi sinh, hữu cơ, CNG, LNG...) xâm nhập và phát triển.

Tài liệu tham khảo

1. Bộ Chính trị. *Định hướng Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035*. Nghị quyết số 41-NQ/TW. 23/7/2015.
2. Thủ tướng Chính phủ. *Phê duyệt Chiến lược phát triển Ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035*. Quyết định số 1748/QĐ-TTg. 14/10/2015.
3. Thủ tướng Chính phủ. *Phê duyệt Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và định hướng đến năm 2035*. Quyết định số 1749/QĐ-TTg. 14/10/2015.
4. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Phê duyệt Kế hoạch 5 năm giai đoạn 2016 - 2020 của Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn*. Nghị quyết số 4001/NQ-DKVN. 17/6/2015.
5. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Phê duyệt Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 và Kế hoạch 5 năm 2016 - 2020 của Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP*. Nghị quyết số 3962/NQ-DKVN. 16/6/2015.

Overcoming challenges and seizing opportunities to promote the development of petroleum processing sector

Le Manh Hung
Vietnam Oil and Gas Group
Email: hunglm@pvn.vn

Summary

In the current context of economic, political and social developments in the world and in Vietnam, new opportunities and challenges are emerging, including those related to demand and supply of oil and gas, refining and petrochemical products, energy structure, political conflicts and population issues in the world, etc. In order to successfully implement the development strategy of the Vietnam Oil and Gas Group until 2025 and orientations towards 2035, it is necessary to analyse and evaluate these opportunities and challenges for appropriate orientations and measures to promote the development of the petroleum processing sector in the current context.

Key words: Development strategy, petroleum processing.

NGHIÊN CỨU CÁC TÍNH CHẤT LƯU BIẾN CỦA DẦU THÔ MỎ BẠCH HỔ VÀ MỎ RỒNG ĐỂ VẬN CHUYỂN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM NGOÀI KHƠI

Từ Thành Nghĩa¹, Tống Cảnh Sơn¹, Phạm Bá Hiến¹

Nguyễn Hoài Vũ¹, Phan Đức Tuấn¹, Nguyễn Thúc Kháng²

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro"

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: vunh.pt@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Dầu thô khai thác tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro" (Vietsovetpetro) có tính chất lý hóa phức tạp với độ nhớt, nhiệt độ đông đặc và hàm lượng paraffin cao. Vietsovetpetro đã triển khai các nghiên cứu toàn diện và có hệ thống về các đặc tính của dầu nhiều paraffin; đồng thời xây dựng thành công mô hình tính chất lưu biến đặc trưng cho dầu khai thác tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Trên cơ sở đó, Vietsovetpetro đã từng bước phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô khai thác tại các mỏ an toàn bằng đường ống ngầm, đảm bảo hoạt động khai thác dầu khí liên tục và có hiệu quả. Bài viết tập trung giới thiệu kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến dầu nhiều paraffin khai thác tại các mỏ của Vietsovetpetro.

Từ khóa: Dầu nhiều paraffin, tính chất lưu biến, vận chuyển dầu nhiều paraffin.

1. Giới thiệu

Dầu thô là một dạng chất lỏng, có thành phần chủ yếu là hydrocarbon. Trong đó paraffin là hydrocarbon ở dạng tinh thể có trọng lượng phân tử cao, mạch dài ($C_{18} - C_{70}$). Tùy theo hàm lượng paraffin, dầu thô được chia thành các loại khác nhau: dầu ít paraffin, dầu paraffin và dầu nhiều paraffin.

Dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng đều là các loại dầu nhiều paraffin [1 - 3]. Hàm lượng paraffin trong dầu này thay đổi trong phạm vi khá rộng: thấp nhất là 14,1% và cao nhất là 27%. Đặc tính thể hiện tính chất, thành phần các phân tử của paraffin rắn trong dầu thô là nhiệt độ nóng chảy. Đối với dầu các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, nhiệt độ nóng chảy của paraffin dao động trong khoảng 55 - 61°C, nhiệt độ bão hòa paraffin trong dầu vừa thay đổi từ 49 - 56°C. Nhiệt độ đông đặc của dầu thay đổi ở mức 29 - 35°C. Quá trình chuyển từ trạng thái Newton sang phi-Newton của dầu Bạch Hổ xảy ra trong khoảng nhiệt độ 36 - 40°C. Ở nhiệt độ thấp hơn, dầu biểu hiện tính chất phi-Newton và có giá trị ứng suất trượt rất lớn, có thể đạt đến vài trăm Pa ở nhiệt độ 22 - 24°C. Nghiên cứu động học quá trình sa lắng paraffin [1] cho thấy ở khoảng nhiệt độ trên, dầu thô mỏ Bạch Hổ xảy ra hiện tượng sa lắng paraffin và tập trung ở nhiệt độ 35 - 40°C.

Công tác nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được thực hiện tại Phòng thí nghiệm của Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovetpetro nhờ thiết bị chuyên dụng Rotovisco RV-20 hay RT-550 của HAAKE (Đức). Thiết bị bao gồm nhớt kế

quay với hệ đo M-5, bộ điều khiển lưu biến, bể ổn nhiệt, phần mềm Rotation Version 3.0 cho phép điều khiển nhiệt độ, thay đổi vận tốc biến dạng, ghi nhận và xử lý các kết quả đo.

2. Kết quả nghiên cứu

2.1. Tính chất lưu biến của dầu thô mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng đã tách khí

2.1.1. Mô hình chất lỏng nhớt dẻo Bingham

Các đặc trưng lưu biến của dầu nhiều paraffin có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao được xác định nhờ nhớt kế "Rotovisco" RV-20 cho thấy ở trạng thái chất lỏng Newton độ nhớt của dầu chỉ phụ thuộc nhiệt độ và được biểu diễn bằng hàm số có dạng sau:

$$\mu(T) = \mu_0 \times e^{-u \times T} \quad (1)$$

Trong đó:

μ : Độ nhớt động học, Pa.s;

μ_0 : Hệ số, Pa.s;

u : Hệ số phụ thuộc của hàm số $\ln \mu(T)$ với nhiệt độ °C⁻¹;

T : Nhiệt độ, °C.

Khi nhiệt độ giảm xuống dưới nhiệt độ tới hạn T_c dầu biểu hiện tính phi-Newton, đường cong chảy trong phạm vi nhiệt độ này như mô hình chất lỏng nhớt dẻo Bingham:

$$\tau = \tau_0 + \mu_a \times \dot{\gamma} \quad (2)$$

Trong đó:

τ : Ứng suất trượt, Pa;

τ_0 : Ứng suất trượt động, Pa;

μ_d : Độ nhớt dẻo, Pa.s;

γ : Vận tốc biến dạng, s^{-1} .

Quan hệ độ nhớt dẻo - nhiệt độ ở chế độ dòng chảy ổn định được miêu tả bằng hàm lũy thừa có dạng:

$$\mu_d(T) = \mu_h \times e^{-T \times u_\mu} \quad (3)$$

Trong đó:

μ_h : Hệ số thực nghiệm, Pa.s;

u_μ : Hệ số góc của hàm $\ln(\mu_d)$ theo nhiệt độ, $^{\circ}C^{-1}$.

Ứng suất trượt động đối với dòng chảy ổn định có mối phụ thuộc tương tự:

$$\tau_o(T) = \tau_h \times e^{-T \times u_\tau} \quad (4)$$

Trong đó:

τ_h : Hệ số thực nghiệm, Pa;

u_τ : Hệ số góc của hàm $\ln(\tau_o)$ theo nhiệt độ, $^{\circ}C^{-1}$.

Góc của đường cong chảy so với trục hoành thay đổi ở những nhiệt độ khác nhau, khi đó hệ số góc u_μ và u_τ sẽ thay đổi.

Nghiên cứu [3] cho thấy ở trạng thái chất lỏng phi-Newton, dầu nhiều paraffin có tính chất xúc biến là đặc trưng bởi hệ keo, biểu hiện qua cách sắp xếp tối ưu hóa lại toàn bộ cấu trúc theo thời gian. Độ bền vững của cấu trúc tăng lên và đạt đến giới hạn cân bằng. Trong quá trình củng cố cấu trúc, ứng suất trượt của dầu sẽ tăng lên nhiều lần. Do đó, ở trạng thái tĩnh, dầu có thể bị đông đặc lại trong đường ống. Thời gian cần thiết để đạt đến giới hạn hình thành cấu trúc vững chắc phụ thuộc nhiều vào tính chất hóa lý của dầu và những điều kiện bên ngoài.

Sự thay đổi độ bền của cấu trúc paraffin trong dầu theo thời gian chỉ có thể nghiên cứu bằng thực nghiệm theo thời gian thực, tốt nhất là trên đường ống vận chuyển dầu thực tế ngoài mỏ. Tuy nhiên, hầu hết các trường hợp không thể thực hiện do tính rủi ro cao. Vì vậy, các nghiên cứu độ bền vững của cấu trúc mạng paraffin được thực hiện trên mô hình thiết bị phòng thí nghiệm "Pipeline Restart Simulator Oilfield Production Analysis".

Giá trị ổn định của ứng suất trượt tĩnh τ_s và ứng suất trượt động phụ thuộc vào nhiệt độ được biểu diễn bằng hàm mũ:

$$\tau_s(T) = \tau_{os} \times e^{-u_s \times T} \quad (5)$$

Trong đó:

τ_s : Ứng suất trượt tĩnh, Pa;

τ_{os} : Hệ số, Pa;

u_s : Hệ số góc của hàm $\ln(\tau_s)$ theo nhiệt độ, $^{\circ}C^{-1}$.

Sau khi xử lý toán học, kết quả thí nghiệm đã thu được các mô hình lưu biến của dầu mỏ Bạch Hổ và Rồng [1].

2.1.2. Mô hình chất lỏng nhớt dẻo không tuyến tính Bulkley-Herschel

Các nghiên cứu về tính chất lưu biến dầu nhiều paraffin trước đây, đặc biệt là dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ và Rồng đã được giới thiệu trong nghiên cứu [1] xác định dòng chảy của dầu mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được miêu tả bằng mô hình chất lỏng Bingham. Tuy nhiên, các nghiên cứu sau này [2] còn cho thấy dầu Oligocene khai thác ở khu vực phía Bắc mỏ Bạch Hổ có sự khác biệt về đường cong chảy. Đó là đường cong chảy ở nhiệt độ thấp hơn $37^{\circ}C$, không tuân theo mô hình Bingham mà tuân theo mô hình nhớt dẻo không tuyến tính, mô hình Buckley-Herschel và được trình bày theo công thức 6:

$$\tau = \tau_o + K \left(\frac{du}{dr} \right)^n; \quad \tau_o = f_1(T); \quad K = f_2(T); \quad n = f_3(T) \quad (6)$$

Trong đó:

τ : Ứng suất trượt, Pa;

τ_o : Ứng suất trượt động, Pa;

K : Tính nhất quán của chất lỏng;

n : Chỉ số chảy hoặc hệ số bậc đặc trưng của tính phi-Newton, ($n < 1$);

Bảng 1. Mô hình lưu biến của dầu thô khai thác mỏ Bạch Hổ

Độ nhớt dẻo, Pa.s	
Nhiệt độ lớn hơn $37^{\circ}C$, $T > 37^{\circ}C$	Nhiệt độ thấp hơn $37^{\circ}C$, $T \leq 37^{\circ}C$
$\mu(T) = 0,0121 \times e^{-0,017 \times T}$	$\mu(T) = 1114 \times e^{-0,32 \times T}$
Ứng suất trượt động, Pa	
Tại nhiệt độ $27^{\circ}C < T \leq 37^{\circ}C$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 27^{\circ}C$
$\tau_o(T) = 6,27 \times 10^9 \times e^{-0,7 \times T}$	$\tau_o(T) = 645,5 \times e^{-0,16 \times T}$
Ứng suất trượt tĩnh, Pa	
Tại nhiệt độ $30^{\circ}C < T \leq 37^{\circ}C$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 30^{\circ}C$
$\tau_s(T) = 0,08 \times e^{-0,83(36 \times T)}$	$\tau_s(T) = 11,8 \times e^{-0,47(30 \times T)}$

Bảng 2. Mô hình lưu biến của dầu thô khai thác ở mỏ Rồng

Độ nhớt dẻo, Pa.s	
Nhiệt độ lớn hơn $43^{\circ}C$, $T > 43^{\circ}C$	Nhiệt độ lớn hơn $36^{\circ}C$, $T \leq 43^{\circ}C$
$\mu(T) = 0,031 \times e^{-0,026 \times T}$	$\mu(T) = 2,32 \times 10^4 \times e^{-0,34 \times T}$
Tại nhiệt độ $27^{\circ}C < T \leq 36$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 27$
$\mu(T) = 2,32 \times 10^4 \times e^{-0,34 \times T}$	$\mu(T) = 26,8 \times e^{-0,09 \times T}$
Ứng suất trượt động, Pa	
Tại nhiệt độ $25^{\circ}C < T < 36^{\circ}C$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 25^{\circ}C$
$\tau_o(T) = 1,02 \times 10^6 \times e^{-0,42 \times T}$	$\tau_o(T) = 5,17 \times 10^3 \times e^{-0,21 \times T}$
Ứng suất trượt tĩnh, Pa	
Tại nhiệt độ $30^{\circ}C < T \leq 36^{\circ}C$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 30^{\circ}C$
$\tau_s(T) = 0,05 \times e^{-0,83(36 \times T)}$	$\tau_s(T) = 7,4 \times e^{-0,52(30 \times T)}$

Bảng 3. Các tham số lưu biến của dầu Oligocene khai thác ở phía Bắc mỏ Bạch Hổ

T (°C)	τ_o (Pa)	K	n	Ghi chú
24	15,54	2,16	0,67	Giá trị K và n được xác định bằng máy tính từ kết quả xử lý sự phụ thuộc của ứng suất lực vào ứng suất trượt ở các nhiệt độ khác nhau
26	9,60	1,05	0,57	
28	1,39	0,74	0,48	
30	0,05	0,35	0,14	

Xử lý các dữ liệu thu được, các tham số của mô hình lưu biến được tính toán và trình bày ở Bảng 3.

Bằng cách sử dụng phương pháp bình phương tối thiểu thu được các biểu thức giải tích miêu tả sự phụ thuộc vào nhiệt độ của các tham số của mô hình lưu biến (nội suy của đa thức bậc hai):

$$\tau_o = (0,29T^2 - 18,27T + 288,7); \quad (7a)$$

$$K = (0,05T^2 - 2,70T + 41,35); \quad (7b)$$

$$n = (-0,016T^2 + 0,76T - 8,53); \quad (7c)$$

Thay (7a), (7b) và (7c) vào công thức (6), thu được:

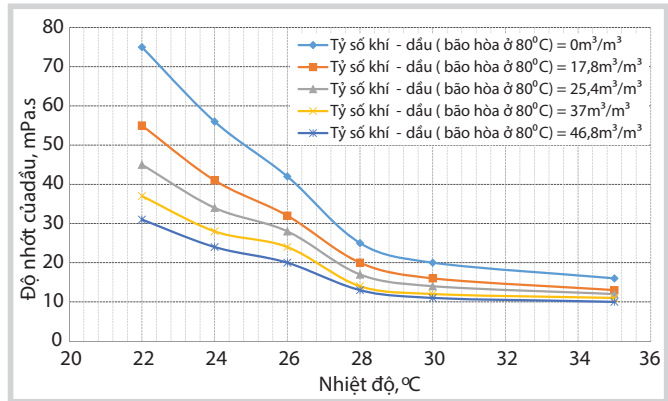
$$\tau = (0,29T^2 - 18,27T + 288,7) + (0,05T^2 - 2,70T + 41,35) \left(\frac{du}{dr} \right)^{-0,016T^2 + 0,76T - 8,53} \quad (7d)$$

2.2. Tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin bão hòa khí

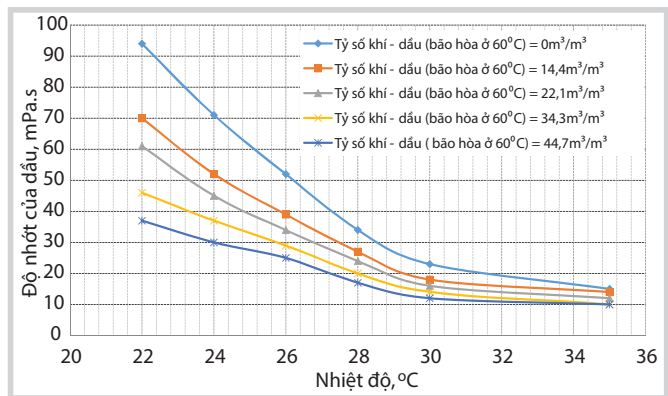
Tính chất lưu biến thông thường được xác định trên các mẫu dầu đã tách khí. Trong khi đó, dầu khai thác thực tế tại mỏ với độ bão hòa khí khác nhau được thu gom, vận chuyển bằng đường ống đến các trạm xử lý. Vì vậy, việc nghiên cứu ảnh hưởng của khí hòa tan trong dầu ở các áp suất khác nhau lên tính chất lưu biến của dầu sẽ cho phép đánh giá mức độ cải thiện tính chất lưu biến và khả năng lưu thông của dầu trong đường ống. Nghiên cứu ở phòng thí nghiệm về ảnh hưởng của khí đến tính chất lưu biến của dầu thô thể hiện rõ nhất ở trạng thái phi-Newton của dầu [4]. Mức độ bão hòa khí ở các áp suất khác nhau được đánh giá bằng lượng khí hòa tan hay thể tích chênh lệch lượng khí tách ra trong quá trình tách từ áp suất bão hòa giảm đến áp suất khí quyển và ở điều kiện nhiệt độ làm việc của bình tách (tức là nhiệt độ thực tế trước khi dầu và khí đi vào đường ống ngầm).

Lượng khí hòa tan trong dầu ở điều kiện áp suất P và nhiệt độ T được xác định bằng hiệu số lượng khí tách ra ở điều kiện áp suất khí quyển P_o và nhiệt độ T [$G_k(P_o, T)$] và lượng khí tách ra ở điều kiện áp suất P và nhiệt độ T ($G_k(P, T)$):

$$G(P, T) = G_k(P_o, T) - G_k(P, T) \quad (8)$$



Hình 1. Tương quan độ nhớt của dầu và nhiệt độ ở các tỷ số khí - dầu khác nhau tại 80°C



Hình 2. Tương quan độ nhớt của dầu và nhiệt độ ở các tỷ số khí - dầu khác nhau tại 60°C

Trong đó:

P: Áp suất, Pa;

P_o : Áp suất khí quyển, Pa;

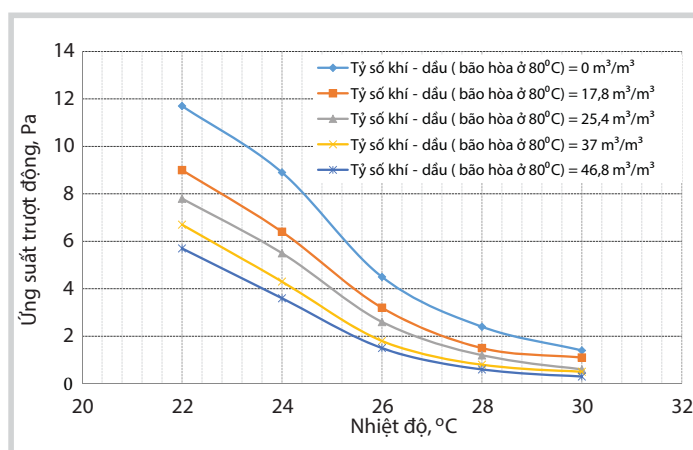
T: Nhiệt độ, °C;

$G(P, T)$: Tỷ số khí dầu, m^3/m^3 ;

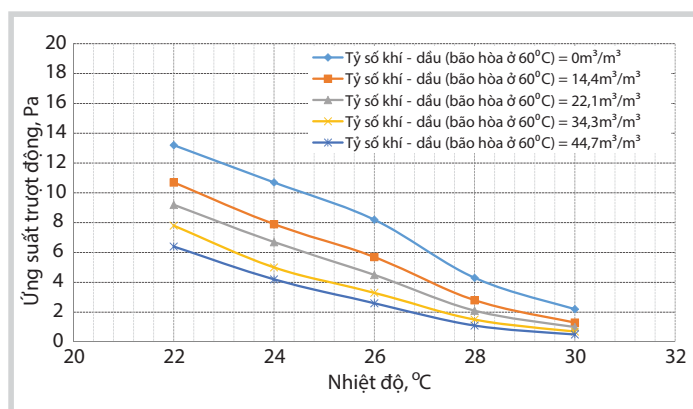
$G_k(P_o, T)$: Lượng khí tách ra ở nhiệt độ T và áp suất khí quyển P_o , m^3/m^3 ;

$G_k(P, T)$: Lượng khí tách ra ở điều kiện nhiệt độ T và áp suất P, m^3/m^3 .

Khí bão hòa có tác động tích cực lên tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin. Với sự gia tăng lượng khí trong dầu, độ nhớt dẻo và ứng suất trượt động của dầu giảm, đặc biệt, rõ nét trong khoảng nhiệt độ thấp. Dầu nhiều paraffin luôn tồn tại nhiệt độ tới hạn T_c tại đó xảy ra quá trình chuyển tiếp của dầu từ trạng thái chất lỏng Newton sang phi-Newton. Kết quả nghiên cứu trên cho thấy dầu nhiều paraffin theo các mức độ bão hòa khí khác nhau có T_c giảm so với dầu đã tách khí, có nghĩa là ở trạng thái bão hòa khí, khả năng vận chuyển dầu nhiều paraffin được cải thiện đáng kể, giảm tổn hao áp suất vận chuyển. Hình 1 - 4 thể hiện độ nhớt của dầu thô mỏ Bạch Hổ phụ thuộc nhiệt độ ở những điều kiện bão hòa khí khác nhau.



Hình 3. Tương quan ứng suất trượt động và nhiệt độ của các tỷ số khí - dầu khác nhau tại 80°C



Hình 4. Tương quan ứng suất trượt động và nhiệt độ của các tỷ số khí - dầu khác nhau tại 60°C

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu mối tương quan giữa độ nhớt dẻo, ứng suất trượt động của dầu mỏ Bạch Hổ với nhiệt độ ở các mức bão hòa khí khác nhau, có thể thiết lập công thức tổng quát xác định tính chất lưu biến của dầu ở các mức độ bão hòa khí. Kết quả nghiên cứu cho thấy áp suất bão hòa hợp lý để vận chuyển dầu bão hòa khí mỏ Bạch Hổ là 20at. Do đó, có thể điều chỉnh các chế độ vận chuyển dầu bão hòa khí từ các giàn nhẹ (BK) đến các điểm xử lý tập trung, như giàn cố định (MSP) và giàn công nghệ trung tâm (CPP). Kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến dầu bão hòa khí mỏ Bạch Hổ cũng cho thấy khả năng vượt trội ở tính lưu chuyển của dầu bão hòa khí so với dầu đã tách khí. Kết quả này cho phép đề xuất giải pháp vận chuyển hỗn hợp dầu và khí bằng đường ống ngầm ngoài khơi ở điều kiện nhiệt độ chất lỏng trong đường ống thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu.

2.3. Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu và nước

Sự xuất hiện của nước trong dầu sẽ làm cho tính chất lưu biến của dầu xấu đi. Khi hàm lượng nước trong dầu tăng, các tính chất lý hóa của hỗn hợp cũng thay đổi phức tạp hơn. Đối với dầu khô (không có nước) khai thác từ tầng móng của các mỏ Vietsovpetro, cấu trúc mạng tinh thể paraffin bắt đầu hình

thành ở nhiệt độ 35 - 36°C. Nhưng nếu hàm lượng nước trong dầu vượt quá 15% thì quá trình đó lại bắt đầu ở nhiệt độ cao hơn, từ 40 - 45°C [2].

Vietsovpetro đã nghiên cứu về các tính chất lưu biến của dầu không có nước. Tuy nhiên, các dữ liệu về tính chất lưu biến của nhũ tương dầu nước lại chưa được quan tâm đúng mức. Mục đích của các nghiên cứu thí nghiệm tính chất lưu biến của nhũ tương dầu nước là xác định ảnh hưởng của hàm lượng nước lên các tính chất lưu biến của nhũ tương ở các nhiệt độ khác nhau và xác định điểm chuyển pha.

Nhũ tương được hình thành khi khuấy trộn các chất lỏng không hòa tan, là các hệ không ổn định nhiệt động, luôn có xu hướng kết dính để làm giảm lực căng bề mặt các pha và cuối cùng là phân lớp. Vì nhũ tương dầu nước là các hệ không bền, do đó để thu được các kết quả chính xác trong thời gian đo thì các tính chất của chúng không được thay đổi.

Các nghiên cứu được thực hiện trên dầu không có nước và nhũ tương dầu - nước với hàm lượng nước tăng dần từ 10 - 80%. Hàm lượng nước trong nhũ tương nghiên cứu tăng dần tới hàm lượng cao cho phép xác định tối ưu mối quan hệ tính chất lưu biến của hệ nhũ tương dầu - nước trước và sau thời điểm chuyển pha (khoảng 60 - 75%). Các loại nhũ tương thuận "dầu trong nước" và nghịch "nước trong dầu" được sử dụng cho các nghiên cứu tiếp theo nhờ bộ đo lưu biến.

Kết quả nghiên cứu [2] cho thấy, khi hàm lượng nước trong dầu vượt quá 15%, độ nhớt và ứng suất trượt động của nhũ tương dầu - nước bắt đầu tăng. Để diễn tả sự phụ thuộc giữa hàm lượng nước và các tính chất lưu biến của dầu, nhiều nhà khoa học đã đưa ra tương quan tổng quát giữa độ nhớt hiệu dụng và hàm lượng nước trong dầu. Mặc dù vậy, kết quả đạt được chỉ có tính chất tương đối và áp dụng cụ thể cho từng loại dầu. Các nghiên cứu được tiến hành trên mẫu nhũ tương dầu - nước thí nghiệm, mô phỏng tối đa theo điều kiện thực tế ngoài mỏ. Dầu lấy từ các giếng của tầng móng mỏ Bạch Hổ được khuấy trộn cùng nước và nhờ máy khuấy và sau đó được gia nhiệt ở nhiệt độ 65°C. Sau khi tạo được mẫu nhũ như yêu cầu, việc xác định các thông số lưu biến được thực hiện trên nhớt kế Rotovisco RV-20.

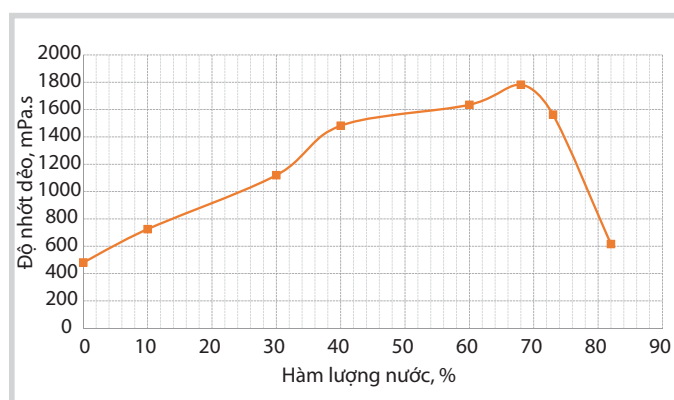
Nghiên cứu các tính chất lưu biến của dầu không ngâm nước của mỏ Bạch Hổ cho thấy, các tính chất

của dầu thay đổi mạnh và có các tính chất của chất lỏng phi-Newton trong khoảng nhiệt độ thấp hơn 37°C , từ 37°C trở lên là chất lỏng Newton. Tương tự, sự phụ thuộc độ nhớt hiệu dụng của nhũ tương theo hàm lượng nước được trình bày theo 2 khoảng nhiệt độ $T \geq 37^{\circ}\text{C}$ và $T < 37^{\circ}\text{C}$ cho phép xác định sự biểu hiện tính phi-Newton.

Bảng 4 và Hình 5 cho thấy hàm lượng nước trong dầu càng tăng thì độ nhớt dẻo và ứng suất trượt động của nhũ càng lớn, như vậy khả năng lưu chuyển của dầu trong đường ống càng khó khăn. Bên cạnh đó, sự xuất hiện nước trong dầu còn dẫn đến hiện tượng ăn mòn kim loại do nước tiếp xúc với bề mặt bên trong đường ống. Kết quả nghiên cứu trên cho phép xác định điểm chuyển pha của nhũ tương dầu - nước.

Khi hàm lượng nước trong dầu vượt quá 68%, độ nhớt và ứng suất trượt động của nhũ tương dầu - nước giảm đột ngột, chứng tỏ nhũ tương dạng nghịch “nước trong dầu” đã chuyển sang nhũ tương dạng thuận “dầu trong nước”.

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của nước đến các đặc tính chất lưu biến của dầu mỏ Bạch Hổ cho phép điều chỉnh hợp lý quá trình vận chuyển dầu bằng đường ống. Ví dụ,



Hình 5. Mối tương quan giữa độ nhớt dẻo dầu tăng mỏng và hàm lượng nước

Bảng 4. Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước

Nhiệt độ ($^{\circ}\text{C}$)	Độ nhớt dẻo của dầu ở các hàm lượng nước khác nhau (mPa.s)							
	0%	10%	30%	40%	60%	68%	73%	82%
50	5,0	7	11	22	52	57	55	53
40	5,4	8	18	32	142	253	197	156
35	11	71	54	180	450	671	617	283
30	127	325	323	575	881	1.111	1.213	491
26	481	725	1.120	1.482	1.635	1.782	1.563	616
Ứng suất trượt động (Pa)								
40	0	0,2	0,4	0,7	1,8	2,6	2,3	1,2
35	0	2,3	3,4	3,5	4,2	5,7	4,5	1,5
30	4,2	9,8	5,8	6,6	9,0	9,2	7,5	6,2
26	16,6	18,1	25,0	26,7	33,1	35,6	14,2	8,4

vận chuyển dầu có hàm lượng nước lớn hơn 68% sẽ tạo điều kiện cho pha nước tiếp xúc với bề mặt của đường ống và dẫn đến nguy cơ ăn mòn. Nếu ngược lại sẽ tránh được hiện tượng này, nhưng tổn hao áp suất bơm dầu lại lớn.

Khi lượng khí hòa tan trong dầu càng tăng, độ nhớt và ứng suất trượt động càng giảm [4], sẽ tạo điều kiện cho các hạt nước linh động hơn, có cơ hội xích lại gần nhau, kết hợp với nhau và lắng nhanh hơn.

Việc tạo ra và nghiên cứu các mẫu nhũ tương dầu - nước - khí, thí nghiệm mô phỏng điều kiện thực tế khai thác ngoài mỏ trong một số trường hợp gặp rất nhiều khó khăn do điều kiện tạo mẫu, thiết bị thí nghiệm... Các yếu tố đó đều ảnh hưởng đến độ chính xác của kết quả nghiên cứu và có thể dẫn đến sai số khá lớn. Ảnh hưởng đồng thời của khí hòa tan và nước đến các thông số lưu biến của dầu nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ và Rồng rất phức tạp, gần như chưa có công trình nào công bố về vấn đề này.

Bảng 5 là một số kết quả nghiên cứu ban đầu về ảnh hưởng đồng thời của hàm lượng nước và khí bão hòa đến tính chất lưu biến của dầu thô.

Các kết quả nghiên cứu cho thấy vận chuyển nhũ tương dầu - nước tại trạng thái nhũ tương thuận (hàm lượng nước trên 68%) sẽ cho phép giảm độ nhớt của chất lỏng, đồng thời làm tăng tính ướt của pha nước trên bề mặt thành ống, giảm thiểu khả năng tích tụ paraffin trên bề mặt thành ống. Nhận định này cho phép áp dụng công nghệ bơm bổ sung nước vào đường ống để vận chuyển dầu ở trạng thái nhũ tương thuận tối ưu khả năng vận chuyển dầu nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ và Rồng trong đường ống.

Bảng 5. Độ nhớt dẻo của dầu thô mỏ Bạch Hổ bão hòa khí ở các điều kiện khác nhau

Nhiệt độ, °C	Độ nhớt dẻo của dầu mỏ Bạch Hổ bão hòa khí ở các điều kiện khác nhau, mPa.s			
	44,7m ³ /m ³ (tỷ số khí dầu)			65,5m ³ /m ³ (tỷ số khí dầu)
	11% (nước)	21% (nước)	28% (nước)	21% (nước)
40	16	14	20	20
35	19	19	33	27
30	64	76	93	48
28	87	86	123	54
26	103	119	192	76
24	123	148	226	106
22	137	189	250	163
	Ứng suất trượt, Pa			
40	0,5	0,8	0,7	0,7
35	1,25	2,0	3,0	2,1
30	4,8	6,0	4,9	4,6
28	5,0	6,3	5,2	5,2
26	5,1	6,8	7,1	5,6
24	5,3	7,5	7,8	6,0
22	6,6	9,0	8,8	7,04

3. Nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin sau khi xử lý gia nhiệt, kết hợp với xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) và hòa trộn với condensate

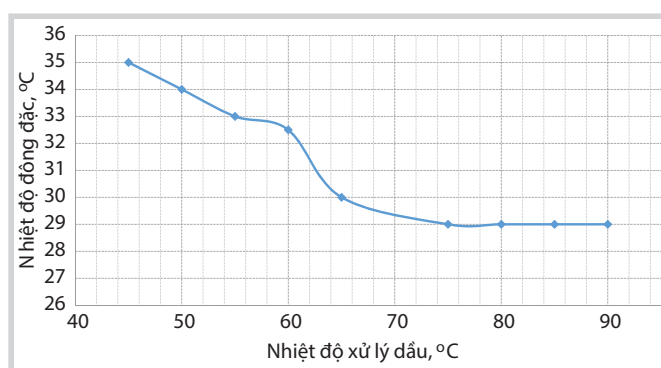
3.1. Tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin sau khi xử lý gia nhiệt

Quá trình xử lý gia nhiệt được thực hiện như sau: dầu được đun nóng đến nhiệt độ cao hơn nhiệt độ nóng chảy paraffin khoảng 10°C, sau đó làm lạnh trong điều kiện phù hợp để cấu trúc tinh thể paraffin tạo thành có độ bền thấp nhất. Độ bền đó phụ thuộc vào nhiệt độ đun dầu, điều kiện làm lạnh (động và tĩnh) và hàm lượng paraffin rắn, nhựa, keo có trong dầu [5]. Mỗi loại dầu có nhiệt độ xử lý tối ưu. Khi đun dầu chưa đến nhiệt độ tối ưu thì độ nhớt của dầu không giảm, mà trong nhiều trường hợp có thể còn tăng lên.

Kết quả nghiên cứu khẳng định tính chất lưu biến của dầu sau khi xử lý nhiệt thường không ổn định và sẽ xấu dần theo thời gian. Gia nhiệt dầu lại thấp hơn nhiệt độ tối ưu, làm giảm đáng kể hiệu quả xử lý trước đó. Như vậy, nên xử lý dầu bằng cách gia nhiệt đến hoặc cao hơn nhiệt độ xử lý tối ưu.

Giải pháp xử lý gia nhiệt trên thực tế luôn đòi hỏi vốn đầu tư và chi phí sản xuất lớn do phải lắp đặt và duy trì khối lượng lớn lò đun, máy làm lạnh.

Kết quả nghiên cứu phương pháp xử lý gia nhiệt cho dầu paraffin mỏ Bạch Hổ để vận chuyển cho thấy: gia nhiệt cho dầu đến 45°C sẽ làm tính chất lưu biến của dầu xấu đi (nhiệt độ đông đặc cao nhất); gia nhiệt



Hình 6. Mối tương quan giữa nhiệt độ xử lý dầu và nhiệt độ đông đặc của dầu sau khi xử lý nhiệt tại các nhiệt độ khác nhau

cho dầu cao hơn 65°C sẽ làm nhiệt độ đông đặc của dầu giảm đáng kể; nhiệt độ xử lý dầu của Vietsovpetro tối ưu nhất là từ 75°C trở lên (nhiệt độ đông đặc của dầu sau xử lý sẽ thấp nhất).

Hình 6 thể hiện sự phụ thuộc nhiệt độ đông đặc của dầu thô mỏ Bạch Hổ vào nhiệt độ gia nhiệt khác nhau. Kết quả cho thấy, nếu nhiệt độ xử lý của dầu ở mức lớn hơn 75 - 80°C, thì nhiệt độ đông đặc của dầu sẽ ổn định.

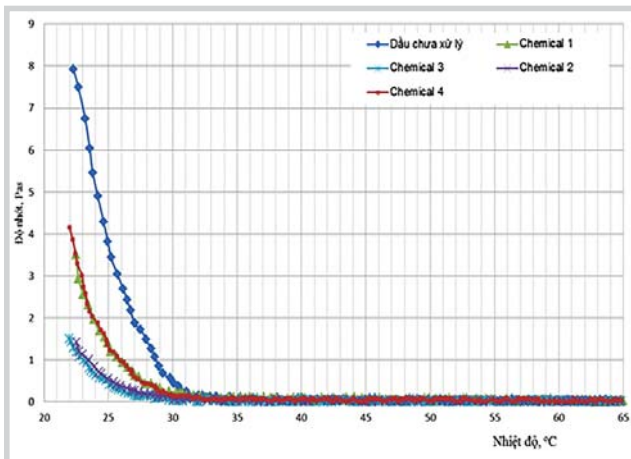
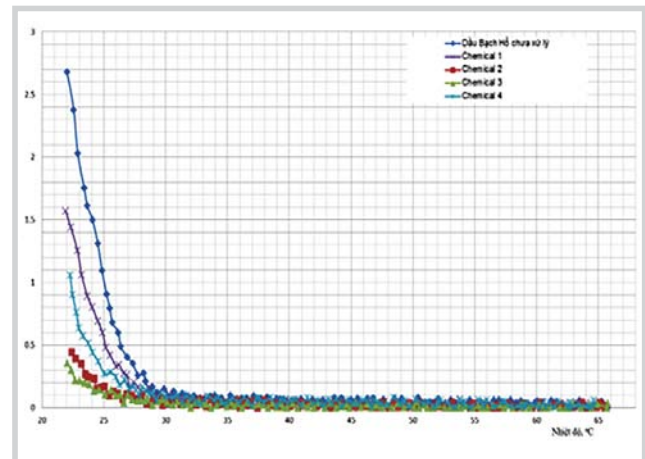
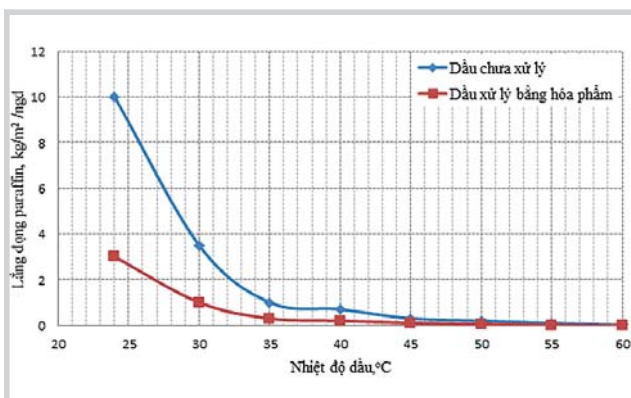
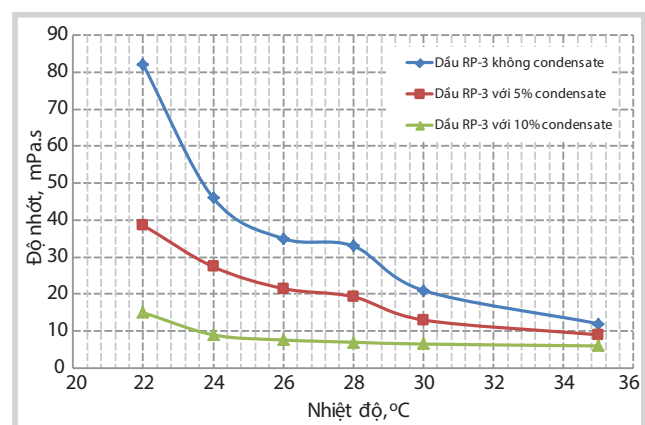
Có thể lựa chọn phương án đầu tư thiết bị gia nhiệt dầu phù hợp với chi phí sản xuất tối ưu tùy theo khoảng cách, phương pháp vận chuyển dầu.

3.2. Tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin sau xử lý gia nhiệt kết hợp với xử lý bằng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc

Hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc được sử dụng để làm giảm nhiệt độ đông đặc và cải thiện tính chất lưu biến của dầu thô (giảm độ nhớt, ứng suất trượt động) [5, 6]. Các chất hạ điểm đông không làm giảm độ nhớt của dầu

Bảng 6. Ảnh hưởng của hóa phẩm đến nhiệt độ đông đặc của dầu thô mỏ Rồng

TT	Hóa phẩm	Định lượng hóa phẩm (ml/m ³)	Nhiệt độ đông đặc ở các nhiệt độ xử lý (°C)		
			45	65	80
1	Chemical 1	1.000	28	25 - 26	24
2	Chemical 2	1.000	25 - 28	24	23
3	Chemical 3	1.000	25 - 27	22	18 - 22
4	Chemical 4	1.000	25 - 26	26	23 - 25

**Hình 7.** Độ nhớt của dầu thô mỏ Rồng không xử lý và xử lý hóa phẩm**Hình 8.** Độ nhớt của dầu thô mỏ Bạch Hổ không xử lý và xử lý hóa phẩm**Hình 9.** Tốc độ lắng đọng paraffin của dầu mỏ Rồng khi không xử lý và xử lý hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc**Hình 10.** Độ nhớt của hỗn hợp dầu với condensate tại các nhiệt độ khác nhau

ở nhiệt độ cao, mà tác dụng chỉ thể hiện rõ ở điều kiện nhiệt độ thấp khi xảy ra quá trình hình thành cấu trúc paraffin.

Hiệu quả của phương pháp xử lý dầu phụ thuộc vào tính chất hóa lý của dầu và điều kiện xử lý. Hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc thường được bơm vào dầu với định lượng 500 - 2.000ppm (dạng thương phẩm) ở điều kiện nhiệt độ mà tại đó paraffin đã ở trạng thái hòa tan. Hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc tăng cường, củng cố và duy trì lâu dài hiệu quả xử lý nhiệt của dầu. Hiệu quả của hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc phụ thuộc rất lớn vào thành phần và tính chất của dầu thô. Không có loại hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc nào chung cho các loại dầu.

Để đảm bảo khả năng khai thác và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi, cần phải đảm bảo dầu thô luôn ở trạng thái lỏng, hoặc giảm độ nhớt của dầu đến mức tối thiểu. Có nhiều phương pháp để giảm tối đa nhiệt độ đông đặc và độ nhớt như: duy trì dầu ở nhiệt độ cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin, hoặc xử lý dầu. Các thử nghiệm và kinh nghiệm khai thác dầu ngoài khơi cho thấy phương pháp hiệu quả là sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc để xử lý dầu thô, giảm độ nhớt và quan trọng là giảm lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác và vận chuyển bằng đường ống [6]. Bảng 6 trình bày một số kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm về tác dụng của hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc đến nhiệt

độ đông đặc của dầu thô khai thác tại mỏ Rồng xử lý tại nhiệt độ 65°C.

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu nhiệt độ đông đặc của dầu thô, các loại hóa phẩm có khả năng giảm nhiệt độ đông đặc hiệu quả nhất sẽ được lựa chọn để tiếp tục nghiên cứu mức độ ảnh hưởng đến độ nhớt và tốc độ lắng đọng paraffin. Kết quả Bảng 6 cho thấy, hóa phẩm Chemical 1 và Chemical 2 có hiệu quả làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu thô mỏ Rồng nhất (đến 18 - 22°C).

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của một số hóa phẩm có khả năng giảm nhiệt độ đông đặc nhiều nhất đến độ nhớt và tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô mỏ Rồng và Bạch Hổ được trình bày ở Hình 7 - 9.

Nếu sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc để xử lý dầu thô, thì độ nhớt dẻo ở vùng nhiệt độ thấp 22 - 28°C của dầu mỏ Rồng giảm đi khoảng 10 - 15 lần và 5 - 8 lần đối với dầu mỏ Bạch Hổ so với dầu không xử lý hóa phẩm. Nghiên cứu bằng phương pháp ngón tay lạnh, lắng đọng paraffin cũng giảm đi khoảng 45 - 52% đối với dầu đã xử lý hóa phẩm.

3.3. Tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu nhiều paraffin với condensate

Để nghiên cứu khả năng vận chuyển dầu nhiều paraffin từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ [6], Vietsovpetro đã thực hiện các nghiên cứu về tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu mỏ Rồng với condensate thu được ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng với các tỷ lệ khác nhau.

Kết quả nghiên cứu cho thấy nếu bổ sung 5% condensate vào dầu khai thác từ mỏ Rồng, thì nhiệt độ đông đặc sẽ giảm từ 21°C xuống còn 18°C, còn nếu bổ sung 10% condensate thì nhiệt độ đông đặc chỉ còn 16 - 17°C. Tính linh động của dầu thô tăng lên gấp gần 3 lần nếu bổ sung 5% condensate và tăng gấp 8 - 9 lần nếu bổ sung 10% condensate. Như vậy, để đảm bảo khả năng vận chuyển an toàn dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ, cần bổ sung lượng condensate $\geq 5\%$.

4. Kết luận

Đặc trưng của dầu khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro nói riêng và của bể Cửu Long nói chung là dầu có hàm lượng paraffin cao (19 - 27%), nhiệt độ đông đặc (29 - 36°C). Từ nhiệt độ 37 - 40°C trở lên, dầu biểu hiện tính chất của chất lỏng Newton và ở nhiệt độ thấp hơn dầu biểu hiện tính chất của chất lỏng phi-Newton.

Ở trạng thái chất lỏng phi-Newton, tính chất lưu biến của dầu khai thác tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được

diễn tả bằng 2 mô hình chính: mô hình Bingham và mô hình Bulkley-Herschel. Kết quả sẽ cho phép thực hiện các nghiên cứu sâu hơn về nhiệt - thủy động lực và xây dựng các mô hình nhiệt thủy lực tiêu biểu cho dòng chảy chất lưu trong đường ống ngầm ngoài khơi tại các mỏ của Vietsovpetro.

Dầu bão hòa khí có tính chất lưu biến vượt trội so với dầu đã tách khí, làm cơ sở để Vietsovpetro thực hiện giải pháp vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ dầu thấp hơn nhiệt độ đông đặc.

Khi hàm lượng nước trong dầu tăng đến 68 - 70%, độ nhớt của dầu sẽ giảm, đây là chỉ dấu điểm chuyển pha trong hệ nhũ tương dầu - nước mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng từ nhũ tương "nghịch" sang nhũ tương "thuận".

Nhiệt độ xử lý dầu tối ưu nhất cho dầu khai thác từ các mỏ của Vietsovpetro là từ 75°C trở lên. Tính chất lưu biến của dầu sẽ tốt lên và ổn định hơn khi kết hợp xử lý nhiệt với sử dụng PPD đúng loại và đúng định lượng.

Các kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến dầu thô nhiều paraffin tại các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng giúp Vietsovpetro hoàn thiện và phát triển công nghệ thu gom xử lý vận chuyển dầu để vận chuyển các sản phẩm của giếng khoan bằng đường ống ngầm ngoài khơi, góp phần nâng cao hiệu quả vận hành các mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và các mỏ kết nối.

Tài liệu tham khảo

1. Phùng Đình Thực. *Nghiên cứu hoàn thiện công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin, độ nhớt cao trong khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam*. Luận án, Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội. 1996.
2. Nguyễn Thúc Kháng. *Phát triển công nghệ vận chuyển dầu loại trừ sự phân lớp nhũ tương với mục đích nâng cao độ tin cậy trong vận hành đường ống dẫn dầu trên thềm lục địa Việt Nam*. Luận án, Đại học Tổng hợp Dầu khí Quốc gia Ufa, Liên bang Nga. 1999.
3. Phùng Đình Thực, Hà Văn Bích, Tống Cảnh Sơn, V.P.Vugovskoi, Lê Đình Hòe. *A new approach to study on thixotropic properties of waxy crude oils from Dragon and White Tiger fields offshore Vietnam*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia. 20 - 22 April, 1999.
4. Nguyễn Thúc Kháng, Hà Văn Bích, Tống Cảnh Sơn. *Ảnh hưởng của mức độ bão hòa khí đến tính lưu biến của dầu thô tăng móng mỏ Bạch Hổ và Rồng*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 1: trang 34 - 40.

5. Tống Cảnh Sơn. Vấn đề sử dụng hóa phẩm trong khai thác và vận chuyển dầu khí ở các mỏ của XNLD Vietsovpetro. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam". Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. 2005; 2: trang 152 - 159.

6. Từ Thành Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, Trần Văn Vinh, Phạm Bá Hiển, Trần Văn Thường, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn. 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: trang 28 - 31.

Research on rheological properties of crude oil from Bach Ho and Rong oil fields for transportation in submarine pipelines

Tu Thanh Nghia¹, Tong Canh Son¹, Pham Ba Hien¹
Nguyen Hoai Vu¹, Phan Duc Tuan¹, Nguyen Thuc Khang²

¹Vietsovpetro

²Vietnam Petroleum Association

Email: vunh.pt@vietsov.com.vn

Summary

Oil produced from the oil fields of Vietsovpetro Joint Venture has complex physical and chemical properties with high viscosity, high pour point and high paraffin content. Many comprehensive researches have been systematically conducted by Vietsovpetro's scientists and engineers to study the characteristics of paraffinic oil and successfully build a rheological property model for oil produced from Bach Ho and Rong oil fields. Based on the results of these researches, Vietsovpetro has step by step developed its own technology for gathering, treatment and safe transportation of crude oil produced at its oil fields through submarine pipelines, ensuring constant and efficient production of oil and gas. This article focuses on summarising the results of the rheological research on paraffinic oil from Vietsovpetro's oil fields.

Key words: Paraffinic oil, rheological properties paraffinic oil transportation.

DỰ BÁO TÌNH TRẠNG NGẬP NƯỚC CỦA CÁC GIẾNG KHAI THÁC MỎ LAN TÂY TRÊN CƠ SỞ ỨNG DỤNG NGUYÊN LÝ CÂN BẰNG VẬT CHẤT

Vũ Mạnh Hào, Lê Vũ Quân
Vũ Đức Ứng, Phạm Hồng Sơn
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: haovm@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mỏ Lan Tây (thuộc Lô 06-1, bể Nam Côn Sơn) có diện tích khoảng 950km², được đưa vào khai thác từ cuối năm 2002. Tính đến hết tháng 12/2016, mỏ Lan Tây đã khai thác được 47,53 tỷ m³ khí (chiếm 95,06% tổng trữ lượng khí có thể thu hồi), 18,71 triệu thùng condensate (chiếm 94% tổng trữ lượng condensate có thể thu hồi). Đến nay, mỏ Lan Tây chưa xảy ra hiện tượng ngập nước tại các giếng khai thác, tuy nhiên việc dự báo thời điểm ngập nước có ý nghĩa quan trọng trong chiến lược quản lý và khai thác mỏ. Bài báo phân tích và dự báo hiện tượng ngập nước của các giếng khai thác mỏ Lan Tây, từ đó đề xuất phương án khai thác mỏ hiệu quả.

Từ khóa: Mỏ Lan Tây, tình trạng ngập nước.

1. Giới thiệu

Mỏ Lan Tây được đưa vào khai thác từ cuối năm 2002. Sau khi đưa lần lượt 5 giếng (1P, 2P, 3P, 5P và 6P) vào khai thác, sản lượng khai thác của mỏ Lan Tây trong năm 2004 đạt 2,58 tỷ m³ (0,091 nghìn tỷ ft³) khí và 0,7 triệu thùng condensate. Trong giai đoạn 2005 - 2013, sản lượng khai thác khí đạt trên 3,5 tỷ m³/năm (0,12 nghìn tỷ ft³), sản lượng condensate trên 0,6 triệu thùng/năm. Từ năm 2014, kế hoạch sản lượng khai thác khí của mỏ Lan Tây được điều chỉnh giảm so với các năm trước và lần lượt ở mức là 2,7 tỷ m³ (2014) và 2,5 tỷ m³ (2015), 1,8 tỷ m³ (2016). Tính đến hết tháng 12/2016, tổng sản lượng khai thác của mỏ Lan Tây là 47,53 tỷ m³ khí và 18,71 triệu thùng condensate [1].

Lượng nước khai thác của mỏ Lan Tây là lượng nước trong khí ngưng tụ lại, do vậy hàm lượng muối trong nước khai thác khá thấp, trung bình 80 - 110ppm. Từ tháng 5/2015 đến nay, hàm lượng muối trong nước khai thác của mỏ có thời điểm ở mức khá cao (> 3.000ppm) vượt ngưỡng cho phép (150ppm) khi có sự tham gia khai thác với lưu lượng cao của các giếng 5P và 6P (2 giếng có khoảng mở vỉa sâu nhất) (Hình 1). Sự tăng hàm lượng muối trong nước khai thác có thể dự báo ranh giới khí - nước đang dần tiệm cận tới khoảng mở vỉa của các giếng này. Hiện tại tỷ số nước - khí của mỏ Lan Tây là 1,78 thùng/triệu ft³ tiêu chuẩn.

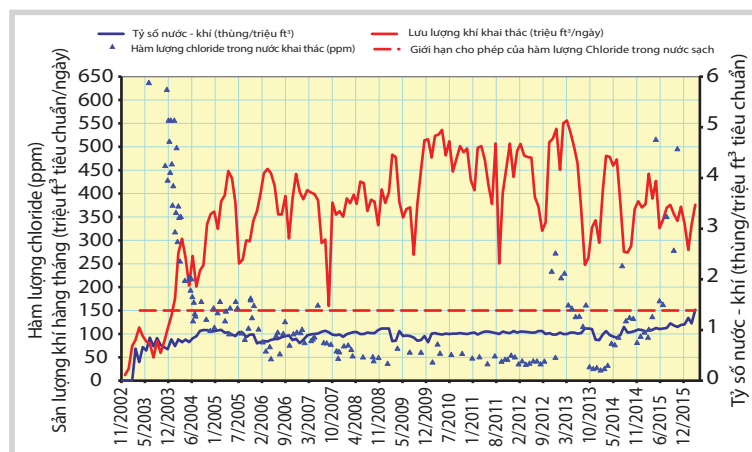
Trong bài báo này, nhóm tác giả phân tích và dự báo khả năng xảy ra hiện tượng ngập nước của các giếng khai thác trên cơ sở áp dụng nguyên lý cân bằng vật chất, từ đó đề xuất giải pháp nhằm kéo dài thời gian khai thác mỏ.

2. Dự báo cơ chế năng lượng vỉa và đánh giá khả năng ngập nước mỏ Lan Tây

2.1. Dự báo cơ chế năng lượng vỉa

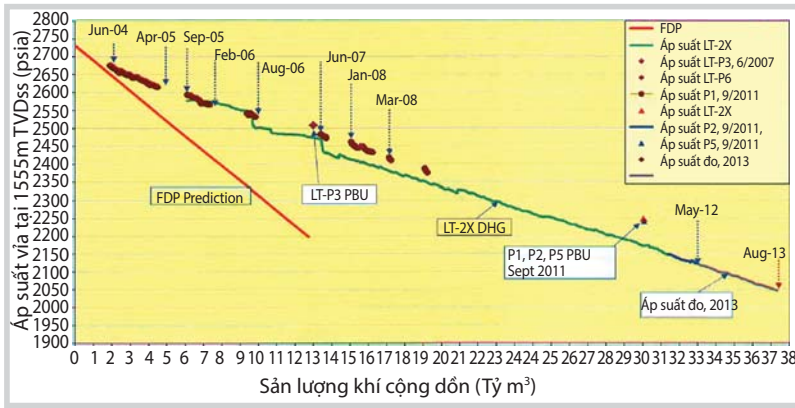
Động thái áp suất vỉa của mỏ Lan Tây khá tốt. Từ năm 2002 - 2011, áp suất chỉ giảm 530psia (từ 2.779psia giảm còn 2.250psia) tốt hơn nhiều so với đường suy giảm áp suất theo FDP. Theo xu hướng suy giảm áp suất hiện nay (Hình 1) thì khi tổng sản lượng khai thác đạt đến trữ lượng thu hồi 1,78 nghìn tỷ ft³, áp suất vỉa suy giảm còn 1.900psia tại 1.555mTVDss.

Đối với vỉa khí condensate, cơ chế năng lượng vỉa có thể được xác định qua mối tương quan giữa áp suất vỉa (hay tỷ số P/z) và sản lượng khai thác khí - condensate cộng dồn (G_p) [4].

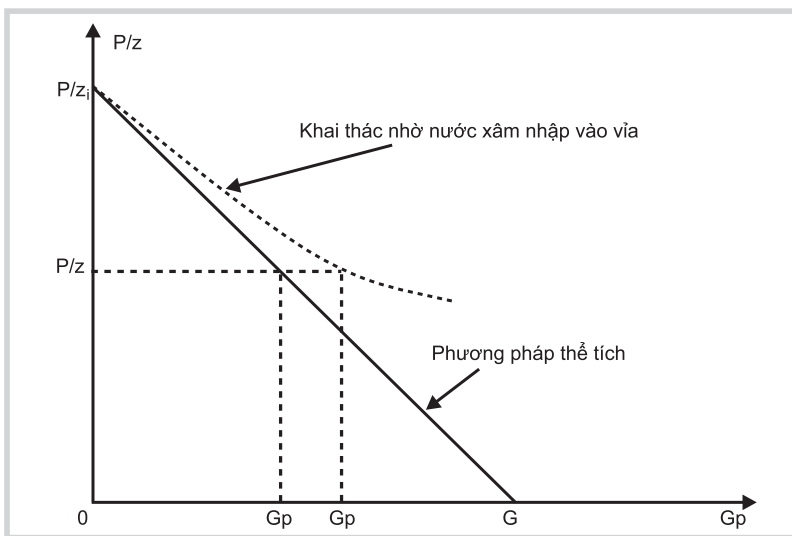


Hình 1. Hàm lượng chloride trong nước khai thác và tỷ số nước - khí mỏ Lan Tây [2]

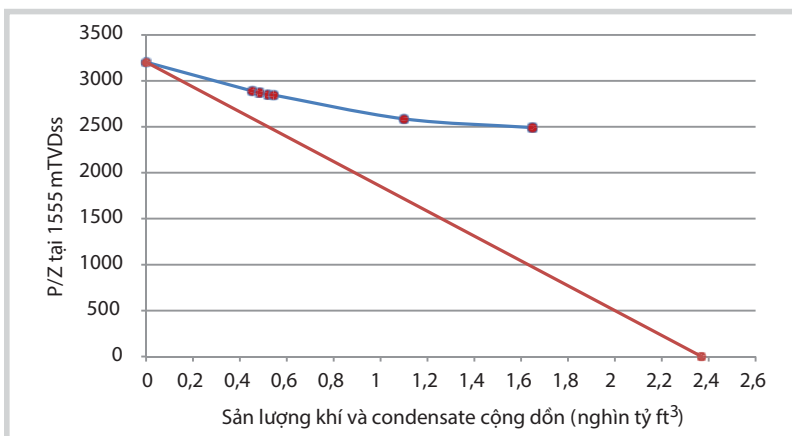
Ngày nhận bài: 8/7/2016. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 11/7 - 14/7/2016. Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/12/2016.



Hình 2. Hiện trạng áp suất vỉa và sản lượng khí cộng dồn [3]



Hình 3. Quan hệ giữa P/z và Gp đối với mỏ khí trong trường hợp vỉa khai thác với tầng nước đáy và vỉa thể tích



Hình 4. Quan hệ giữa P/z với sản lượng khai thác khí và condensate cộng dồn mỏ Lan Tây

Đối với vỉa khai thác bằng cơ chế năng lượng tự nhiên không có vùng nước hỗ trợ (aquifer) thì mối quan hệ giữa áp suất vỉa với sản lượng khai thác khí - condensate cộng dồn là tuyến tính và được thể hiện như phương trình sau:

$$\frac{P}{z} = -\frac{P_i}{z_i G} G_p + \frac{P_i}{z_i}$$

Đối với vỉa có nước hỗ trợ thì mối quan hệ giữa áp suất vỉa với sản

lượng khí - condensate cộng dồn là không tuyến tính vì sự suy giảm áp suất vỉa trong quá trình khai thác nhỏ hơn so với trường hợp khai thác bằng cơ chế năng lượng tự nhiên không có vùng nước hỗ trợ (Hình 3).

Từ kết quả đo áp suất, việc xây dựng đường cong P/z (Hình 4) cho thấy các giếng của mỏ Lan Tây có nước đáy hỗ trợ như đã đề cập trong báo cáo FDP với thể tích aquifer là 220 tỷ thùng.

3.2. Đánh giá khả năng ngập nước

Mỏ Lan Tây đang được khai thác với lưu lượng ổn định, chưa xảy ra hiện tượng nước xâm nhập tại các giếng khai thác. Tuy nhiên, do đặc thù mỏ có vùng nước đáy lớn nên có thể gây ra hiện tượng ngập nước. Vì vậy, việc phân tích và dự báo khả năng ngập nước để có biện pháp xử lý kịp thời nhằm nâng cao hiệu quả khai thác là rất cần thiết.

Để xác định vị trí ranh giới khí - nước trong quá trình khai thác và tại thời điểm kết thúc khai thác mỏ được thực hiện thông qua việc tính toán lượng nước xâm nhập vào vỉa, dựa trên phương trình cân bằng vật chất [4]:

$$G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e = G_p B_g + B_w W_p \quad (1)$$

Trong đó:

G : Trữ lượng khí và condensate tại chỗ;

B_g : Hệ số thể tích của khí;

B_{gi} : Hệ số thể tích của khí ban đầu;

B_w : Hệ số thể tích của nước;

C_w : Hệ số nén của nước;

C_f : Hệ số nén của đất đá;

S_{wi} : Độ bão hòa nước ban đầu;

W_e : Lượng nước xâm nhập;

W_p : Lượng nước khai thác.

3.2.1. Tính toán ranh giới khí - nước

Tính đến ngày 31/5/2016, sản lượng khai thác cộng dồn của mỏ Lan Tây đạt 1.650 tỷ ft³ khí (đã khai thác được 91% trữ

lượng thu hồi) và 18,5 triệu thùng condensate (đã khai thác được 92% trữ lượng thu hồi) [1]. Lượng nước khai thác cộng dồn: 1,63 triệu thùng. Mức độ suy giảm áp suất vỉa theo sản lượng khai thác cộng dồn được thể hiện ở Hình 2. Dựa theo mối quan hệ này có thể ước tính áp suất vỉa trong tháng 5/2016 là khoảng 1.950psia tại 1.555mTVDss và 1.964psia tại 1.630mTVDss.

Các thông số, tính chất chất lưu và vỉa chứa được trình bày ở Bảng 1 [5].

Sản lượng condensate và nước khai thác quy đổi được tính theo các công thức sau [4]:

- Lượng condensate quy đổi được tính theo công thức:

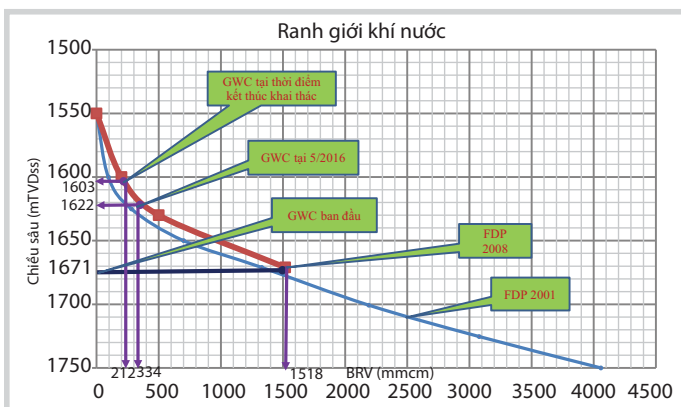
$$GE = V = \frac{nR'T_{sc}}{p_{sc}} = \frac{350,5 \gamma_o (10,73) (520)}{M_{wo} (14,7)} = 133,000 \frac{\gamma_o}{M_{wo}} \quad (2)$$

Trong đó:

$$M_{wo} = \frac{5954}{\rho_o API - 8,811} = \frac{42,43 \gamma_o}{1,008 - \gamma_o} \quad (3)$$

Bảng 1. Đặc điểm chất lưu và vỉa chứa

Trữ lượng khí tại chỗ (tỷ ft ³)	2.370
Trữ lượng condensate tại chỗ (triệu thùng)	27,3
B _g (cuft/SCF)	0,007274302
B _{gi} (cuft/SCF)	0,006063914
C _w (psi ⁻¹)	3,46 × 10 ⁻⁶
S _{wi}	0,05
C _f (psi ⁻¹)	6,30 × 10 ⁻⁶
Độ rỗng đá chứa Φ, (%)	31
Thể tích khung đá ban đầu (BRV ban đầu) triệu m ³	1518
B _w , rb/stb	1,03
Tỷ số nước - khí trung bình (WGR), thùng/triệu ft ³ tiêu chuẩn	0,98
Độ bão hòa khí dư	0,3
Hệ số nén hiện tại z	0,87
Áp suất vỉa tại 1.555m TVDss (psia)	1.950
Nhiệt độ vỉa (°F)	205
Áp suất vỉa ban đầu tại 1.600m TVDss (psia)	2.795
Hệ số nén ban đầu Z _i	0,903
Gradient áp suất (psi/ft)	0,0422



Hình 5. Xác định ranh giới khí - nước theo BRV [5, 6]

- Lượng nước quy đổi được tính theo công thức:

$$GE_w = \frac{nR'T_{sc}}{p_{sc}} = \frac{350,5 \times 1,00 \times 10,73 \times 520}{18 \times 14,7} \quad (4)$$

$$= 7390 \text{ ft}^3 \text{ tiêu chuẩn/thùng}$$

- Lượng condensate quy đổi theo công thức (2) và (3) là 13,1 tỷ ft³

- Lượng nước khai thác quy đổi theo công thức (4) là 12,1 tỷ ft³

Do vậy, tổng sản lượng khí khai thác gồm nước và condensate quy đổi, G_p = 1.670 tỷ ft³.

Lượng nước xâm nhập vào vỉa (We) được xác định theo phương trình cân bằng vật chất (công thức (1)) là 1.500 triệu thùng (238,5 triệu m³).

Như vậy thể tích khung đá (BRV) còn lại là:

$$BRV = BRV \text{ ban đầu} - [W_e / \Phi \times (1 - S_{wi} - S_{gr})]$$

$$= 334 \text{ triệu m}^3.$$

Do đó ranh giới khí - nước tính đến tháng 5/2016 được xác định theo Hình 5 là 1.622mTVDss.

3.2.2. Tính toán ranh giới khí - nước tại thời điểm dự kiến kết thúc khai thác mỏ khi sản lượng khai thác khí cộng dồn G_p = 1,78 nghìn tỷ ft³

Mỏ Lan Tây được dự báo khai thác với trữ lượng khí thu hồi là 1,78 nghìn tỷ ft³ và trữ lượng condensate thu hồi là 19,9 triệu thùng. Áp suất vỉa trung bình tại thời điểm khai thác hết trữ lượng khí có thể thu hồi được xác định là 1.870psia tại 1.550mTVDss và 1.884psia tại 1.630mTVDss.

- Trữ lượng khí thu hồi: 1,78 nghìn tỷ ft³
- Lượng nước khai thác cộng dồn: 1,74 triệu thùng
- Trữ lượng condensate thu hồi: 19,9 triệu thùng
- Trữ lượng condensate quy đổi là: 14,06 tỷ ft³
- Lượng nước khai thác quy đổi theo là: 12,9 tỷ ft³

Do vậy, tổng lượng khí khai thác bao gồm nước và condensate quy đổi, G_p = 1,81 nghìn tỷ ft³.

Lượng nước xâm nhập được tính toán theo phương trình cân bằng vật chất là 1.655 triệu thùng (263 triệu m³).

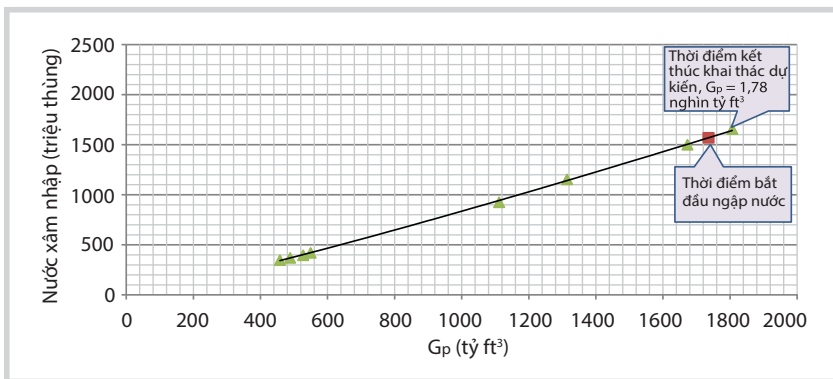
Thể tích khung đá còn lại được tính theo công thức:

$$BRV = BRV \text{ ban đầu} - [W_e / \Phi \times (1 - S_{wi} - S_{gr})]$$

$$= 212 \text{ triệu m}^3$$

Bảng 2. Kết quả tính toán lượng nước xâm nhập vào vỉa theo sản lượng khai thác khí và condensate cộng dồn

Sản lượng khí và condensate cộng dồn (tỷ ft ³)	Lượng nước xâm nhập vào vỉa (triệu thùng)
457,86	348,57
488,19	369,71
527,04	396,46
549,48	420,74
1.111,47	925,66
1.313,91	1.155,01
1.673,23	1.499,99
1.806,92	1.655,38



Hình 6. Dự báo lượng nước xâm nhập trong quá trình khai thác

Bảng 3. Dự báo ranh giới khí - nước

Chiều sâu (mTVDss)	Độ sâu đáy giếng khai thác (mTVDss)					Độ sâu ranh giới khí - nước GWC (mTVDss)		
	LT-1P	LT-2P	LT-3P	LT-5P	LT-6P	Ban đầu	Tháng 5/2016	Tại thời điểm G _p = 1,78 nghìn tỷ ft ³
1.560								
1.570		1.576						
1.580	1.581							
1.590			1.591					
1.600					1.607			1.603
1.610				1.612				
1.620								
1.630							1.622	
1.640								
1.650								
1.660								
1.670						1.671		
1.680								

Bảng 4. Dự báo thời gian bắt đầu ngập nước các giếng mỏ Lan Tây

Tên giếng	Chiều sâu (mTVDss)	Thể tích khung đá tại chiều sâu đáy giếng (triệu m ³)	Thể tích nước xâm nhập tại thời điểm bắt đầu ngập nước		Sản lượng khai thác cộng dồn G _p (tỷ ft ³)	Thời gian bắt đầu ngập nước dự kiến
			Triệu m ³	Triệu thùng		
1P	1.581	105	285	1.791	1.949	Tháng 7/2020
2P	1.576	100	286	1.797	1.955	Tháng 8/2020
3P	1.591	140	278	1.746	1.907	Tháng 11/2019
5P	1.612	280	249	1.569	1.736	Tháng 5/2017
6P	1.607	250	256	1.607	1.773	Tháng 11/2017

Do đó ranh giới khí - nước tại thời điểm kết thúc khai thác mỏ là 1.603mTVDss (Hình 5).

Tính toán lượng nước xâm nhập vào vỉa trong quá trình khai thác dựa theo phương trình cân bằng vật chất và có mối quan hệ chặt chẽ với tổng sản lượng khai thác khí và condensate cộng dồn. Kết quả dự báo lượng nước xâm nhập vào vỉa theo sản lượng khai thác khí và condensate cộng dồn (Bảng 2 và Hình 6).

Với độ sâu đáy của các giếng khai thác 1P, 2P, 3P, 5P và 6P lần lượt là 1.581mTVDss, 1.576mTVDss, 1.591mTVDss, 1.612mTVDss và 1.607mTVDss và ranh giới khí - nước tại tháng 5/2016 là 1.622mTVDss có thể thấy rằng giếng 5P sẽ sớm bị ngập nước (Bảng 3).

Dự báo thời điểm ngập nước tại các giếng khai thác được tính toán với giả định sản lượng khai thác của mỏ Lan Tây trung bình mỗi năm là 70 tỷ ft³ khí và 0,6 triệu thùng condensate đến cuối đời mỏ. Tại thời điểm kết thúc khai thác dự kiến khi sản lượng khai thác khí cộng dồn G_p = 1,78 nghìn tỷ ft³, 2 giếng khai thác sẽ bị ngập nước là 5P và 6P, nếu tiếp tục khai thác các giếng còn lại sẽ bị ngập nước. Kết quả dự báo thời gian và sản lượng khai thác cộng dồn tại thời điểm các giếng bắt đầu ngập nước được trình bày tại Bảng 4.

4. Kết luận

Dự báo thời gian ngập nước của mỏ Lan Tây được đưa ra dựa trên các thông số đầu vào của vỉa và chất lưu trước đó, các dự báo về áp suất vỉa và các tính toán dựa trên phương trình cân bằng vật chất, với giả định sản lượng khai thác trung bình của mỏ mỗi năm là 70 tỷ ft³ khí và 0,6 triệu thùng condensate. Kết quả nghiên cứu cho thấy ranh giới khí - nước sẽ dịch chuyển dần lên trên và giếng 5P ngập nước sớm nhất (vào khoảng

tháng 5/2017), các giếng còn lại sẽ lần lượt bị ngập nước vào các năm 2017, 2019 và 2020. Do đó, cần xem xét điều chỉnh khai thác với lưu lượng hợp lý, trung bình mỗi năm không vượt quá 70 tỷ ft³ khí và 0,5 triệu thùng condensate để làm chậm lại thời gian ngập nước và kéo dài thời gian khai thác mỏ.

Tài liệu tham khảo

1. Viện Dầu khí Việt Nam. *Nghiên cứu phục vụ quản lý khai thác các mỏ dầu khí do nhà thầu nước ngoài điều hành tại Việt Nam*. 2016.

2. TNK Viet Nam B.V. (a Rosneft subsidiary). *Block 06,1 PSC monthly production report*.

3. TNK Viet Nam B.V. (a Rosneft subsidiary). *Block 06,1 production and reservoir management*. 2015.

4. B.C.Craft, M.F.Hawkins. *Applied petroleum reservoir engineering (2nd edition)*. Revised by Ronald E.Terry. 1991.

5. Công ty Dầu khí BP. *Báo cáo phát triển mỏ Lan Tây - Lan Đỏ*. 2001, 2008.

6. Công ty Dầu khí BP. *Báo cáo đánh giá trữ lượng mỏ Lan Tây - Lan Đỏ*. 2001.

Predicting water influx for gas production wells of Lan Tay field using material balance method

Vu Manh Hao, Le Vu Quan
Vu Duc Ung, Pham Hong Son
Vietnam Petroleum Institute
Email: haovm@vpi.pvn.vn

Summary

Lan Tay gas field, which is located in Block 06-1 of Nam Con Son basin in a total area of 950km², was put into production in late 2002. As of end December 2016, Lan Tay field has produced 47.53bcm of gas and 18.71mmstb of condensate, which account for 95.06% and 94% of its recoverable reserve, respectively. So far there has been no water influx phenomenon in the production wells of Lan Tay field, however, it is important to forecast the water influx period for reservoir production and management strategies. This paper analyses and forecasts this phenomenon for the production wells of Lan Tay field and proposes an optimal production strategy.

Key words: Lan Tay field, water Influx.

ĐẶC ĐIỂM CÁC THÀNH TẠO ĐÁ CARBONATE CHỨA DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM

**Trần Khắc Tân¹, Ngô Thường San¹
Nguyễn Xuân Phong², Nguyễn Anh Đức²
Trần Như Huy²**

¹Hội Dầu khí Việt Nam
²Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
Email: tantk2016@gmail.com

Tóm tắt

Lượng dầu khai thác trong đá carbonate trên thế giới hiện nay chiếm hơn 50%. Từ những năm đầu thế kỷ 20, các nhà địa chất Pháp đã phát hiện ra chất lỏng màu nâu trong các tinh hốc và khe nứt trên một dải đá vôi graphic hóa mỏng bị phá hủy mạnh thuộc móng uốn nếp Paleozoic khu vực Núi Lịch, tỉnh Yên Bái. Đến năm 1987, dòng dầu đầu tiên đã được khai thác ở độ sâu 2.270 - 2.275m từ các thành tạo đá carbonate tuổi Miocene ở giếng khoan ĐH-1X, bể Nam Côn Sơn với lưu lượng 3.280 thùng/ngày [1].

Trong những năm gần đây, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trên toàn thềm lục địa Việt Nam và phát hiện các tích tụ dầu khí trong đối tượng chứa carbonate có tuổi từ Paleozoic đến Đê Tam.

Bài báo tổng kết đánh giá quy mô phân bố, vị trí địa tầng, nghiên cứu đặc tính chứa, các loại bẫy và tiềm năng dầu khí của các thành tạo đá carbonate chứa dầu khí ở Việt Nam, có ý nghĩa quan trọng trong việc định hướng công tác tìm kiếm và thăm dò dầu khí.

Từ khóa: Thành tạo đá carbonate, Đê Tam, Paleozoic.

1. Đặc điểm địa tầng và diện phân bố các thành tạo đá carbonate chứa dầu khí

Các giếng khoan tìm kiếm thăm dò sâu hơn 4.500m ở các bể trầm tích Đệ Tam: Sông Hồng, Nam Côn Sơn, Phú Khánh, mở ra toàn bộ mặt cắt địa tầng trầm tích lục nguyên, carbonate chứa dầu khí (Hình 1). Đặc biệt, giếng khoan thăm dò HR-1X, HR-2X trong đá carbonate nứt nẻ và hang hốc có tuổi Paleozoic, Lô 106, ngoài khơi vịnh Bắc Bộ do nhà điều hành Petronas [2] thực hiện năm 2008 đã cho dòng dầu công nghiệp khoảng 4.859 thùng/ngày, mở ra một giai đoạn mới trong tìm kiếm dầu khí trong thành tạo đá vôi cổ chôn vùi dưới các thành tạo lục nguyên tuổi Cenozoic ở bể Sông Hồng sau hơn 100 năm phát hiện dầu thấm rỉ từ đá vôi tuổi D.e vùng Núi Lich tỉnh Yên Bái.

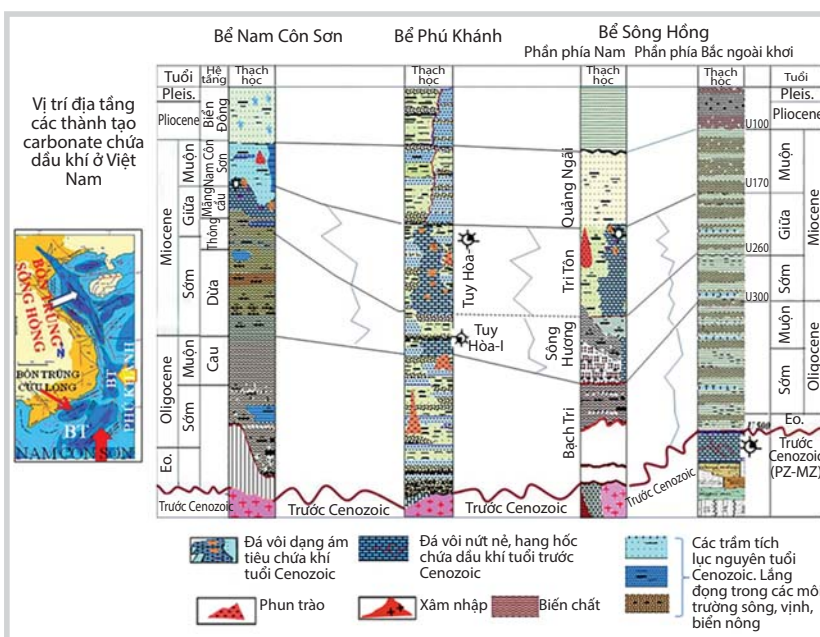
Các mỏ dầu khí chứa trong các thành tạo carbonate có tuổi Paleozoic và Cenozoic được thống kê ở Bảng 1:

- Mỏ Hàm Rồng, Yên Tử, Lô 102-106, bể Sông Hồng, phần ngoài khơi: dầu khí

được chứa trong các thành tạo carbonate nứt nẻ, hang hốc thuộc hệ tầng Bắc Sơn, Bãi Cháy tuổi Paleozoic, từ Devonian đến Permian.

- Mỏ dầu khí Lan Tây - Lan Đỏ, Đại Hùng, Lô 05-1, 06-1, bể Nam Côn Sơn thuộc hệ tầng Nam Côn Sơn, Măng Cầu - Thông, tuổi Miocene sớm - giữa đến muộn.

Các thành tạo carbonate chứa dầu khí được phát hiện trong quá trình khoan tìm kiếm thăm dò ở thềm lục địa Việt Nam được thống kê ở Bảng 2.



Hình 1. Minh họa địa tầng các bể trầm tích Đê Tam và các thành tạo carbonate chứa dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam

Bảng 1. Thống kê các mỏ chứa dầu khí trong các thành tạo carbonate tuổi Paleozoic và Cenozoic ở ngoài khơi vịnh Bắc Bộ, bể Sông Hồng và bể Nam Côn Sơn

Bể		Tuổi				Mỏ dầu khí	
		Đệ Tam (Cenozoic)			Cổ sinh (Paleozoic)		
		Miocene muộn	Miocene giữa	Miocene sớm	Devonian-Carboniferous-Permian	Mỏ	Lô
Sông Hồng	Phía Bắc ngoài khơi				Hệ tầng Bắc Sơn?	Hàm Rồng, Yên Tử	102, 106
	Nam Sông Hồng		Hệ tầng Tri Tôn	Sông Hương		Cá Voi Xanh	118
Nam Côn Sơn		Hệ tầng Nam Côn Sơn	Hệ tầng Măng Cầu, Thông			Lan Tây - Lan Đỏ Đại Hùng	06, 05.1b

Bảng 2. Thống kê các thành tạo carbonate tuổi Paleozoic và Cenozoic được phát hiện chứa dầu khí trong quá trình khoan tìm kiếm thăm dò và vết lộ khảo sát

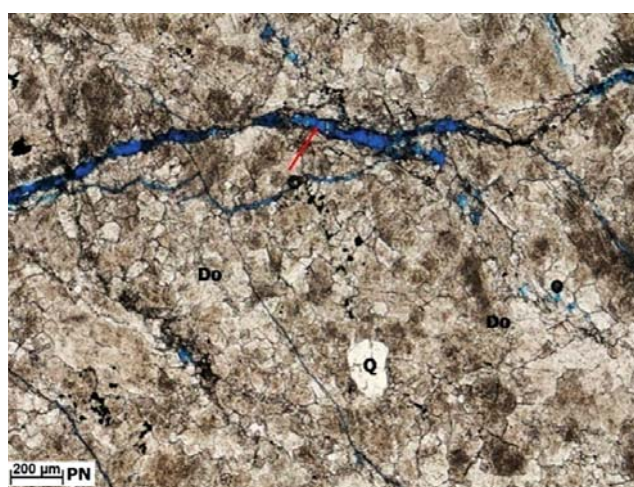
Bể		Tuổi					Khu vực lô và giếng khoan biểu hiện dầu khí	
		Đệ Tam (Cenozoic)				Cổ sinh (Paleozoic)		
		Miocene muộn	Miocene giữa	Miocene sớm	Oligocene			
Sông Hồng	Phía Bắc ngoài khơi					Hệ tầng Bắc Sơn? Núi Voi Kiến An?	106-HL-1X	Khí
	Nam Sông Hồng		Hệ tầng Tri Tôn	Sông Hương			115-A-1X 117-STB-1X 119-CH-1X	Khí
Phú Khánh		Hệ tầng Tuy Hòa					120-CS-1X 121-CM-1X 123-TH-1X	Khí
Nam Côn Sơn		Hệ tầng Nam Côn Sơn	Hệ tầng Măng Cầu, Thông				03-PL-1X DUA-1X 05B-TL-1X 06-HDB-1X	Khí và dầu
Điểm lộ dầu Núi Lịch Yên Bái, phía Bắc bể Sông Hồng						Hệ tầng Núi Lịch dưới D ₁ ? - D ₂ e		Dầu lỏng trong tinh hốc

2. Thành phần thạch học và trầm tích đá carbonate chứa dầu khí

2.1. Các thành tạo carbonate chứa dầu khí tuổi Paleozoic

Kết quả nghiên cứu thành phần thạch học, phân loại đá carbonate mỏ Hàm Rồng - Yên Tử tuổi Paleozoic được thống kê ở Bảng 3. Các thành tạo carbonate bao gồm: dolomite, dolomite kết tinh, đá vôi waskestone, packstone.

Các đá carbonate giàu trùng lỗ (Fusiline) tảo, san hô và Echinoderm, phổ biến các loại đường khâu và bị nứt nẻ mạnh, đá bị biến đổi và thay thế một phần hoặc toàn bộ bởi các tinh thể calcite kích thước lớn, bị dolomite hóa [3]. Các đường khâu cũng bị biến đổi lấp đầy một phần silic, các thành tạo lục nguyên, phun trào (Hình 2). Các thể dolomite biến đổi tạo nên các độ rỗng dạng hang hốc và độ rỗng giữa các tinh thể. Quá trình biến đổi này một phần liên quan đến quá trình biến tiến và biến thoái và



Hình 2. Ảnh thạch học lát mỏng, mẫu vụn bùn khoan chiều sâu 359,99m, giếng khoan 106-HRN-1X: dolomite kết tinh. Đá chứa nhiều đường khâu và nứt nẻ (chiều mũi tên), Q: thạch anh, Do: dolomite, dưới nicol

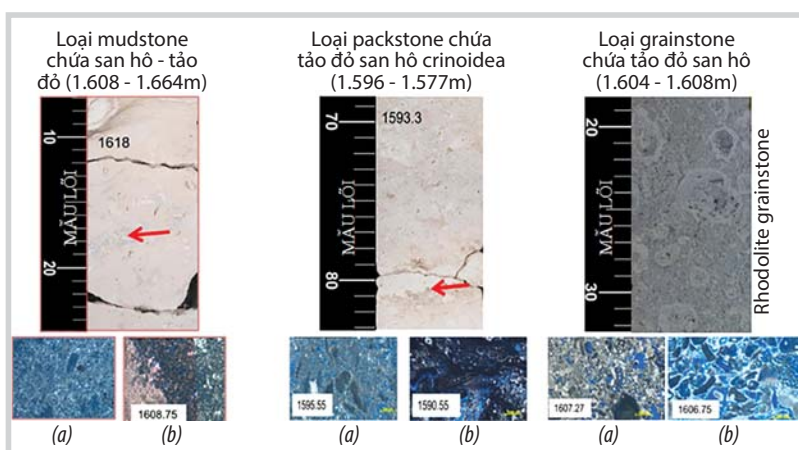
phần khác cũng có thể dolomite ở khu vực này liên quan đến các đới nước ngầm.

Bảng 3. Kết quả phân tích thạch học mẫu lát mỏng giếng khoan mỏ Hàm Rồng (PIVEP, 2014)

		Độ chọn lựa	Tham số cấu trúc				Thành phần khoáng vật (%)																Độ rỗng dưới kính									
Số mẫu	Độ sâu (m)	Phân loại đá	Độ chọn lựa		Độ bão tròn	Cấu trúc	Tiếp xúc giữa các hạt	Khung hạt						Mảnh xương san hô				Nền vụn				Xi măng và khoáng vật tự sinh										
			Trung bình (Mz)	Độ chọn lựa				Thạch anh	K-Feldspar	Plagiocl	Kết hạch	Carbonate	Thạch anh	Tảo	Trùng lỗ	San hô	Echinoderm	Mảnh vụn lục nguyên	Carbonate vi tinh	Vật liệu hữu cơ	Dolomite vi tinh	Calcite chứa sắt	Calcite không chứa sắt	Dolomite không chứa sắt	Dolomite chứa sắt	Thạch anh	Pyrite/ Opaque	Giữa hạt	Giữa tinh thể	Nút nẻ	Hang hốc	
56	3.480,05	Dolomite kết tinh				Nút nẻ kết	Bùn kết															93,7		1,3	1,0							
57	3.485 - 3.490	Wackeston				Nút nẻ																										
58	3.500,03	Dolomite kết tinh				Nút nẻ kết	Bùn kết																									
59	3.515,02	Dolomite kết tinh				Nút nẻ kết	Bùn kết																									
60	3.529,99	Dolomite kết tinh				Đường khâu - nút nẻ	Bùn kết																									
61	3.545 - 3.550	Wackeston				Nút nẻ																										
62	3.559,01	Sublitharenite		Tr-I	0,56	Nút nẻ							8,3																			
63	3.580,02	Wackeston-Pack				Hạt																										
64	3.603,99	Kết hạch																														
65	3.618,02	Packston				Đường khâu - Hạt nút nẻ	Hạt nút nẻ																									
66	3.650,00	Đá vôi kết tinh				Đường khâu - nút nẻ	Bùn kết																									
67	3.690,00	Đá vôi giàu calcite				Đường khâu - nút nẻ	Bùn kết																									
68	3.725,01	Dolomite kết tinh				Đường khâu - nút nẻ	Bùn kết																									
69	3.774,00	Đá vôi kết tinh				Đường khâu - nút nẻ	Bùn kết																									
70	3.809,99	Đá vôi kết tinh				Đường khâu - nút nẻ	Bùn kết																									

Bảng 4. Thành phần thạch lát mỏng ở các điểm lộ của các thành tạo carbonate hệ tầng Núi Voi, Kiến An, tuổi Paleozoic (VPI, 2013)

Mẫu điểm lộ	Vị trí	Phân loại đá	Tham số cấu trúc					Thành phần khoáng vật %												Độ rỗng dưới kính				
			Kích cỡ hạt			Độ chọn lựa	Độ tròn	Tiếp xúc giữa các hạt	Mảnh xương san hô						Xi măng và khoáng vật tự sinh									
									Khung hạt															
			Trung bình	Lớn nhất	Nhỏ nhất				Trùng lỗ	Tảo	Brachiopod	Bivalvia	Mảnh vụn vôi	Echinoderm	Calcite	Calcite sắt	Dolomite	Sili/Q	Chlorite	Nguyên sinh	Thứ sinh	Nhỏ	Hang hốc	Giữa các tinh thể
6,1	Núi Voi - Kiến An	Dolomite kết tinh	Nứt nẻ			Bùn kết							1,7		97,3				0,3	0,7				
6,2	Núi Voi - Kiến An	Wackestone	Nứt nẻ			Bùn kết	2,0	3,3	2,3				3,0	71		12,7				Vết				
6,3	Núi Voi - Kiến An	Dolomite kết tinh	Nứt nẻ			Bùn kết								1		98				Vết				


Hình 3. Ảnh lát mỏng các loại tảo đỏ (a) mảnh san hô (b) trong đá vôi mudstone, packstone, grainstone hệ tầng Tri Tôn, Sông Hương, mỏ khí Cá Voi Xanh, phía Nam bể Sông Hồng

Từ đặc trưng về cấu trúc, thành phần độ hạt chứng minh khá rõ các đá carbonate này thành tạo trong điều kiện dòng chảy năng lượng thấp tương ứng với môi trường thành tạo các đá vôi ám tiêu. Dựa trên sự có mặt các hóa đá Fusiline, Crinoidea, thành tạo carbonate được xác định có tuổi từ Carboniferous đến Permian. Thành phần thạch học và các đặc tính chứa của các đá vôi trên được quan sát và nghiên cứu so sánh trên các thành tạo đá carbonate trên bề mặt. Bảng 4 thể hiện thành phần thạch học lát mỏng và các đặc tính nứt nẻ, độ rỗng trên các mẫu vết lộ hệ tầng Núi Voi, Kiến An tuổi Carboniferous - Permian.

2.2. Thành phần thạch học trầm tích các đá carbonate chứa dầu khí tuổi Cenozoic

Các giếng khoan tìm kiếm, thăm lượng ở các khu vực phía Nam bể Sông Hồng, Phú Khánh [4], Nam Côn Sơn đã khoan qua các thành tạo carbonate chứa dầu khí có tuổi Cenozoic. Các thành tạo carbonate trong các hệ tầng: Sông Hương, Tri Tôn, Tuy Hòa, Thông, Măng Cầu, Nam Côn Sơn chủ yếu có 2 loại chính: đá vôi, dolomite [5].

- Đá vôi bao gồm các loại mudstone, wackestone, grainstone chứa trùng lỗ, tảo, rhodolite, đá có màu trắng, xám vàng sẫm, nâu và xám tối.

Cấu trúc khối, đôi chỗ phân lớp mỏng, độ cứng từ mềm đến rắn chắc. Kiến trúc từ vi tinh - kết tinh đến ẩn tinh, có nơi tái kết tinh mạnh, chứa pyrite, đôi chỗ bị dolomite hóa.

- Dolomite màu nâu, nâu sáng, màu sữa bị dolomite hóa. Thành phần đá chủ yếu là tảo và trùng lỗ tỷ lệ dolomite tăng dần theo chiều sâu.

Hình 3 là mẫu lõi đá vôi mudstone, packstone, grainstone rhodolite chứa tảo đỏ, san hô - ở độ sâu 1.596 - 1.664m, với các đặc điểm: Độ lựa chọn từ trung bình đến kém, kích cỡ hạt từ nhỏ - đến trung bình, loại tảo đỏ - trùng lỗ phổ biến với số lượng lớn.

3. Đặc điểm chứa dầu khí của các thành tạo đá carbonate

Đến nay, còn nhiều quan điểm chưa thống nhất về phương pháp đánh giá các tham số mỏ cũng như các tính chất thạch vật lý tầng chứa: độ rỗng, độ thấm nứt nẻ trong các đá carbonate chứa sản phẩm. Điều phức tạp trong việc đánh giá khả năng chứa sản phẩm của các thành tạo đá carbonate nứt nẻ liên quan đến các thành tạo có dăm kết, sự rò rỉ sản phẩm hoặc lấp đầy khe nứt, đặc biệt có rất ít tư liệu về các hang động karst cổ.

Độ rỗng, độ thấm trong đá vôi và dolomite được thành tạo do tổng hợp các quá trình biến đổi từ khi trầm tích đến khi

Bảng 5. Đặc tính chứa các thành tạo đá carbonate nứt nẻ, giếng khoan 106-HRN-1X theo tài liệu phân tích ảnh thành giếng khoan (FMI), PVEP 2014

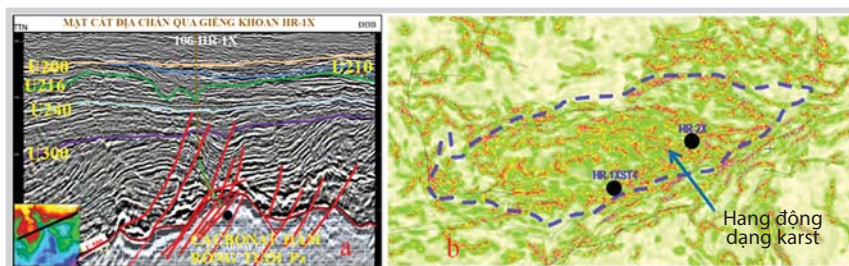
Độ sâu nóc (m)	Độ sâu đáy (m)	Đới nứt nẻ	Độ dày (m)	Góc nghiêng chính	Đường phương	Phương vị đường phương	Phân loại mật độ nứt nẻ (theo Den.)	Mật độ nứt nẻ cao nhất (theo Den.)	Mật độ nứt nẻ trung bình (theo Den.)	Độ rỗng, độ thấm trung bình (theo p.p STAR-HD)	Độ rỗng thứ sinh (theo p.p STAR-HD)	Độ rỗng trung bình (theo Den Neu)	Độ thấm trung bình theo p.p hấp thụ sóng (mD)
3.859,85	3.874,37	1	14,52	52	245	BTB - NĐN	Trung bình - cao	8	6	Không dữ liệu	Không dữ liệu	Không dữ liệu	Không dữ liệu
3.848,88	3.859,85	2	10,57	42	283	BTB - NTN	Trung bình	5	4,3	0,0142	0,0033	0,0148	20,3316
3.819,83	3.848,88	3	29,05	57	244	NTN - NĐN	Trung bình - cao	8	6,8	0,0091	0,0019	0,0095	0,0316
3.807,65	3.819,83	4	12	53	275	BTB - NTN	Trung bình	6	5,5	0,0144	0,0027	0,0179	0,0276
3.751,94	3.807,65	5	55,71	66	243	ĐB - TN	Thấp	4	2,6	0,0142	0,0018	0,0136	1,4360
3.639,93	3.751,94	6	112,01	49	228	TB - ĐN	Thấp - trung bình	5	4,1	0,0135	0,0023	0,0143	0,9655
3.617,93	3.639,93	7	22	79	284	ĐB - TN	Thấp	4	2,7	0,0117	0,0027	0,0140	0,5241
3.607,63	3.617,93	8	10,30	45	240	BTB - NTN	Trung bình	5	4,5	0,0071	0,0019	0,0079	0,0393
3.438,25	3.607,63	9	169,38	24	204	Đ - T	Trung bình	6	3,8	0,0203	0,0029	0,0352	0,6157

chôn vùi và phơi bày trên mặt [6, 7]. Hệ thống độ rỗng trong các đá carbonate đa dạng, gồm cả lỗ hổng nguyên sinh và thứ sinh. Độ rỗng có thể trùng hoặc không trùng hợp với tướng môi trường trầm tích. Hệ thống này cũng có thể được phát triển lưu thông nhưng cũng có thể bị bịt kín trong giai đoạn về sau theo lịch sử phát triển địa chất.

3.1. Kết quả nghiên cứu các khe nứt - đứt gãy và tham số chứa qua giếng khoan Hàm Rồng, Núi Lịch tuổi Paleozoic

- Các giếng khoan tìm kiếm thăm dò HR-1X, HR-2X, YT-1X, YT-2X, HRN-1X, HRD-1X đã phát hiện dầu khí trong các thành tạo carbonate nứt nẻ, hang hốc với lưu lượng lớn. Để đánh giá trữ lượng mỏ, Petronas và PVEP [8] đã tiến hành phân tích các hình ảnh ghi được trong quá trình khoan và sử dụng phần mềm chuyên dụng để phân tích hệ thống nứt nẻ, vi đứt gãy, hệ thống hang động dạng karst trong thành giếng khoan Hàm Rồng và Yên Tử.

Phân tích chi tiết từ các biểu đồ các nứt nẻ và đứt gãy của mỗi đới cấu trúc



Hình 4. Mặt cắt địa chấn qua cấu tạo Hàm Rồng (a). Các hang động dạng karst phân bố khu vực mỏ Hàm Rồng (màu nâu) theo phân tích biên độ địa chấn (b), PVEP, 2005

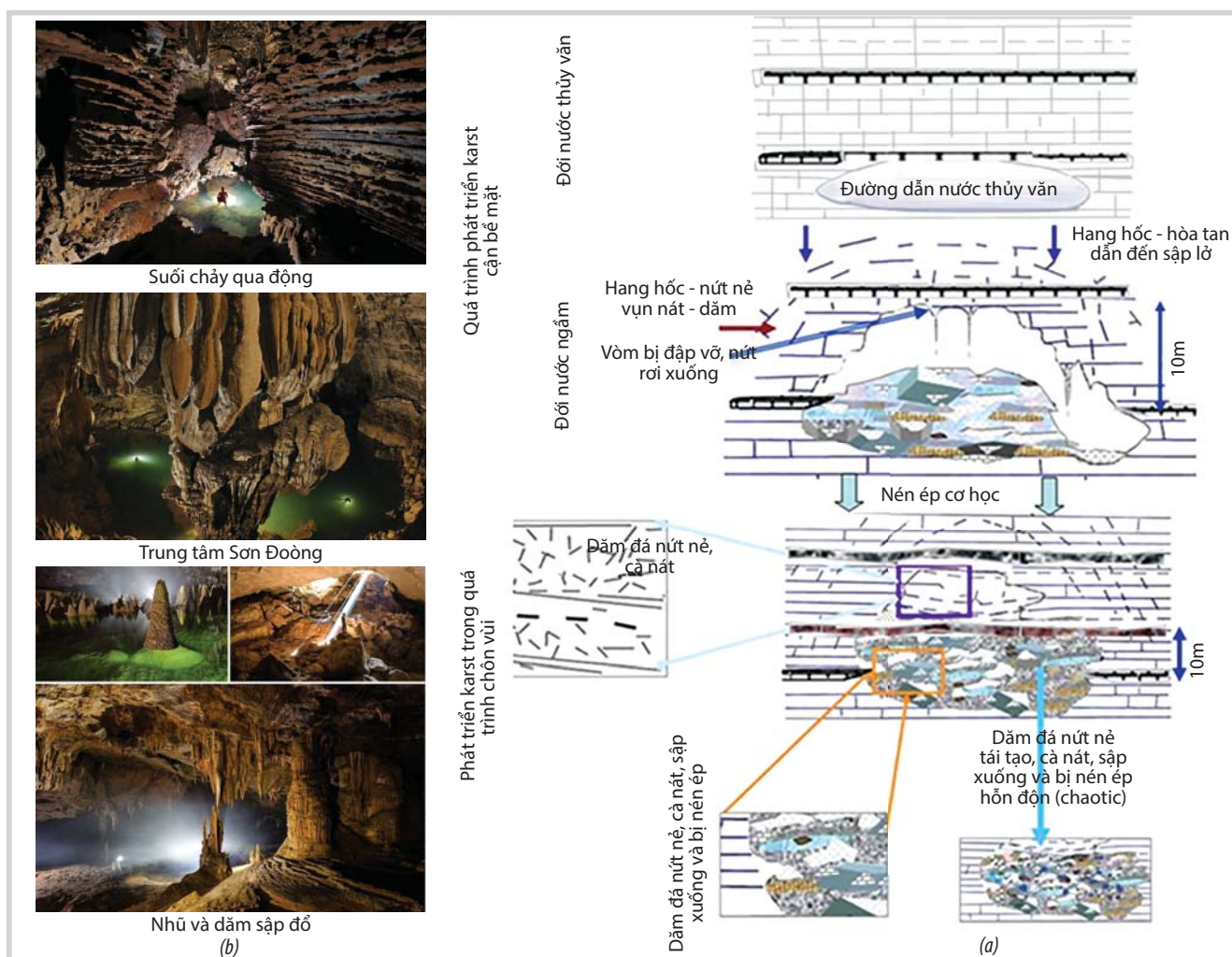
theo tài liệu ảnh thành giếng khoan (FMI) của các giếng khoan HRN-1X, HRD-1X cho 2 hướng phương vị chung: Tây Bắc - Đông Nam và Đông Bắc - Tây Nam qua khoảng chiều sâu nghiên cứu. Mật độ nứt nẻ được tính toán theo phương trình Terzhagi.

Bảng 5 là kết quả minh giải hệ thống khe nứt trong đá carbonate chứa khí, mỏ Hàm Rồng Lô 106, bể Sông Hồng. Trong khoảng chiều sâu từ 3.438,25m đến 3.859,85m giếng khoan 106-HRN-1X, minh giải được 9 đới nứt nẻ, độ dày trung bình của các đới thay đổi từ 10 - 169m, góc nghiêng từ 24 - 79° và các tham số độ rỗng trung bình của các đới nứt nẻ.

- Độ mở của khe nứt được tính dọc theo thành giếng khoan.
- Dấu hiệu độ thấm theo phương pháp hấp thụ năng lượng được minh giải từ siêu âm lượng cực kể từ đỉnh thành tạo carbonate đến đáy giếng khoan.

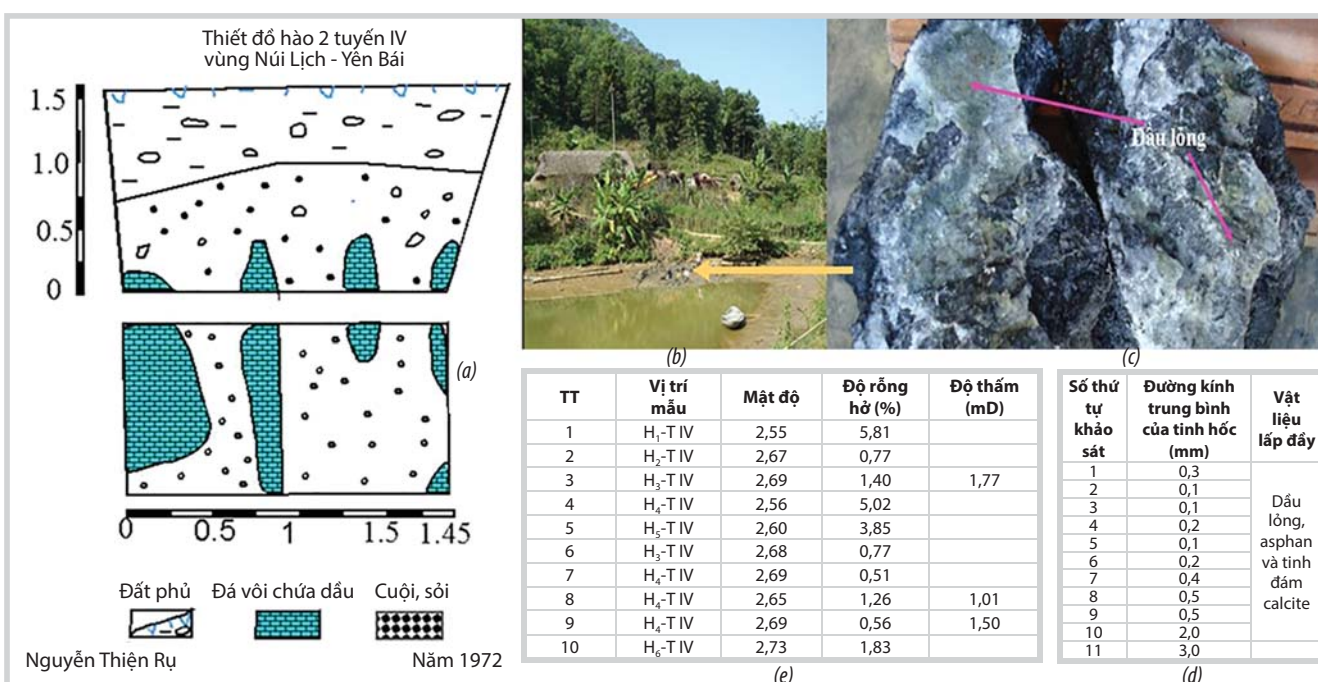
Hình 4 là mặt cắt địa chấn qua cấu tạo Hàm Rồng, thành tạo đá carbonate chứa dầu khí (a) tuổi Paleozoic ở giếng khoan 106-HR-1X và bản đồ minh họa diện phân bố các hang động dạng karst qua phân tích biên độ địa chấn (b).

Theo thống kê từ các công trình nghiên cứu trên thế giới cho thấy trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí trong các thành tạo đá carbonate dạng



Hình 5. Phác họa quá trình hình thành và biến đổi thành phần trong một hang động karst (a) ở các khu vực liên với nước trên mặt và nước ngầm (theo Loucks, 1999).

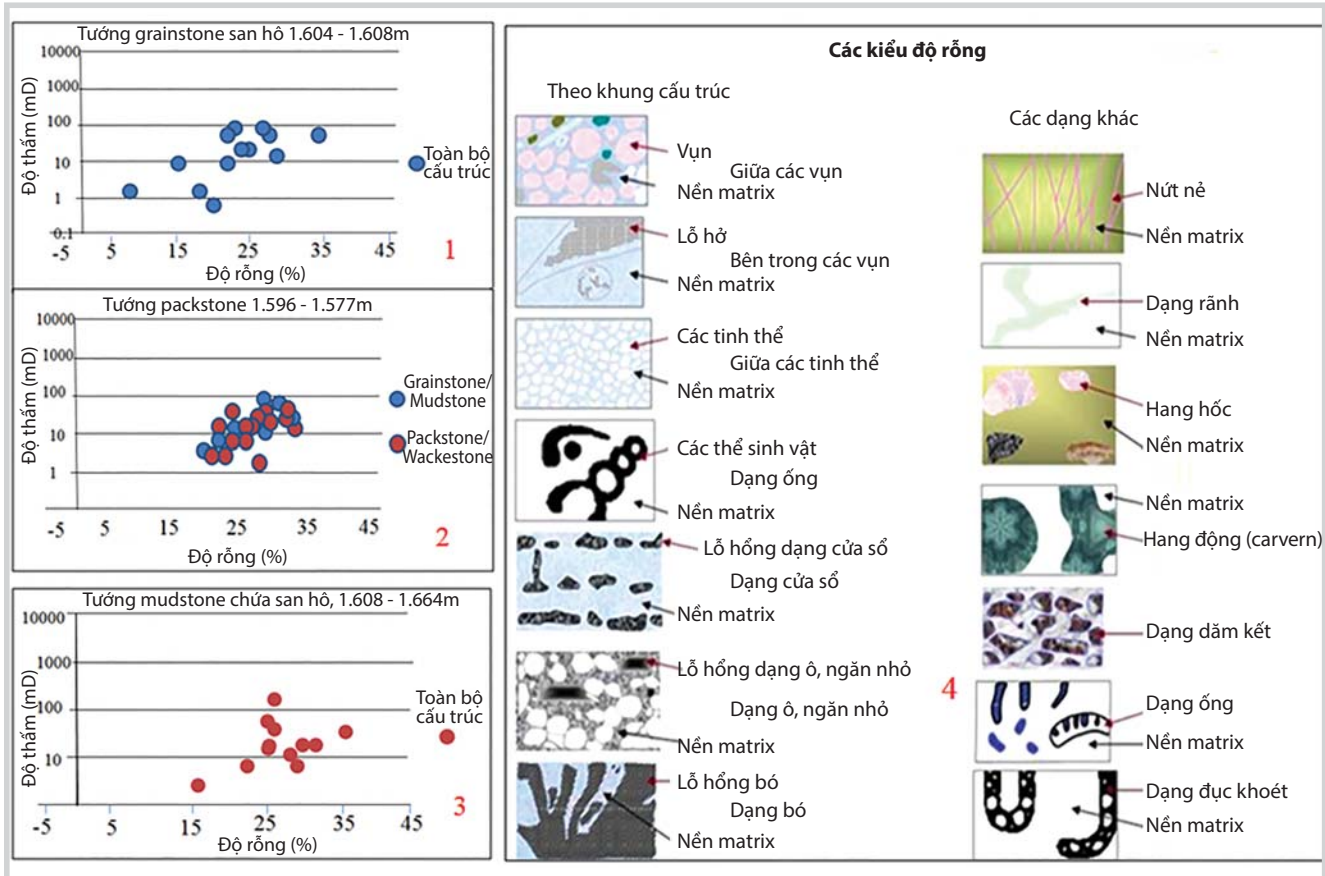
Các minh chứng quá trình tạo hang động và cột nhũ sụp đổ trong hang Sơn Đoòng, Quảng Bình (b)



Hình 6. Thiết kế hào (a), (b) đào Ngòi Ấc, đá vôi chứa dầu lỏng ở tinh hốc và khe nứt (c), asphan, dầu lỏng lấp đầy khe nứt (d) độ rỗng và độ thấm đá vôi phân tích các mẫu lấy ở các hào (e)

Bảng 6. Độ rỗng và độ thấm trong các loại đá vôi ở mỏ Cá Voi Xanh, Lan Tây - Lan Đỏ

Mỏ	Đá vôi			
	Mudstone Φ/K (%/mD)	Packstone Φ/K (%/mD)	Wackestone Φ/K (%/mD)	Grainstone Φ/K (%/mD)
Cá Voi Xanh	26,1/55,5	26,5/28,5	26,5/28,5	32,9/123
Lan Tây - Lan Đỏ	29,3/270	34,4/133	26/233	27,8/102

**Hình 7.** Mối tương quan giữa độ rỗng và độ thấm (1, 2, 3) carbonate chứa khí hệ tầng Tri Tôn và các loại cấu trúc bên trong của đá (4)

địa hình karst chiếm tỷ trọng khá lớn trong số các thành tạo đá chứa khác. Tỷ lệ này chiếm khoảng 11% trong tổng trữ lượng dầu khí tiềm năng chứa trong đá lục nguyên và đá carbonate. Đá chứa trong các thành tạo carbonate dạng karst được hình thành ở các địa hình chôn vùi dưới một hay nhiều bất chỉnh hợp địa tầng và bất chỉnh hợp góc với nhiều loại bẫy khác nhau.

Hình 5 thể hiện khái niệm hình thành các hang động karst và quá trình sập lở, tạo nên các đá dăm do nén ép cơ học và các hoạt động kiến tạo của Loucks công bố năm 1999 (a). Kích thước các khối đá dăm hỗn độn này có khi đạt tới 15 - 18m. Khoảng trống giữa các mảnh vụn, dăm được lấp đầy từng phần hoặc toàn bộ các vật liệu trong khối carbonate vỡ vụn rơi xuống hoặc theo các nguồn nước ngầm vận chuyển đến. Hình ảnh hang Sơn Đoòng (b) tỉnh Quảng Bình minh họa một phần quá trình trên.

Độ rỗng và độ thấm trung bình cao hơn nhiều lần so với các thành tạo đá chứa carbonate không có dạng địa hình karst.

Các thể đá chứa dạng karst có thể được nghiên cứu và thăm dò theo nhiều phương pháp khác nhau: địa chất trên mặt, địa chất dưới sâu, địa chấn khu vực, khoan thăm dò, địa vật lý giếng khoan.

- Tại vùng Núi Lịch [8] gặp nhiều biểu hiện dầu lỏng, asphan trong các tinh hốc, khe nứt của đá vôi màu xám đen, đá vôi màu xám trắng. Khe nứt lấp đầy calcite màu trắng (khoáng vật phân bố chủ yếu trong các loại đá vôi ngầm dầu). Mật độ khe nứt tập trung nhiều trong loại đá vôi dạng dải và thấu kính màu xám đen. Hình 7 là ảnh mẫu lấy từ hào đào số II, chân Núi Lịch, minh chứng các khe nứt hờ chứa các tinh đám calcite, có chứa dầu lỏng (c). Kết quả nghiên cứu mật độ, kích thước của khe nứt trên 1cm², độ rỗng độ thấm (e, d).

Tại hào 1 tuyến III, hào 1, 2, 3 tuyến IV, hào 4 tuyến V, đều gặp đá carbonate chứa dầu nhờn, quánh, màu nâu đen trong các loại khe nứt và tinh hốc khác nhau.

Khe nứt lấp đầy dầu lỏng màu nâu, nâu vàng, mặt khe nứt lồi lõm có dạng gặm mòn. Trong các khe nứt hở dầu tạo thành những màng mỏng có màu nâu, để dưới ánh sáng mặt trời một thời gian dầu bị oxy hóa và để lại những vết bám màu nâu đen. Trong đá vôi còn gặp nhiều tinh hốc có hình dạng tròn, bầu dục. Đây là lỗ hổng thứ sinh, do hiện tượng hòa tan tạo nên.

3.2. Đặc điểm chứa của các thành tạo đá carbonate ở mỏ khí Cá Voi Xanh, Lan Tây - Lan Đỏ, tuổi Cenozoic

Các kiểu độ rỗng, sự phát triển độ rỗng trong đá vôi và dolomite đã được nghiên cứu, đề cập đến, đặc biệt trong các công trình đánh giá khả năng chứa dầu khí của các thành tạo này. Nghiên cứu hệ thống độ rỗng trong các thành tạo đá carbonate phức tạp hơn nhiều so với các thành tạo đá cát kết chứa dầu khí.

Khu vực phía Nam vịnh Bắc Bộ, đá carbonate Đà Nẵng phát triển chính ở phạm vi đới nâng Tri Tôn. Thành phần đá carbonate chủ yếu là đá vôi ám tiêu san hô đa tướng. Trong phụ bản Huế loại đá carbonate dạng ám tiêu phát triển ít hơn và khả năng chứa kém. Đá carbonate chứa khí Đà Nẵng gồm 2 loại chính:

- Đá dolomite màu nâu, nâu sáng, màu sữa. Thành phần đá chủ yếu là tảo và trùng lỗ. Tỷ lệ dolomite tăng dần theo chiều sâu;

- Đá vôi bao gồm sự xen kẽ mudstone, wackestone, packstone san hô, wackestone, grainstone chứa trùng lỗ và tảo, rhodoid binstone, đá có màu trắng, xám vàng sẫm, nâu và xám tối. Cấu trúc khối, đôi chỗ phân lớp mỏng, độ cứng từ mềm đến cứng, rắn chắc. Kiến trúc từ vi tinh - kết tinh đến ẩn tinh, có nơi tái kết tinh.

Độ rỗng và độ thấm trong các loại đá vôi giàu san hô ở 2 mỏ thay đổi rất lớn theo các kiểu cấu trúc, sắp xếp kiểu hang hốc trong khối đá vôi (Bảng 6).

Hình 7 là kết quả nghiên cứu mối quan hệ giữa độ rỗng và độ thấm (1, 2, 3) theo từng loại cấu trúc qua phân tích thạch học lát mỏng (4) ở các giếng khoan mỏ khí Cá Voi Xanh.

4. Kết luận và trao đổi

- Đá carbonate là một trong ba thành tạo chứa dầu khí và được tìm kiếm thăm dò trên lãnh thổ Việt Nam, số

lượng mỏ đưa vào khai thác chưa nhiều nhưng tiềm năng phát hiện mỏ mới rất lớn.

- Các mỏ dầu khí chứa trong các thành tạo carbonate có tuổi Paleozoic và Cenozoic, trong các bể Sông Hồng trên đất liền và ngoài khơi, bể Nam Côn Sơn.

- Thành phần thạch học và trầm tích đá carbonate chứa dầu khí tuổi Paleozoic, bao gồm đá dolomite, dolomite kết tinh, các loại đá vôi wackestone, packstone, giàu trùng lỗ, san hô và Echinoderm, phổ biến các loại đường khâu và bị nứt nẻ mạnh.

- Các thành tạo carbonate trong các hệ tầng: Sông Hương, Tri Tôn, Tuy Hòa, Thông, Măng Cầu, Nam Côn Sơn tuổi Cenozoic chủ yếu có 2 loại chính: đá vôi, dolomite.

- Phân tích hệ thống nứt nẻ, vi đứt gãy, hệ thống hang động dạng karst trong thành giếng khoan Hàm Rồng và Yên Tử tuổi Paleozoic, có thể chia thành 9 đới nứt nẻ, độ rỗng trung bình từ 0,013 - 0,036%, độ thấm trung bình từ 0,316 - 20,3316mD.

- Các thành tạo đá vôi có tuổi Paleozoic, Mesozoic được chôn vùi dưới các trầm tích tuổi Cenozoic ở khu vực phía Bắc bể Sông Hồng và các khu vực thềm Tây Nam Cà Mau với sự tồn tại các thành tạo đá carbonate Hà Tiên nứt nẻ, hang động tuổi Paleozoic là các đối tượng cần được nghiên cứu và tìm kiếm thăm dò trong thời gian tiếp theo.

- Các đặc điểm trầm tích, tính chất chứa, mức độ lưu thông chất lỏng trong các thành tạo đá carbonate, đặc biệt trong đá dolomite rất đa dạng đòi hỏi kết hợp nhiều phương pháp mới để nghiên cứu đánh giá và thiết kế khai thác.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Du Hưng và nnk. *Báo cáo tính trữ lượng dầu khí mỏ Đại Hùng*. 2005.
2. Petronas Vietnam. *"HR-2X 8.5" carbonate section wireline logging data*. PVEP. 2012.
3. Bui Thi Ngoc Phuong và nnk. *Petrography report wells: 106-HR-1X, HR-1X-ST3, HR-1X-ST4, offshore Vietnam*. Ho Chi Minh City. 2009.
4. Lê Văn Dung và nnk. *Báo cáo minh giải tài liệu vật lý 2D và đánh giá cấu trúc địa chất bể Phú Khánh*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2005.
5. Trần Khắc Tân, Ngô Thường San, Vũ Ngọc Diệp. *Địa tầng phân tập carbonate và tiềm năng dầu khí*. 2013 - 2014.

6. S.J.Mazzullo, H.H.Rieke, G.V.Chilingarian. *Carbonate reservoir characterization: A geologic-engineering analysis, part I*. Elsevier Science. 1992; 30.

7. S.J.Mazzullo, H.H.Rieke, G.V.Chilingarian. *Carbonate reservoir characterization: A geologic-engineering analysis, part II*. Elsevier Science. 1996; 44.

8. Baker Hughes. *Geological and petrophysical interpretation of HRN-1X 6-inch section*. PVEP. 2014.

9. Trần Khắc Tân, Phạm Huy Tiến và nnk. *Cấu trúc địa chất và đặc điểm các trầm tích sinh, chứa dầu vùng Núi Lịch, Yên Bái*. 1977.

Characteristics of carbonate formations containing oil and gas in Vietnam

Tran Khắc Tân¹, Ngo Thuong San¹
Nguyen Xuan Phong², Nguyen Anh Duc², Tran Nhu Huy²

¹Vietnam Petroleum Association

²Petrovietnam Exploration Production Corporation

Email: tantk2016@gmail.com

Summary

Nowadays, more than 50% of oil in the world are produced from carbonate rocks. In the early 20th century, French geologists discovered brown liquid in crystal cavities and fissures on a thin strip of strongly deformed graphitised limestone belonging to the Paleozoic folded basement of Nui Lich mountain, Yen Bai province. In 1987, the first oil was produced with 3,280barrels/day at 2,270 - 2,275m depth from the Miocene carbonate formation of DH-1X well, Nam Con Son basin, offshore Vietnam.

In recent years, the Vietnam Oil and Gas Group has accelerated petroleum exploration and production on the entire continental shelf of Vietnam. The result is a series of oil and gas discoveries in Carboniferous - Permian to Miocene carbonate rocks. The paper evaluates the distribution, stratigraphic position, reservoir characteristics, trap types and petroleum potential of carbonate formations containing oil and gas in Vietnam, which help to orientate hydrocarbon prospecting and exploration activities.

Key words: Carbonate formation, Cenozoic, Paleozoic.

NGHIÊN CỨU THỬ NGHIỆM KHẢ NĂNG DIỆT VI KHUẨN KHỬ SULPHATE BẰNG DUNG DỊCH NANO BẠC

Cù Thị Việt Nga, Trịnh Thanh Sơn, Lương Văn Tuyên
Hà Thu Hương, Kiều Anh Trung, Bùi Thị Hương, Đào Thị Hải Hà
Nguyễn Thị Ngọc Bích, Ngô Hồng Anh, Hoàng Thị Phương
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: ngactv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trong ngành công nghiệp dầu khí, vi khuẩn khử sulphate có khả năng sinh ra khí H_2S , dẫn đến giảm giá trị thương mại của dầu thô, ăn mòn thiết bị kim loại, ảnh hưởng nghiêm trọng đến hiệu quả kinh tế, an toàn và kỹ thuật. Vì vậy, nhiều hệ chất diệt khuẩn được sử dụng để ngăn chặn tác hại do nhóm vi khuẩn này gây ra. Dung dịch nano bạc đã và đang được các nhà khoa học trên thế giới nghiên cứu phát triển do có hiệu quả diệt khuẩn cao và thân thiện với môi trường. Bài báo giới thiệu một số kết quả nghiên cứu tổng hợp dung dịch nano bạc và khảo sát hiệu quả diệt khuẩn lên vi khuẩn khử sulphate *Desulfomicrobium baculatum* được phân lập từ mẫu dầu thô mỏ Bạch Hổ.

Từ khóa: Nano bạc, chất diệt khuẩn, vi khuẩn khử sulphate, mỏ Bạch Hổ.

Giới thiệu

Vi khuẩn khử sulphate là nhóm vi khuẩn kỵ khí có khả năng sinh ra khí H_2S . Loại vi khuẩn này có thể sống ở môi trường khắc nghiệt như: nhiệt độ cao, áp suất cao, độ mặn cao, môi trường quá kiềm hoặc quá acid và đặc biệt là tồn tại khá phổ biến trong các mỏ dầu, giếng khai thác. Vi khuẩn khử sulphate sinh ra khí H_2S làm chua hóa, dẫn đến giảm giá trị thương mại của dầu thô, gây ăn mòn các thiết bị kim loại, hệ thống đường ống, ảnh hưởng đến sức khỏe của người lao động tại các giàn khoan [1, 2]. Bên cạnh đó, vi khuẩn khử sulphate gặp điều kiện thuận lợi sẽ phát triển tạo thành các màng biofilm gây bít nhét vỉa, làm giảm khả năng tiếp nhận của nước bơm ép.

Hiện nay, các chất diệt khuẩn đang được sử dụng chủ yếu là các aldehyde hoặc amine vòng kết hợp với chất hoạt động cation, rất độc hại đối với con người và môi trường. Khi sử dụng các chất diệt khuẩn này trong thời gian dài sẽ xảy ra hiện tượng “nhờn”, vì vậy cần thay thế bằng chất diệt khuẩn mới ưu việt và thân thiện với môi trường hơn.

Sự phát triển của công nghệ vật liệu đã tạo ra vật liệu mới có kích thước nano với tính chất ưu việt. Nano bạc là vật liệu mới được biết đến với tính năng diệt khuẩn vượt trội có rất nhiều ứng dụng trong đời sống. Nano bạc có kích thước rất nhỏ, diện tích bề mặt rất lớn nên có thể xâm nhập dễ dàng vào tế bào vi sinh vật, làm thay đổi cơ chế hóa sinh, bất hoạt các quá trình trao đổi chất của vi sinh dẫn đến việc tiêu diệt chúng [3].

Cơ chế diệt khuẩn của nano bạc là kết quả của quá trình biến đổi các nguyên tử bạc kim loại trên bề mặt hạt nano bạc thành các ion Ag^+ tự do và các ion tự do này sẽ tác dụng lên vi khuẩn. Một số cơ chế diệt khuẩn của nano bạc được đề xuất như sau:

- Ion Ag^+ ức chế khả năng vận chuyển oxy qua thành tế bào do có khả năng liên kết với peptidoglycan (thành phần cấu tạo của thành tế bào), dẫn đến làm chết tế bào. Ở động vật không có thành tế bào nên không bị ảnh hưởng khi tiếp xúc với các ion này.
- Ion Ag^+ có thể đi qua màng tế bào vi khuẩn vào bên trong tế bào và phản ứng với nhóm sunfuahydrin -SH của phân tử enzyme chuyển hóa oxy, vô hiệu hóa men này dẫn đến ức chế quá trình hô hấp của tế bào vi khuẩn.
- Các ion Ag^+ còn có khả năng liên kết với các base của DNA và trung hòa điện tích của gốc phosphate, ngăn chặn quá trình sao chép DNA.

Diệt khuẩn bằng dung dịch nano bạc là một hướng nghiên cứu mới trong việc chế tạo chất diệt khuẩn ứng dụng trong công nghiệp khai thác dầu khí. Bài báo trình bày một số kết quả tổng hợp dung dịch nano bạc và thử nghiệm hoạt tính diệt khuẩn của dung dịch nano bạc trên vi khuẩn khử sulphate phân lập được từ mẫu dầu thô mỏ Bạch Hổ.

2. Nguyên liệu và phương pháp

2.1. Nguyên liệu và thiết bị

2.1.1. Nguyên liệu

- Hóa chất chế tạo nano bạc: $AgNO_3$, độ tinh khiết

$\geq 99,99\%$ (Merck), NaBH_4 , độ tinh khiết $96,5\%$ (Chemical Ltd.), $\text{Na}_3\text{C}_6\text{H}_5\text{O}_7$, độ tinh khiết $> 99,0\%$ (Sigma Aldrich).

- Môi trường nuôi cấy vi khuẩn Postgate B cải tiến được sử dụng để nuôi cấy vi khuẩn: KH_2PO_4 0,5g/l; Na_2SO_4 1g/l; NH_4Cl 1g/l; MgSO_4 2g/l; NaCl 4g/l; CaCl_2 0,1g/l; nước biển 200ml; nước cất 800ml; $\text{C}_4\text{H}_5\text{NaO}_2$ 2g/l; pH 7,2g/l; $\text{C}_2\text{H}_3\text{NaO}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ 1,75g/l; FeSO_4 0,5g/l; cao nấm men 0,5g/l; $\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2\text{SNa}$ 0,1g/l; Na_2S 0,025g/l; Agar 12g/l; NaHCO_3 0,5g/l. Môi trường được tiệt trùng ở 121°C trong 15 phút. Môi trường Postgate B đã tiệt trùng được chỉnh pH với NaHCO_3 .

- Chủng vi khuẩn: chủng vi khuẩn khử sulphate được phân lập từ mẫu dầu thô giàn 10 mỏ Bạch Hổ và định tên bằng phương pháp giải và phân tích trình tự gen 16S rRNA.

2.1.2. Thiết bị

- Phổ tử ngoại và khả kiến UV-VIS;
- Kính hiển vi điện tử truyền qua (TEM) Philips CM 120;
- Thiết bị đo kích thước hạt bằng phương pháp tán xạ ánh sáng laser LA-950;
- Bình phản ứng.

2.2. Phương pháp

Phương pháp khử hóa học được sử dụng cho quá trình chế tạo dung dịch nano bạc từ AgNO_3 , với chất khử NaBH_4 hoặc $\text{Na}_3\text{C}_6\text{H}_5\text{O}_7$ [4]. Quy trình chế tạo nano bạc như Hình 1.

Đánh giá khả năng phân tán của dung dịch nano bạc: Dung dịch nano bạc được pha loãng ở các nồng độ khác nhau và được đo phổ UV-VIS để đánh giá sự tồn tại và co cụm của hạt nano bạc.

Phân lập và định tên vi khuẩn khử sulphate: Vi khuẩn được phân lập từ mẫu dầu mỏ Bạch Hổ. Vi khuẩn khử sulphate được phân lập trên môi trường Postgate B và làm sạch đến đơn chủng bằng phương pháp pha loãng tới hạn. Chủng vi khuẩn khử sulphate được tiến hành nhuộm Gram. Quan sát hình dạng tế bào trên kính hiển vi quang học.

- Nuôi cấy và làm giàu vi khuẩn. Định tên bằng phương pháp giải và phân tích trình tự gen 16S rRNA.

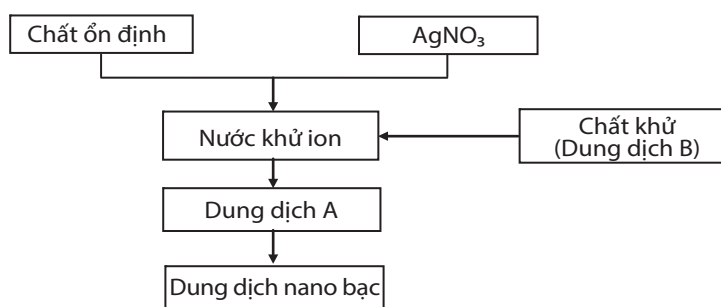
- Tác dụng diệt khuẩn khử sulphate được đánh giá theo sự phát triển của vi khuẩn sau các khoảng thời gian tiếp xúc với dung dịch nano bạc theo tiêu chuẩn API RP38.

3. Kết quả và thảo luận

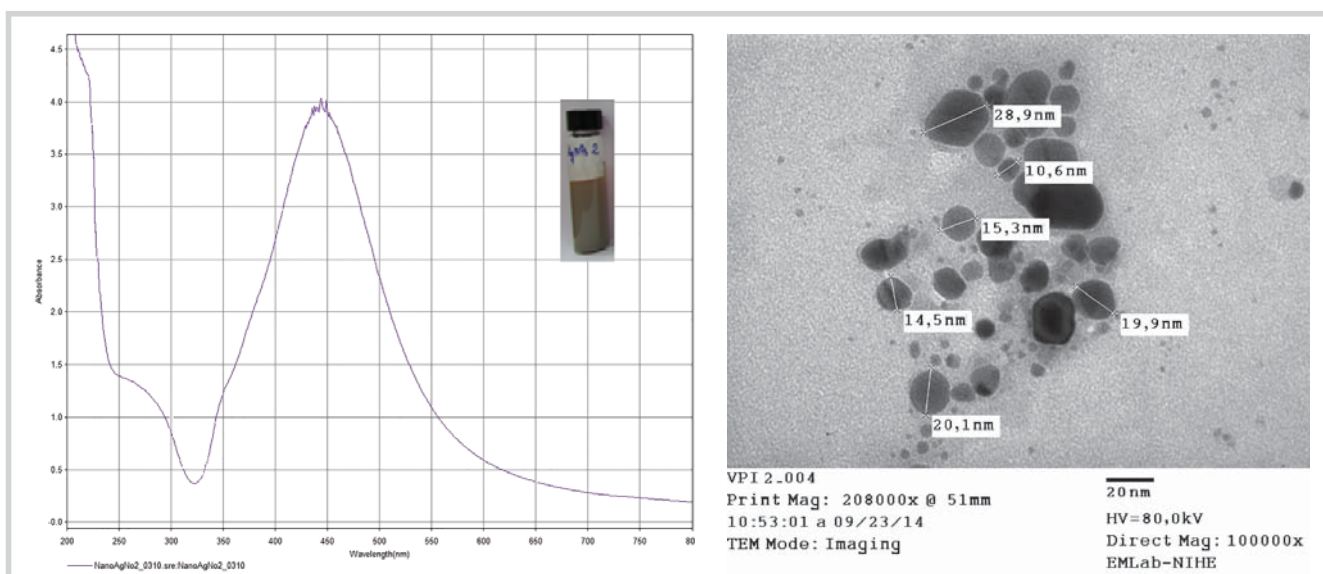
3.1. Chế tạo dung dịch nano bạc

3.1.1. Lựa chọn chất khử

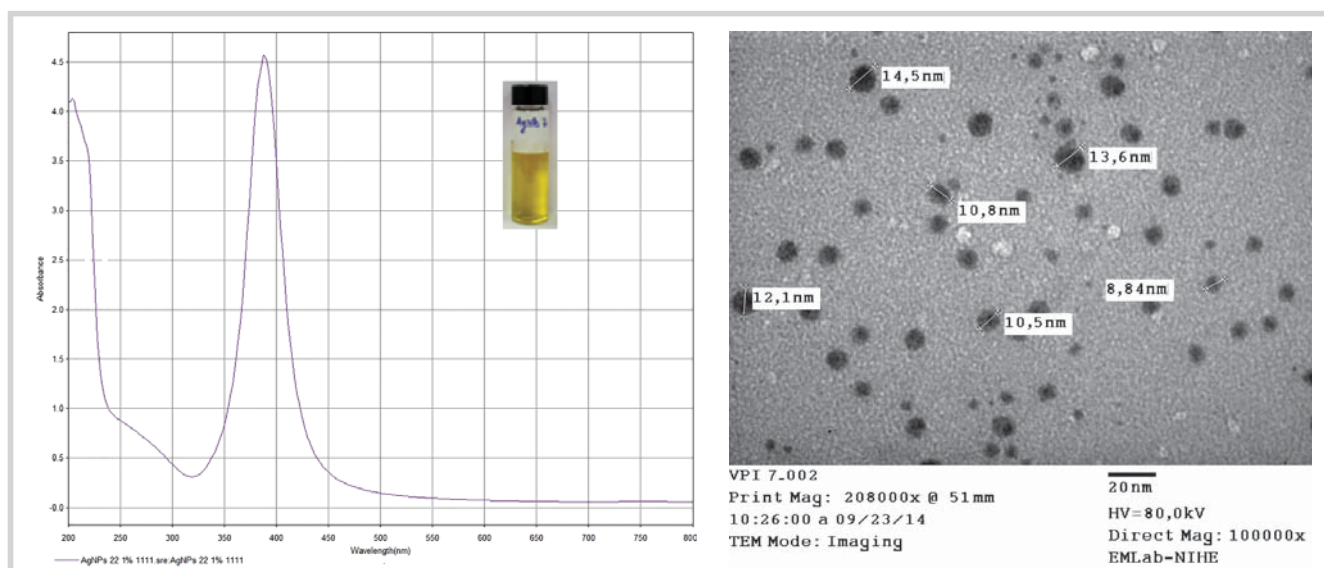
Kết quả thí nghiệm trong Hình 2 và 3 cho thấy khi sử dụng chất khử Na_3Cit ($\text{Na}_3\text{C}_6\text{H}_5\text{O}_7$), sản phẩm thu được có kích thước



Hình 1. Sơ đồ chế tạo dung dịch nano bạc



Hình 2. Phổ UV-VIS và hình TEM mẫu dung dịch nano bạc với chất khử Na_3Cit



Hình 3. Phổ UV-VIS và hình TEM mẫu nano dung dịch bạc với chất khử NaBH_4

nano bạc lớn hơn khi sử dụng chất khử NaBH_4 . Khi sử dụng chất khử Na_3Cit có bước sóng hấp thụ UV-VIS khi đó dung dịch nano bạc lên tới 450nm và hiệu suất phản ứng thấp hơn khi sử dụng chất khử NaBH_4 chứng tỏ hiệu suất phản ứng khử ion Ag^+ thành Ag^0 bằng NaBH_4 cao hơn khi khử bằng Na_3Cit . Vì vậy, nhóm tác giả lựa chọn NaBH_4 cho nghiên cứu tổng hợp dung dịch nano bạc.

3.1.2. Khảo sát điều kiện tổng hợp nano bạc

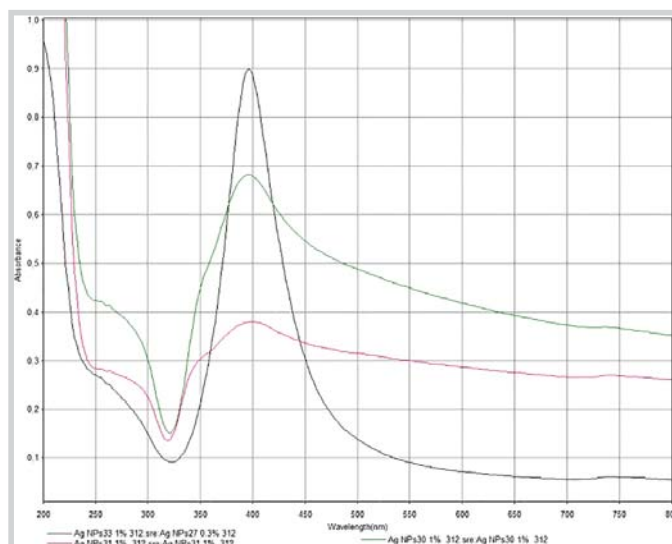
- Ảnh hưởng của tỷ lệ nồng độ $\text{NaBH}_4/\text{AgNO}_3$

Trong phản ứng tổng hợp dung dịch nano bạc với chất khử NaBH_4 , để đảm bảo lượng AgNO_3 được khử hoàn toàn và hiệu suất phản ứng đạt được cao nhất, nhóm tác giả đã sử dụng một lượng dư chất khử trong quá trình tổng hợp.

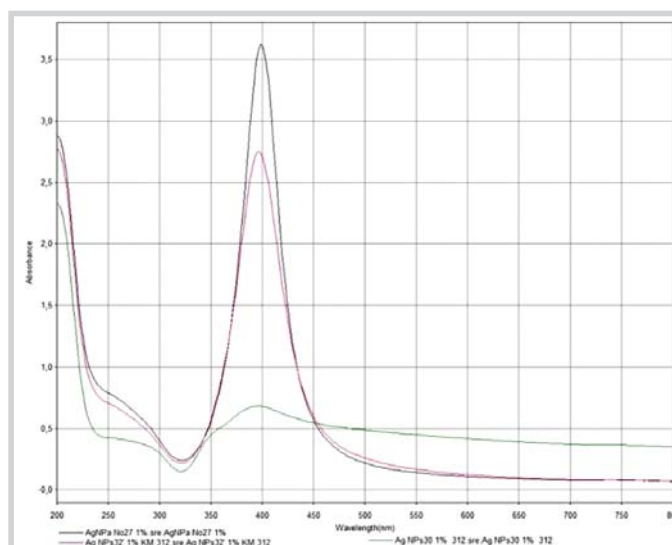
Kết quả phân tích đánh giá ảnh hưởng của tỷ lệ mol $\text{NaBH}_4/\text{AgNO}_3$ cho thấy với tỷ lệ 2:1 $\text{NaBH}_4/\text{AgNO}_3$ (cho mẫu nano bạc - AgNPs 30), tỷ lệ 3:1 (cho mẫu AgNPs 33), tỷ lệ 4:1 (mẫu AgNPs 31) thì cường độ hấp thụ đỉnh UV-VIS lần lượt là 0,380; 0,900; 0,683 chứng tỏ khi tăng hàm lượng chất khử lên quá cao hay quá thấp cũng ảnh hưởng tới số lượng hạt nano bạc được tạo ra. Trong 3 tỷ lệ mol được khảo sát thì tỷ lệ mol $\text{NaBH}_4/\text{AgNO}_3$ 3:1 tạo được dung dịch nano bạc có cường độ hấp thụ UV-VIS là cao nhất.

- Ảnh hưởng tỷ lệ chất làm bền/ AgNO_3

Kết quả thí nghiệm cho thấy khi sử dụng tỷ lệ mol chất làm bền/ AgNO_3 là 0,05 cường độ hấp thụ đỉnh UV-VIS tương đối thấp so với các mẫu có tỷ lệ 0,275 và



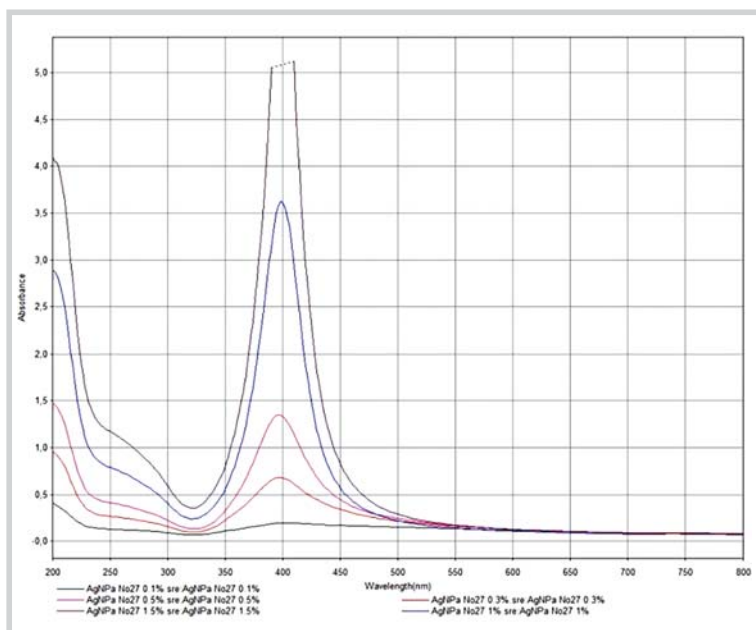
Hình 4. UV-VIS của các mẫu dung dịch nano bạc (AgNPs 30, 31, 33)



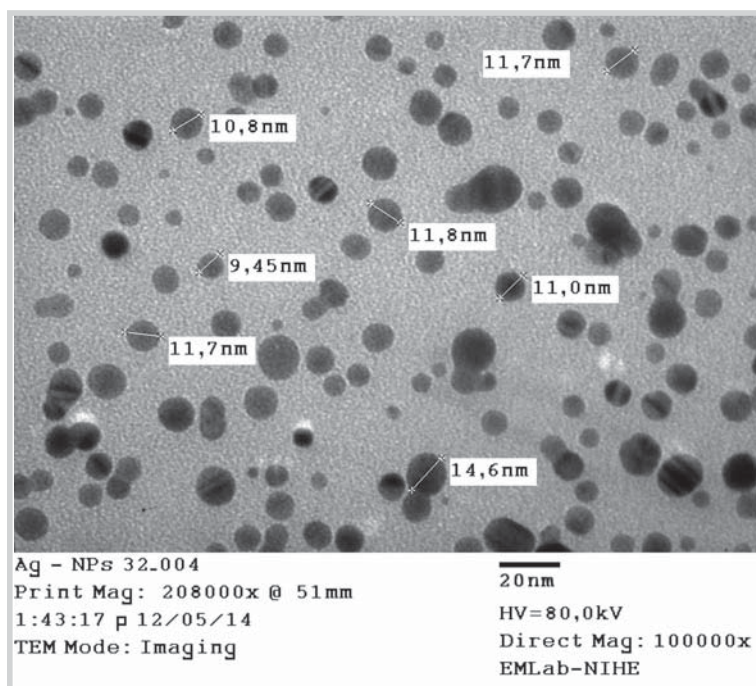
Hình 5. Phổ UV-VIS các mẫu dung dịch nano bạc với tỷ lệ nồng độ chất làm bền/ AgNO_3 là: 0,05; 0,275 và 0,5



Hình 6. Dung dịch nano bạc ở các nồng độ khác nhau



Hình 7. Phổ UV-VIS của dung dịch nano bạc AgNPs 27 ở các nồng độ 0,1%, 0,3%, 0,5%, 1% và 1,5%



Hình 8. Hình TEM của mẫu nano bạc AgNPs 32

0,5. Điều này chứng tỏ khi sử dụng tỷ lệ mol chất làm bền quá thấp sẽ không tạo được các phân tử mixen bao quanh hạt nano bạc dẫn tới tăng kích thước hạt và giảm số lượng hạt nano bạc tạo ra (Hình 5). Với tỷ lệ mol chất làm bền/ AgNO_3 là 0,5, chiều cao peak là lớn nhất.

Điều kiện tối ưu chế tạo dung dịch nano bạc là: nhiệt độ phản ứng 4°C , tỷ lệ chất làm bền/ AgNO_3 là 0,5, tỷ lệ mol $\text{NaBH}_4/\text{AgNO}_3$ là 3:1, với nồng độ nano bạc tối đa là 2.000ppm.

3.1.3. Đánh giá các đặc trưng của dung dịch nano bạc

Dung dịch nano bạc được chuẩn bị ở các nồng độ khác nhau từ 0,2ppm đến 2.000ppm (Hình 6). Phổ hấp thụ UV-VIS của dung dịch nano bạc ở các nồng độ khác nhau được thể hiện ở Hình 7. Các mẫu pha loãng đều xuất hiện peak tại bước sóng 400nm, chứng tỏ tính chất của nano bạc không bị ảnh hưởng khi pha loãng trong nước.

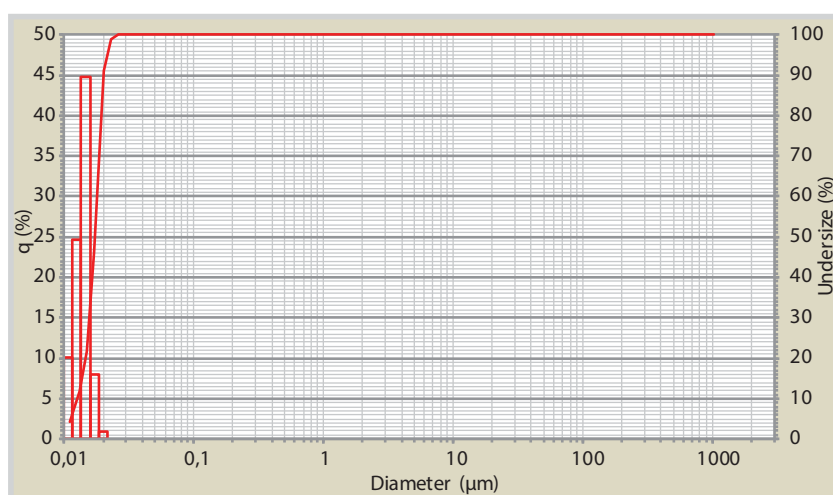
Hình ảnh TEM của mẫu nano bạc ở nồng độ 2.000ppm (Hình 8) cho thấy các hạt nano bạc có kích thước khoảng $15 \pm 4\text{nm}$, đáp ứng yêu cầu về kích thước hạt nano sử dụng làm chất diệt khuẩn ($< 100\text{nm}$).

Theo kết quả phân bố kích thước hạt nano bạc nồng độ 2.000ppm trong dung dịch ở Hình 9, các hạt nano bạc đạt được kích thước hạt trung bình là 19nm.

3.2. Phân lập và định tên vi khuẩn

Vi khuẩn khử sulphate EPC-KK2 được phân lập từ mẫu dầu thuộc MSP10-1014. Trên kính hiển vi quang học, đây là các tế bào hình que ngắn, thuộc nhóm vi khuẩn Gram âm, bơi lội. Loại vi khuẩn này kỵ khí bắt buộc, hô hấp kỵ khí sử dụng sulphate làm chất nhận điện tử cuối cùng, tạo ra H_2S . Sinh trưởng trên môi trường với cơ chất lactate. Các điều kiện sinh trưởng bao gồm: nhiệt độ thích hợp là $30 - 32^\circ\text{C}$; pH 7,5; nồng độ muối NaCl là 2,5g/l.

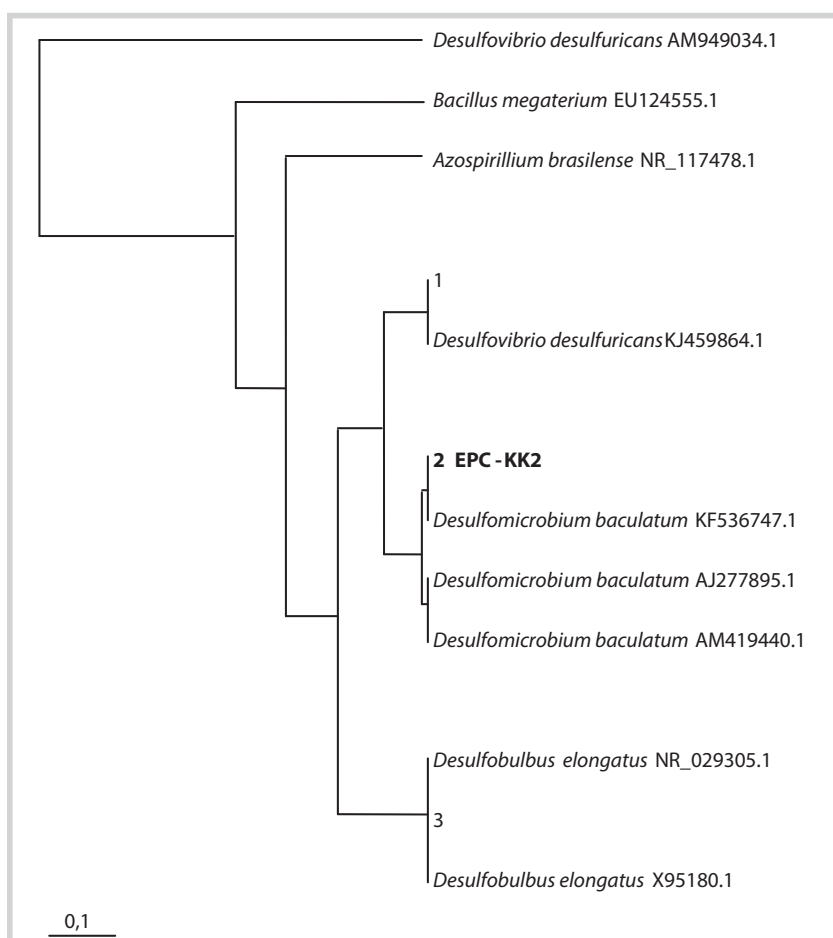
Vi khuẩn được phân loại và định tên bằng phương pháp giải và phân tích trình tự gen 16S rRNA dựa trên ngân hàng gen của thế giới về phân loại.



Hình 9. Phân bố kích thước hạt nano bạc trong mẫu dung dịch AgNPs 27

AGTCAATGAACGCTGGCGGCTGCCTAACACATGCAAGTCGTACGAGAAAGGGGCTTTCGGGCCCTGAGT
AGAGTGGCGCACGGGTGAGTAACGCGTGGGTAATCTACCTTGGATTGGGATAACTCTGCGAAAGTGA
GCTAATACCGGATAGTCTGGCTTTAATTAAGAAGTCGGTAAAGGATGCCTCTGCATATGCATTCGTCCGA
GGATGAGCCCGCGTCTCATTAGCTAGTTGGTAGGGTAATGGCCTACCAAGGCAACGATGAGTAGCTGGTC
TGAGAGGATGATCAGCCACACTGGAACGAAACACGGTCCAGACTCCTACGGGAGGCAGCAGTGGGGAAT
ATTGCGCAATGGGCGAAAGCCTGACGCAGCAACGCCGTGTGAGGGATGAAGGCTTTCGGGTCGTAAACCT
CTGTCGGAAGGGAAGAAGCGGCATTGGTCTAATAGGCTTTGTTTACGGGTACCTTTAGAGGAAGCACC
GGCTAACTCCGTGCCAGCAGCCGCGTAATACGGAGGGTGAAGCGTTATTCGGAATTACTGGGCGTAA

Hình 10. Đoạn trình tự gen của vi khuẩn EPC-KK2



Hình 11. Vị trí phân loại của chủng EPC-KK2 với các loài có quan hệ họ hàng dựa vào trình tự gen 16S rRNA

Kết quả phân tích gen (Hình 10) của EPC-KK2 cho thấy các đoạn gen nhân lên được có sự tương đồng với vi khuẩn *Desulfomicrobium baculatum* KF536747.1 (Hình 11). Từ các kết quả trên và hình thái tế bào (Hình 12) có thể khẳng định EPC-KK2 thuộc nhánh *Bacteria*; *Proteobacteria*; *Deltaproteobacteria*; *Desulfovibrionales*; *Desulfomicrobiaceae*; *Desulfomicrobium baculatum*.

Đặc điểm chung của nhóm vi khuẩn *Desulfomicrobium baculatum*:

- Tế bào: dạng rod hoặc elip, 0,5 - 0,9 x 1,3 - 2,9μm, đầu tròn, đơn hoặc đôi (Sharak Genthner et al., 1994). Chủng Gram âm và có cấu trúc thành tế bào. Tế bào di động, thường sử dụng 1 đuôi. Không tạo bào tử.

- Môi trường sống: sống kỵ khí. Môi trường khử hoặc dùng tác nhân khử trong môi trường sinh trưởng. Có thể sinh trưởng nhờ hô hấp kỵ khí với sulphate hoặc sulfoxyanion làm chất nhận điện tử cuối cùng, tạo H₂S. Nhiệt độ tối ưu 25 - 30°C.

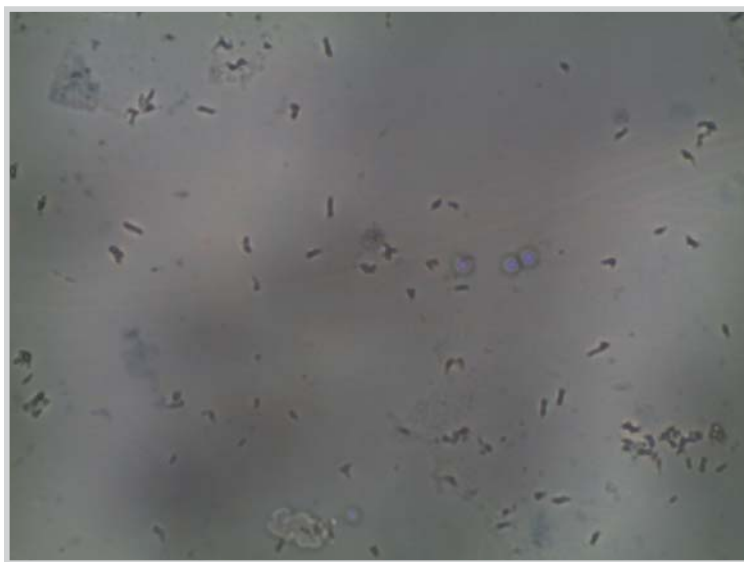
- Sử dụng cơ chất: Các hợp chất hữu cơ đơn giản làm chất nhận điện tử trong quá trình hô hấp sulphate gồm: lactate, pyruvate, ethanol, formate và hydro. Hô hấp sulphate với lactate như chất nhận điện tử là không hoàn toàn, với sự tạo thành acetate và CO₂. Có mặt enzyme hydrogenase. Tế bào chứa cytochrome dạng b và c. Trao đổi chất có thể lên men với cơ chất hữu cơ đơn giản bao gồm pyruvate, malate hoặc fumarate, không lên men với đường. Không có nhu cầu đặc biệt với vitamin.

3.3. Khả năng diệt khuẩn của dung dịch nano bạc

Theo một số nhà khoa học, hiện nay có nhiều lý thuyết về cơ chế tác dụng diệt vi khuẩn của nano bạc, trong đó lý thuyết hấp thụ thuyết phục hơn cả. Bản chất của thuyết này là tế bào vi khuẩn bị vô hiệu hóa do kết quả của quá trình

tương tác tĩnh điện giữa bề mặt mang điện tích âm của tế bào và ion Ag^+ được hấp thụ lên đó, các ion này sau đó xâm nhập vào bên trong tế bào vi khuẩn và vô hiệu hóa chúng.

Các mẫu nano bạc tổng hợp được khảo sát khả năng diệt khuẩn theo kích thước hạt. Theo các nghiên cứu được công bố, kích thước hạt nano bạc là yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến khả



Hình 12. Vi khuẩn EPC-KK2 trên kính hiển vi quang học Leica DM750

năng diệt khuẩn. Với từng loại cỡ hạt khác nhau, phổ hoạt động của dung dịch nano bạc trên các nhóm vi khuẩn rất khác nhau [5]. Nhìn chung, kích thước hạt có hiệu quả với các loại vi khuẩn nằm trong khoảng từ 1 - 50nm. Với vi khuẩn phân lập được, kích thước hạt nano bạc có hiệu quả diệt khuẩn nằm trong khoảng 1 - 50nm. Nồng độ nano bạc trong dung dịch có hiệu quả gây bất hoạt các chủng vi khuẩn khác nhau cũng rất khác nhau. Thông thường nồng độ ức chế tối thiểu của nano bạc lên vi khuẩn nằm trong khoảng 10 - 75ppm. Các mẫu nano bạc đạt được kích thước nano trong dung dịch tổng hợp được gồm có: AgNPs 25, AgNPs 27, AgNPs 31, AgNPs 34 không có hiện tượng kết tủa được đưa vào khảo sát sơ bộ đối với chủng EPC-KK2, kết quả được thể hiện ở Bảng 1.

Bảng 1 cho thấy các mẫu dung dịch nano bạc AgNPs 25 và AgNPs 27 có hiệu quả diệt vi khuẩn EPC-KK2 với kích thước hạt trung bình < 25nm. Trong khi đó, các mẫu AgNPs 31 và AgNPs 34 với kích thước hạt trung bình > 25nm không có hiệu quả diệt vi khuẩn EPC-KK2.

Bảng 1. Ảnh hưởng của kích thước hạt và nồng độ nano bạc đến hiệu quả diệt khuẩn EPC-KK2 của các mẫu dung dịch nano bạc

TT	Ký hiệu mẫu	Kích thước hạt nano bạc trung bình (nm)	Nồng độ nano bạc trong dung dịch (ppm)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 ban đầu (tb/ml)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 sau 24 giờ tiếp xúc với dung dịch nano bạc (tb/ml)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 sau 96 giờ tiếp xúc với dung dịch nano bạc (tb/ml)	Đối chứng vi khuẩn $K_{EPC-KK2}$
1	AgNPs 25_30	21,45	30	10^6	nd	nd	10^6
2	AgNPs 25_60	21,45	60	10^6	nd	nd	10^6
3	AgNPs 25_100	21,45	100	10^6	nd	nd	10^6
4	AgNPs 27_30	18,45	30	10^6	nd	nd	10^6
5	AgNPs 27_60	18,45	60	10^6	nd	nd	10^6
6	AgNPs 27_100	18,45	100	10^6	nd	nd	10^6
7	AgNPs 31_30	25,28	30	10^6	10^5	10^5	10^6
8	AgNPs 31_60	25,28	60	10^6	10^5	10^4	10^6
9	AgNPs 31_100	25,28	100	10^6	10^6	10^5	10^6
10	AgNPs 34_30	25,38	30	10^6	10^5	10^5	10^6
11	AgNPs 34_60	25,38	60	10^6	10^5	10^5	10^6
12	AgNPs 34_100	25,38	100	10^6	10^6	10^5	10^6

Bảng 2. Khảo sát nồng độ diệt khuẩn EPC-KK2 của dung dịch nano bạc AgNPs 25

TT	Nồng độ nano bạc (ppm)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 ban đầu (tb/ml)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 sau 24 giờ tiếp xúc với AgNPs 25 (tb/ml)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 sau 96 giờ tiếp xúc với AgNPs 25 (tb/ml)	Đối chứng vi khuẩn $K_{EPC-KK2}$
1	0	10^6	10^6	10^5	10^6
2	5	10^6	10^6	10^5	10^6
3	10	10^6	10^5	10^4	10^6
4	15	10^6	10^4	10^3	10^6
5	20	10^6	~10	nd	10^6
6	25	10^6	nd	nd	10^6
7	30	10^6	nd	nd	10^6

nd: không phát hiện

Bảng 3. Khảo sát nồng độ diệt khuẩn EPC-KK2 của dung dịch nano bạc AgNPs 27

TT	Nồng độ nano bạc (ppm)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 ban đầu (tb/ml)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 sau 24 giờ tiếp xúc với AgNPs 27 (tb/ml)	Số lượng vi khuẩn EPC-KK2 sau 96 giờ tiếp xúc với AgNPs 27 (tb/ml)	Đối chứng vi khuẩn K _{EPC-KK2}
1	0	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶
2	5	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶
3	10	10 ⁶	10 ⁴	10 ⁴	10 ⁶
4	15	10 ⁶	10 ⁴	10 ³	10 ⁶
5	20	10 ⁶	~10	nd	10 ⁶
6	25	10 ⁶	nd	nd	10 ⁶
7	30	10 ⁶	nd	nd	10 ⁶

nd: không phát hiện

**Hình 13.** Vi khuẩn khử sulphate EPC-KK2 sinh trưởng trở lại trong thử nghiệm hiệu quả diệt khuẩn của dung dịch nano bạc**Hình 14.** Vi khuẩn khử sulphate EPC-KK2 không sinh trưởng trở lại trong thử nghiệm hiệu quả diệt khuẩn của dung dịch nano bạc

Với kích thước hạt nano AgNPs < 25nm, dung dịch nano AgNPs 25 và nano AgNPs 27 lần lượt được khảo sát hiệu quả diệt khuẩn ở các nồng độ trong khoảng 0 - 30ppm. Kết quả ở Bảng 2 và 3 cho thấy không phát hiện thấy EPC-KK2 sinh trưởng trở lại sau thời gian thử nghiệm với các mẫu nano AgNPs 25 và mẫu nano AgNPs 27 ở nồng độ 20ppm. Một số hình ảnh vi khuẩn khử sulphate EPC-KK2 trong thử nghiệm đánh giá tác dụng diệt khuẩn của dung dịch nano bạc (Hình 13 và 14).

Các kết quả đánh giá cho thấy hiệu quả diệt khuẩn của các mẫu dung dịch nano bạc AgNPs 27 và AgNPs 25 rất cao với nồng độ ở 20ppm đối với chủng EPC-KK2.

4. Kết luận

Vi khuẩn khử sulphate EPC-KK2 phân lập được từ mẫu dầu thô mỏ Bạch Hổ có tên phân loại là *Desulfomicrobium baculatum*, được sử dụng để đánh giá hiệu quả diệt khuẩn của dung dịch nano bạc. Dung dịch nano bạc (kích thước hạt bạc trung bình 18 - 21nm) có hiệu quả diệt khuẩn khử sulphate từ số lượng ban đầu là 10⁶ tb/ml xuống < 10tb/ml (99%) ở nồng độ 20ppm. Kết quả cho thấy dung dịch nano bạc có hiệu quả diệt khuẩn khử sulphate rất cao, mở ra một hướng mới để thử nghiệm ứng dụng nano bạc làm chất diệt khuẩn trong công nghiệp dầu khí Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Lại Thúy Hiền, Đặng Phương Nga. *Một số đặc điểm sinh lý, sinh hóa của một số chủng vi khuẩn KSF phân lập từ mỏ dầu Bạch Hổ*. Tạp chí Sinh học. 1998; 20(2): trang 33 - 38.
2. Lại Thúy Hiền, Lê Phi Nga. *Nghiên cứu khả năng gây ăn mòn kim loại của vi khuẩn *Desulfovibrio vulgaris**. Tạp chí Sinh học. 1992; 14(4): trang 26 - 29.
3. Catalina Marambio-Jones, Eric M.V.Hoek. *A review of the antibacterial effects of silver nanomaterials and potential implications for human health and the environment*. Journal of Nanoparticle Research. 2010; 12(5): p.1531 - 1551.
4. Shuai He, Honglin Chen, Zanru Guo, Biqing Wang, Chongli Tang, Yujun Feng. *High-concentration silver colloid stabilized by a cationic geminisurfactant*. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2013; 429: p. 98 - 105.
5. G.Franci, A.Falanga, S.Galdiero, L.Palomba, M.Rai, G.Morelli, M.Galdiero. *Silver nanoparticles as potential antibacterial agents*. Molecules. 2015; 20(5): p. 8856 - 8874.
6. Sebastian Wojtysiak, Andrzej Kudelski. *Influence of oxygen on the process of formation of silver nanoparticles during citrate/borohydride synthesis of silver sols*. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2012; 410: p. 45 - 51.
7. H.S.Shin, H.J.Yang, S.B.Kim, M.S.Lee. *Mechanism of growth of colloidal silver nanoparticles stabilized by polyvinyl pyrrolidone in γ -irradiated silver nitrate solution*. Journal of Colloid and Interface Science. 2004; 274(1): p. 89 - 94.

Study on testing of the antibacterial effect of silver nanoparticles on sulfate-reducing bacteria

Cu Thi Viet Nga, Trinh Thanh Son, Luong Van Tuyen
Ha Thu Huong, Kieu Anh Trung, Bui Thi Huong
Dao Thi Hai Ha, Nguyen Thi Ngoc Bich
Ngo Hong Anh, Hoang Thi Phuong
Vietnam Petroleum Institute
Email: ngactv@vpi.pvn.vn

Summary

In the oil and gas industry, sulfate-reducing bacteria can create hydrogen sulfide (H_2S), thus decreasing the commercial value of crude oil, causing metal equipment corrosion and great damages to the economic efficiency and the health of staff working on drilling rigs. Because of their strong antibacterial and environmental friendly characteristics, silver nanoparticles have been studied and developed by scientists in the world. This paper presents some research results on silver nanoparticle synthesis and antibacterial survey of sulfate-reducing bacteria *desulfomicrobium baculatum* isolated from crude oil samples taken from Bach Ho field.

Key words: Silver nanoparticle, biocide, sulfate-reducing bacteria.

SẢN XUẤT CÁC SẢN PHẨM HÓA DẦU TỪ KHÍ THIÊN NHIÊN MỎ CÁ VOI XANH

Trương Minh Huệ, Lê Dương Hải
Nguyễn Anh Tuấn, Nguyễn Thị Hoài Ân
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: huetm@pvpro.com.vn

Tóm tắt

Mỏ khí Cá Voi Xanh được phát hiện năm 2011 với trữ lượng lớn (khoảng 150 tỷ m³ thu hồi) mở ra cơ hội phát triển ngành công nghiệp hóa dầu từ khí tại miền Trung Việt Nam. Ngoài định hướng khí sử dụng cho điện và công nghiệp, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ưu tiên sử dụng khoảng 1,7 tỷ m³/năm khí Cá Voi Xanh (tương đương với 1,0 tỷ m³/năm khí hydrocarbon) cho việc phát triển hóa dầu từ khí. Khí Cá Voi Xanh với đặc tính giàu CO₂ (~30% thể tích), hướng chế biến hóa dầu phù hợp là sản xuất methanol với sản lượng lớn rồi chuyển hóa methanol thành các olefin bằng công nghệ methanol to propylene (MTP) hay methanol to olefin (MTO) và từ đó sản xuất các dẫn xuất của olefin. Qua sàng lọc sơ bộ về thị trường, công nghệ và hiệu quả kinh tế, một số sản phẩm dẫn xuất của olefin tiềm năng gồm: chuỗi ethylene (HDPE, SM/PS, MMA) và chuỗi propylene (PP Copo, các hóa chất acrylic acid, 2-EH, n-butanol và các dẫn xuất 2-EHA, n-butyl acrylate). Từ các sản phẩm tiềm năng, 6 sơ đồ tổ hợp hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh với tiêu hao khí khoảng 1,7 tỷ m³/năm được đề xuất và đánh giá về khía cạnh kỹ thuật và kinh tế. Trong đó, 3 tổ hợp được đánh giá khả thi về mặt kinh tế gồm: tổ hợp MTP sản xuất PP Copo, tổ hợp MTO sản xuất PP-PS-hóa chất hoặc sản xuất PS-MMA và hóa chất. Tuy nhiên, qua đánh giá đầy đủ các tiêu chí về công nghệ sản xuất, khả năng tiêu thụ sản phẩm, tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế của các sơ đồ tổ hợp, tổ hợp MTP sản xuất PP Copo được đánh giá phù hợp nhất để đầu tư sau khi mỏ khí Cá Voi Xanh đi vào khai thác năm 2023.

Từ khóa: Cá Voi Xanh, hóa dầu từ khí, chế biến sâu khí.

1. Các giả thiết và phương pháp luận

Các giả thiết và nguồn thông tin dữ liệu được sử dụng trong nghiên cứu:

- Thời điểm khí thiên nhiên mỏ Cá Voi Xanh được đưa vào khai thác từ năm 2023;
- Thành phần, tính chất khí Cá Voi Xanh sử dụng cho sản xuất hóa dầu được giả định là khí Cá Voi Xanh sau xử lý H₂S bằng phương pháp hấp thụ vật lý, không tách loại CO₂ và N₂. Thành phần cơ bản khí Cá Voi Xanh gồm: CH₄ 58,52%, CO₂ 30,5%, N₂ 9,05%, C₂₊ 1,93%, H₂S < 30ppmv;
- Định hướng sản xuất hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh kế thừa từ các kết quả nghiên cứu trước là đi theo hướng sản xuất methanol, sử dụng methanol để sản xuất các olefin sau đó sản xuất các dẫn xuất khác. Nghiên cứu này sẽ xác định cụ thể các dẫn xuất của ethylene/propylene nên sản xuất trên cơ sở rà soát thị trường cũng như cập nhật các yếu tố về công nghệ và hiệu quả kinh tế;
- Các cơ sở thông tin dữ liệu tính toán phục vụ cho nghiên cứu gồm:
 - + Thông tin cung cấp từ các nhà bản quyền công nghệ Haldor Topsoe (nhà máy methanol), UOP (nhà máy MTO), Lurgi (nhà máy MTP);

+ Các báo cáo thị trường CEH 2014 (IHS) của hơn 300 sản phẩm hóa chất trên thế giới, các khu vực và một số quốc gia;

+ Thông tin dữ liệu kinh tế về sản xuất theo tài liệu PEP Yearbook 2014 (IHS) của hơn 1.400 quy trình trên thế giới;

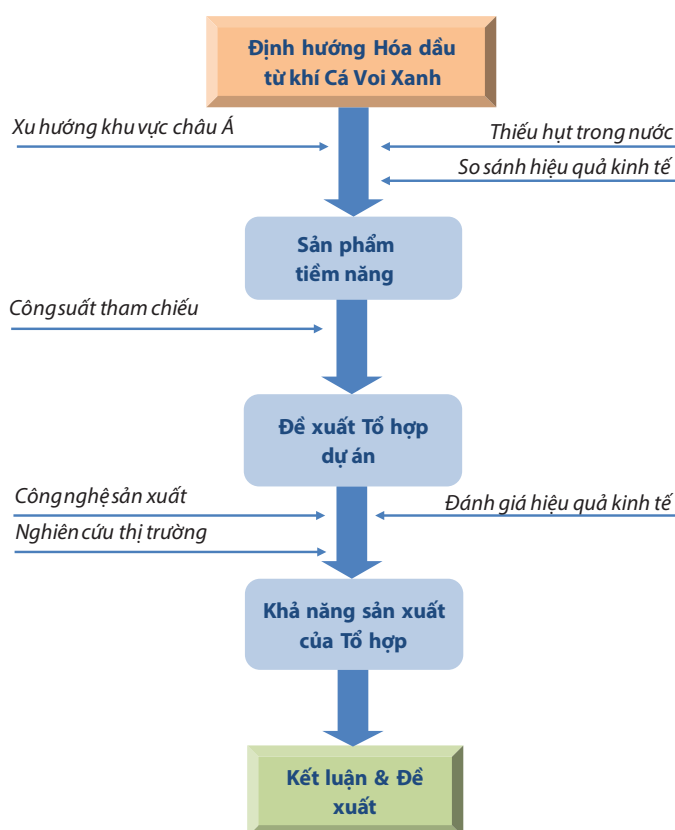
+ Dự báo giá dài hạn của các sản phẩm hóa dầu và các sản phẩm trung gian theo các kịch bản giá dầu 45, 70 và 100USD/thùng do Nexant thực hiện.

Phương pháp thực hiện của nhóm tác giả gồm các bước chính như Hình 1.

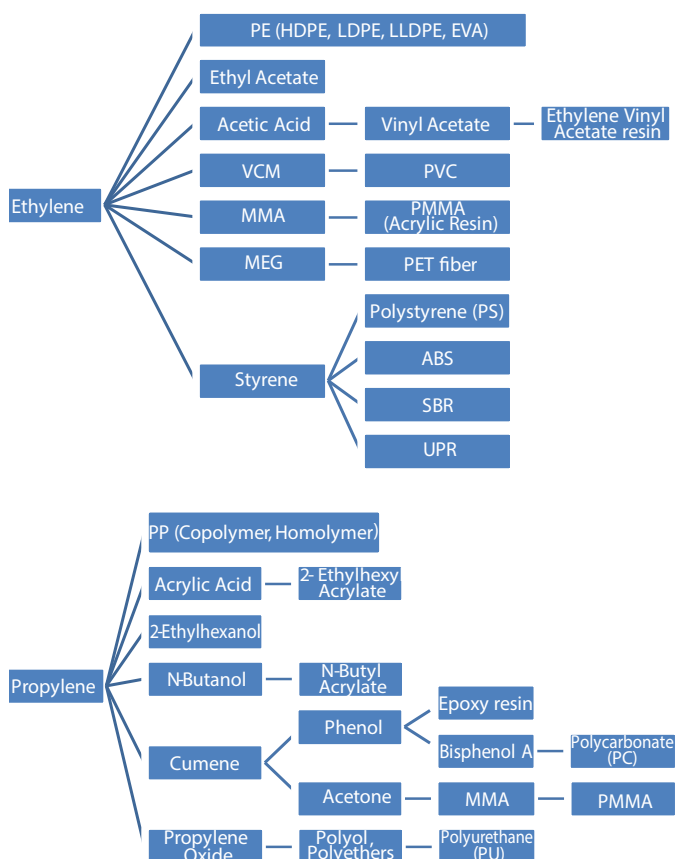
2. Các sản phẩm tiềm năng

Các tiêu chí xác định sản phẩm tiềm năng:

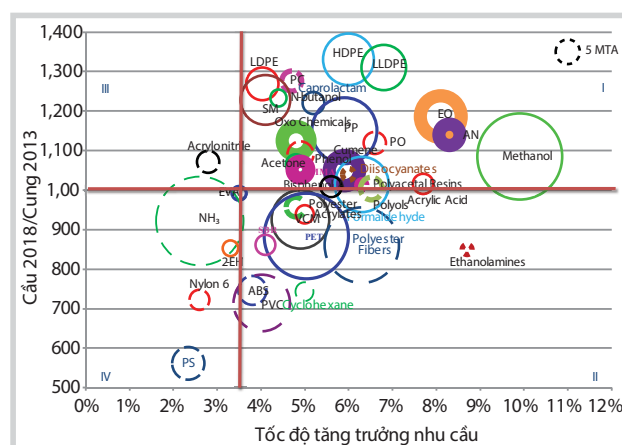
- Thiểu hụt nội địa: ước tính thiếu hụt nội địa đủ lớn hơn khoảng công suất tối thiểu của dây chuyền sản xuất (theo thống kê của PEP Yearbook);
- Tiềm năng xuất khẩu là sản phẩm có tiềm năng xuất khẩu ở khu vực châu Á: tốc độ tăng trưởng nhu cầu > 20%/năm (tương đương 3,5%/năm) hoặc tỷ lệ nhu cầu năm 2018/công suất năm 2013 > 1;
- Chuỗi công nghệ khả thi là dẫn xuất của các olefin (ethylene và propylene), tiêu hao nguyên liệu chính trong



Hình 1. Phương pháp thực hiện nghiên cứu



Hình 2. Các hướng sản xuất dẫn xuất từ ethylene và propylene



Nguồn: IHS, PVPro

Hình 3. Bản đồ dự báo thị trường hóa chất khu vực châu Á năm 2018

quá trình sản xuất khi kết nối trong tổ hợp phù hợp với công suất ethylene/propylene từ quá trình MTO/MTP;

- Hiệu quả kinh tế: ước tính hiệu quả kinh tế sơ bộ các dự án sản xuất các sản phẩm hóa dầu (riêng lẻ) bằng tỷ suất sinh lợi nội tại (IRR).

Danh mục các sản phẩm hóa chất tiềm năng nhất được đề xuất gồm:

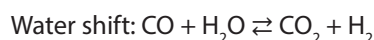
- Chuỗi ethylene:
 - + PE (HDPE);
 - + Nhóm SM/PS;
 - + Nhóm MMA;
- Chuỗi propylene:
 - + PP (Copo);
 - + Nhóm các hóa chất: Acrylic acid, nhóm oxo alcohol (gồm 2-EH, n-butanol) và các dẫn xuất (gồm 2-EHA, n-butyl acrylate).

3. Công nghệ sản xuất các sản phẩm hóa dầu

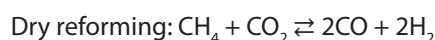
3.1. Chuyển hóa khí thiên nhiên thành methanol

Công nghệ sản xuất methanol gồm 2 giai đoạn:

- Giai đoạn 1: Sản xuất khí tổng hợp ($H_2 + CO$). Khí thiên nhiên sẽ được chuyển hóa thành khí tổng hợp ở điều kiện nhiệt độ cao với sự có mặt của xúc tác (Ni), qua 2 phản ứng chính sau:



Ngoài ra, khi có mặt CO_2 trong khí thiên nhiên và xúc tác thích hợp, trong quá trình sản xuất khí tổng hợp còn xảy ra phản ứng reforming khô sau:



Bảng 1. Đánh giá tiềm năng thị trường hóa chất khu vực châu Á

TT	Sản phẩm	Thiếu hụt nội địa		Công suất tối thiểu (nghìn tấn/năm)	Thị trường châu Á năm 2013 - 2018		
		Năm 2014	Năm 2022		Tăng trưởng nhu cầu (%)	Nhu cầu năm 2018/công suất năm 2013	Nhóm ^(*)
1	PE	-1050	-704	-	5,6		I
	HDPE	-527	-379	175	6,0	1,33	I
	LDPE	-373	-218	200	4,0	1,27	I
	LLDPE	-149	-98	200	6,8	1,31	I
2	PP	-860	-403	-	5,9	1,15	I
	PP Homo	-493	-484	63			
	PP Copo impact	-129	-220	100			
3	PETxs	-329	-217	225	6,3	0,86	II
4	VCM	-251	0	250	4,9	0,93	II
5	PVC	-206	-584	50	4,0	0,71	II
6	PTA	-206	-296	125	6,0	0,94	II
7	Methanol	-140	-282	-	9,9	1,08	I
8	PS	-126	-294	57	2,3	0,56	IV
9	ABS	-107	-206	25	3,8	0,75	II
10	EVA	-103	-232	23	3,5	0,99	II
11	Polyete polyol	-94	-156	5	6,5	1,00	II
12	UPR	-83	-88	15	4,8	0,96	II
13	MEG	-78	-122	200	4,3	1,82	I
14	Acrylic resin (PMMA)	-68	-95	5	4,2	0,74	II
15	SM	-65	-84	227	4,1	1,23	I
16	PU	-58	-88	3	5,3		
17	Polyamides (Nylon)	-58	-71	2	2,6	0,72	IV
18	Polycarbonate (PC)	-53	-77	12	4,7	1,28	I
19	Ethyl acetate	-50	-87	50	5,0	0,81	II
20	2-Ethylhexanol (2-EH)	-26	-27	17	4,8	1,12	I
21	Butyl acrylate (n-BA)	-28	-41	50	5,0	0,94	II
22	Epoxyd	-22	-31	1	4,5		
23	Diphenylmethane diisocyanate	-21	-33	5	6,0	1,04	II
24	DOP	-20	-37	34	6,0		
25	MMA	-18	-10	45	4,9	1,05	I
26	Toluene diisocyanate	-17	-32	23	6,0	1,04	II
27	POM	-13	-23	10	6,3	1,01	II
28	Acetic acid	-12	-17	60	5,0	0,76	II
29	Acetone	-11	-15	34	4,8	1,07	I
30	SBR	-55	-105	35	4,1	0,86	II

Nguồn: Thông tin thương mại, số liệu hải quan, IHS, PVPro

(*) Phân nhóm về thị trường châu Á theo bản đồ hóa chất tại Hình 3.

Bảng 2. Hiệu quả kinh tế của các dự án sản xuất sản phẩm hóa dầu

TT	Sản phẩm	Công suất, (nghìn tấn/năm)	Nguyên liệu chính	IRR (%)
1	Methanol	1.200	Khí thiên nhiên mỏ Cá Voi Xanh	7,6
2	POM	20	Methanol	6,8
3	Ethylene, MTO 1:1	172	Methanol	4,9
4	Ethylene, MTO advanced	187	Methanol	6,6
5	HDPE	189	Ethylene	10,9
6	LDPE	185	Ethylene	1,4
7	LLDPE	190	Ethylene	8,1
8	EVA	120	Ethylene, vinyl acetate	-0,7
9	Acetic acid	200	Ethylene	-
10	Vinyl acetate	50	Acetic acid, acetylene	0,4
11	Ethyl acetate	50	Ethylene, acetic acid	-

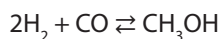
Bảng 2. Hiệu quả kinh tế của các dự án sản xuất sản phẩm hóa dầu (tiếp)

TT	Sản phẩm	Công suất, (nghìn tấn/năm)	Nguyên liệu chính	IRR (%)
12	VCM	398	Ethylene	-
13	PVC	394	VCM	-2,6
14	MMA	240	Ethylene, methanol, formaldehyde	26,1
15	PMMA	20	MMA	-
16	MEG	228	Ethylene	4,1
17	PET	400	MEG, PTA	17,7
18	Styrene	428	Ethylene, benzene	15,8
19	PS	200	Styrene	10,6
20	SBR	140	Styrene, butadiene	1,3
21	ABS	100	Acrylonitril, butadiene, styrene	-
22	UPR	90	Styrene	-
23	Propylene, MTP	338	Methanol	16,9
24	PP Homo	300	Propylene	-4,3
25	PP Copo impact	360	Propylene, ethylene	22,8
26	Acrylic acid	210	Propylene	11,8
27	2-EHA	50	Acrylic acid, 2-EH	7,6
28	2-EH	60	Propylene	5,6
29	DOP	35	2-EH	-
30	n-Butanol	50	Propylene	11,5
31	n-Butyl acrylate	85	n-Butanol, acrylic acid	12,3
32	Cumene	148	Propylene, benzene	1,3
33	Acetone	68	Cumene	-
34	MMA	100	Acetone	26,4
35	Phenol	110	Cumene	-
36	BPA	109	Phenol	-
37	PC	100	BPA	-
38	Epoxy	30	Phenol, epichlorohydrin	26,7
39	PO	102	Propylene	-
40	Polyol, polyether	127	PO, EO	34,9
41	PU	60	Polyol, polyether	-

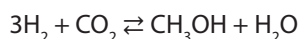
Nguồn: PVPro

Water shift: $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$

- Giai đoạn 2: Chuyển hóa khí tổng hợp thành methanol.



Khi có mặt CO_2 và xúc tác thích hợp, trong quá trình tổng hợp methanol còn có phản ứng sau:



Công nghệ chuyển hóa khí thiên nhiên thành methanol đã được thương mại hóa rộng rãi trên thế giới với nhiều nhà bản quyền. Trong đó, Haldor Topsoe có nhiều kinh nghiệm nhất với các nhà máy hiện đang vận hành trên thế giới. Qua quá trình trao đổi thông tin, Haldor Topsoe đề xuất phương án chuyển hóa khí Cá Voi Xanh với tính chất đầu vào như thành phần sau xử lý H_2S bằng công nghệ hấp thụ vật lý, không tách loại CO_2 và N_2 như Hình 4.

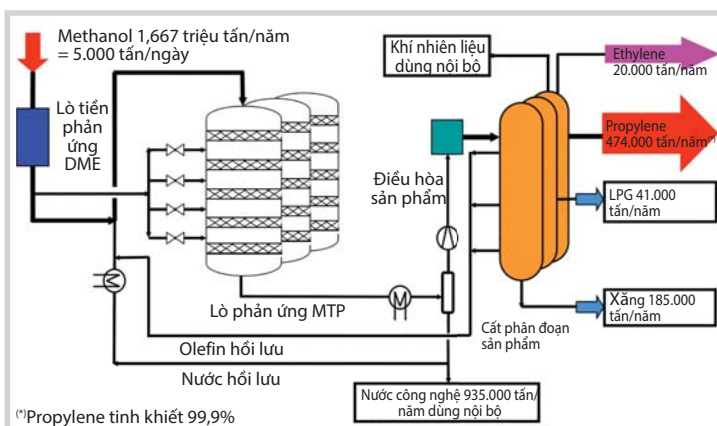
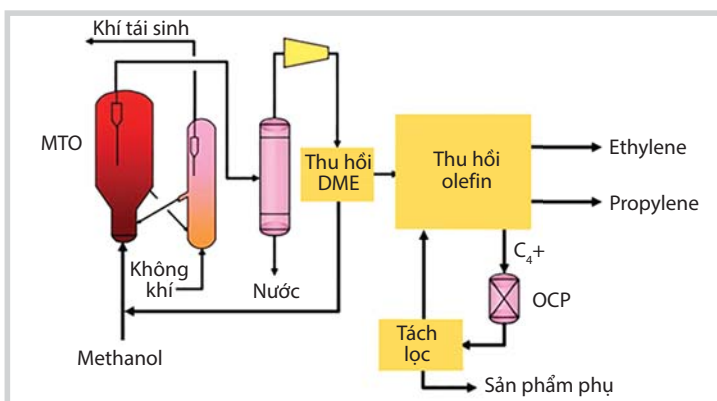
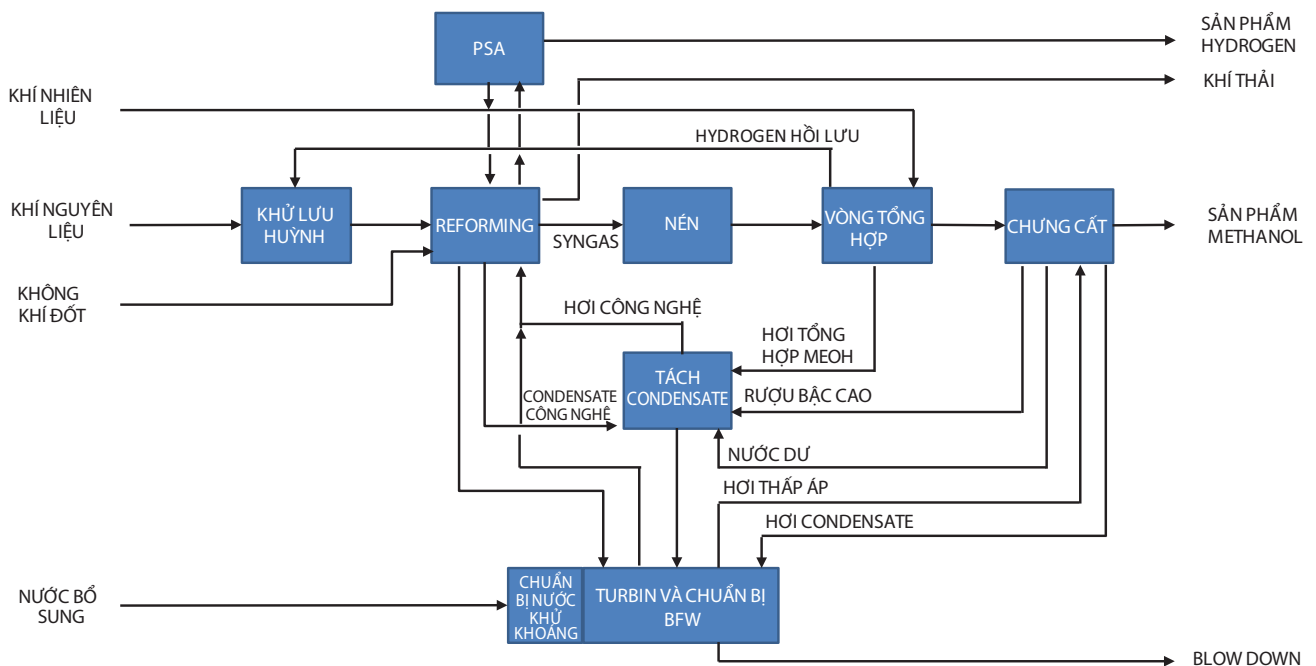
Với công suất dự kiến là 1.200 tấn methanol, lượng khí Cá Voi Xanh cần phải sử dụng cho nhà máy khoảng 1,67 triệu $\text{m}^3/\text{năm}$.

3.2. Chuyển hóa methanol thành các olefin

3.2.1. Chuyển hóa methanol thành các olefin (MTO)

MTO là một công nghệ mới đã được thương mại hóa trên thế giới với nhà bản quyền tiêu biểu là UOP. Trong quy trình công nghệ này, UOP sử dụng hệ thống gồm 1 thiết bị phản ứng dạng tầng sôi và 1 thiết bị tái sinh xúc tác để chuyển hóa methanol thành olefin ($\text{C}_3=$ và $\text{C}_2=$) với xúc tác độc quyền SAPO-34 do UOP sáng chế.

UOP đề xuất công nghệ MTO với tùy chọn bổ sung thêm cụm Cracking Olefin (OCP - Olefin Cracking Process). Một phần hoặc toàn bộ phân đoạn sản phẩm từ C_4 đến C_6 có thể tiếp tục được đưa qua cụm OCP để chuyển hóa chọn lọc thành các sản phẩm olefin nhẹ mà chủ yếu là



Bảng 3. So sánh kinh nghiệm áp dụng công nghệ MTO và MTP

Số bản quyền	MTO (trong đó của UOP)	MTP (Lurgi)
Nhà máy đã hoạt động	4 (1)	2
Dự án đang triển khai	12 (6)	2

Nguồn: Technon OrbiChem, UOP, Lurgi

propylene. Đối với công nghệ này, trung bình cứ 2,6 tấn methanol sẽ sản xuất ra được 1 tấn hỗn hợp olefin. Tỷ lệ đặc trưng giữa dòng sản phẩm propylene và ethylene trong cụm thiết bị OCP là khoảng 4:1. Với việc bổ sung thêm cụm OCP, tỷ lệ giữa propylene/ethylene thương phẩm trên toàn quy trình công nghệ sẽ nâng lên trong khoảng từ 1,24 đến 1,8. Các sản phẩm thu được từ cụm OCP sau đó sẽ được phân tách bởi tháp chưng cất phân đoạn. Các sản phẩm C_3 và phân đoạn nhẹ hơn sẽ được đưa tới cụm thu hồi sản phẩm MTO, còn phần còn lại bao gồm C_4 và các phân đoạn nặng hơn được sử dụng như là một loại nhiên liệu sản phẩm phụ.

3.2.2. Chuyển hóa methanol thành propylene (MTP)

Công nghệ chuyển hóa methanol thành propylene đã có từ lâu và đã thương mại hóa trên thế giới với nhà bản quyền tiêu biểu là Lurgi với công nghệ Lurgi Methanol to Propylene (MTP®) Technology và Gas to Propylene (GTP) Technology. Trong công nghệ MTP, Lurgi sử dụng hệ thống gồm 3 thiết bị phản ứng tầng cố định mắc song song và xúc tác có độ chọn lọc cao trên nền chất mang zeolite.

Cân bằng vật chất của tổ hợp MTP được tính với lượng methanol nhập liệu tương ứng là 5.000 tấn/ngày và 3.300 tấn/ngày. Sản phẩm chính là $C_3=$ và C_4 . Các sản phẩm phụ gồm có khí nhiên liệu

(được tận dụng để cung cấp cho quy trình), LPG và xăng.

3.2.3. So sánh các hướng chuyển hóa methanol thành olefin

- Kinh nghiệm và phạm vi áp dụng

Các công nghệ chuyển hóa methanol thành olefin chỉ được áp dụng tại Trung Quốc, trong đó công nghệ MTO (bản quyền của UOP và các công ty khác của Trung Quốc) được áp dụng nhiều hơn so với MTP.

Với đặc trưng về độ chọn lọc sản phẩm olefin chỉ có propylene, do đó công nghệ MTP phù hợp với các dự án chỉ tập trung vào sản phẩm propylene.

- Cơ cấu sản phẩm

So sánh sơ bộ về cơ cấu sản phẩm của 2 công nghệ MTO và MTP cho thấy mặc dù tổng sản phẩm có giá trị tương đương (44%) nhưng công nghệ MTO có tích hợp OCP cho lượng olefin cao hơn (38%), lượng ethylene lớn còn công nghệ MTP cho sản phẩm chủ yếu là propylene. Ngoài ra, công nghệ MTO có sản phẩm là phân đoạn C_{5+} tương đối lớn, có hàm lượng olefin (30 - 60%) và aromatic (15 - 60%) tương đối cao nên hạn chế nhất định trong việc sử dụng để pha chế xăng.

- Cấu hình công nghệ và chi phí đầu tư

Xét về cấu hình công nghệ, công nghệ MTO sử dụng thiết bị phản ứng tầng sôi (và thêm cụm cracking sản phẩm phụ OCP khi được yêu cầu nâng tỷ lệ propylene/ethylene) còn công nghệ MTP sử dụng thiết bị phản ứng tầng cố định. Do đó, chi phí đầu tư của công nghệ MTO cao hơn so với công nghệ MTP.

Bảng 4. So sánh cơ cấu sản phẩm 2 công nghệ MTO và MTP

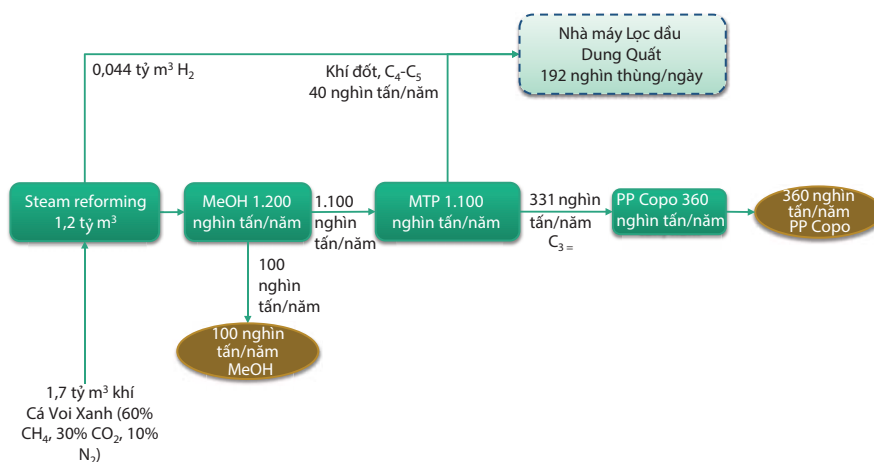
Nguyên liệu	MTO (tỷ lệ propylene/ethylene = 1,24)		MTP	
	Tấn/ngày	%	Tấn/ngày	%
Methanol	3.300		5.000	
Sản phẩm				
Propylene	696	21	1423	28
Ethylene	561	17	60	1
LPG	33	1	123	2
Hydrocarbon C_{5+}	46	1	556	11
Light Ends & Coke	109	3	36	1
Tổng olefin		38		29
Tổng sản phẩm giá trị		44		44

Nguồn: Technon OrbiChem, UOP, Lurgi

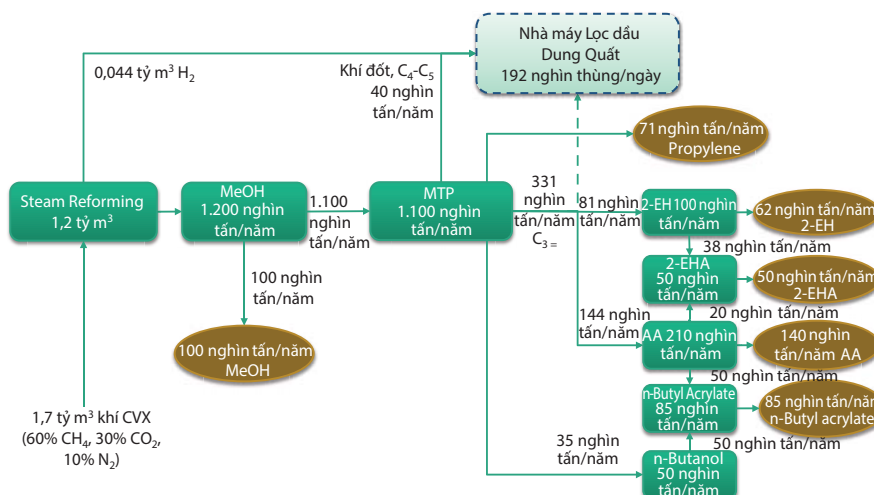
Bảng 5. So sánh chi phí đầu tư công nghệ MTO và MTP

Chi phí	MTO (UOP)	MTP (Lurgi)
Công suất (nghìn tấn olefin/năm)	550	515
Tổng vốn đầu tư (triệu USD)	~ 400	~ 215
Suất đầu tư		
Triệu USD/tấn methanol	0,10	0,16
Triệu USD/tấn olefin	0,71	0,51

Nguồn: PEP Year Book 2014



Hình 7. Sơ đồ tổ hợp hóa dầu MTP - PP



Hình 8. Sơ đồ tổ hợp MTP - hóa chất

Kết quả đánh giá sơ bộ cho thấy công nghệ MTO được áp dụng nhiều hơn so với công nghệ MTP do sản xuất đồng thời cả ethylene và propylene, có thể linh hoạt trong việc thay đổi sản phẩm. Tuy nhiên, công nghệ MTO có suất đầu tư cao hơn so với công nghệ MTP. Do đó, việc đánh giá lựa chọn công nghệ phù hợp cho dự án sử dụng khí Cá Voi Xanh cần được tính toán thông qua hiệu quả kinh tế của toàn bộ dự án.

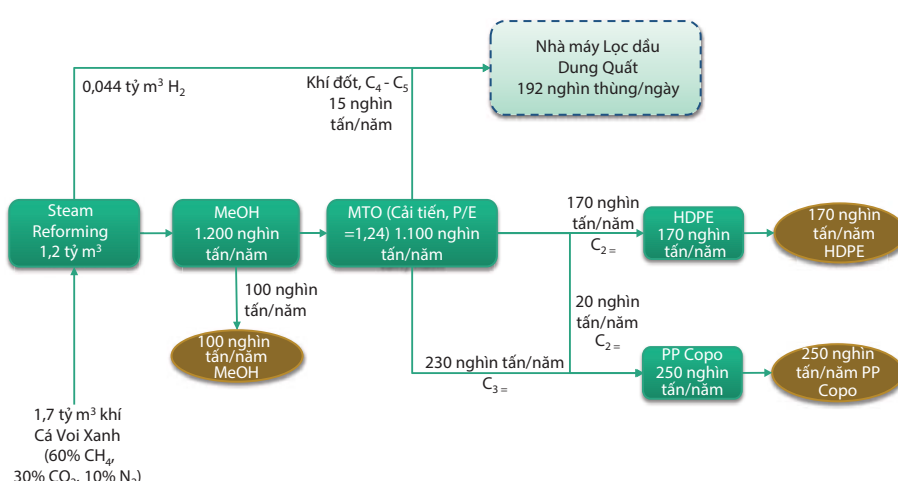
4. Các tổ hợp hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh

Từ các dẫn xuất của ethylene và propylene nói trên, nhóm tác giả lập 2 mô hình tổ hợp hóa dầu MTP và 4 mô hình MTO để tiếp tục đánh giá. Cơ sở xác định công suất cho các phân xưởng gồm:

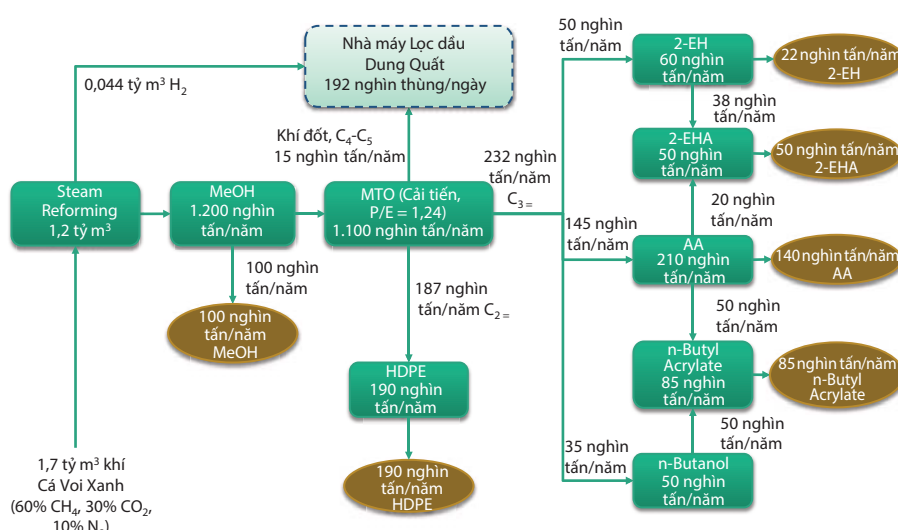
- Sản lượng methanol sản xuất được từ 1,7 tỷ m³ khí Cá Voi Xanh, sản lượng ethylene, propylene ước tính từ các xưởng MTO, MTP;
- Công suất tham chiếu trên thế giới cho việc sản xuất các sản phẩm hóa dầu (tức mức công suất trung bình theo thống kê trong tài liệu PEP Yearbook 2014).

5. Thị trường sản phẩm

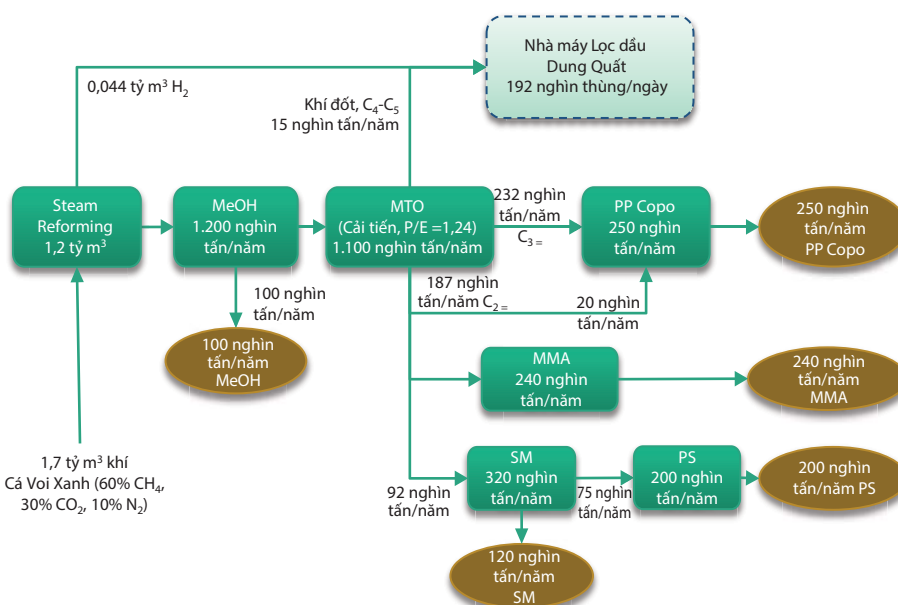
Các sản phẩm tiềm năng có thị trường khá tốt tại khu vực châu Á với nhu cầu tiêu thụ cao hơn so với sản lượng cung cấp và tốc độ tăng trưởng nhu cầu tương đối cao trong giai đoạn 2014 - 2019 theo dự báo của IHS. Các sản phẩm có thị trường tiêu thụ mạnh trong khu vực gồm: methanol, styrene monomer và các sản phẩm hạt nhựa như PE, PP, PS. Các sản phẩm hóa chất như acrylic acid, 2-ethylhexanol,



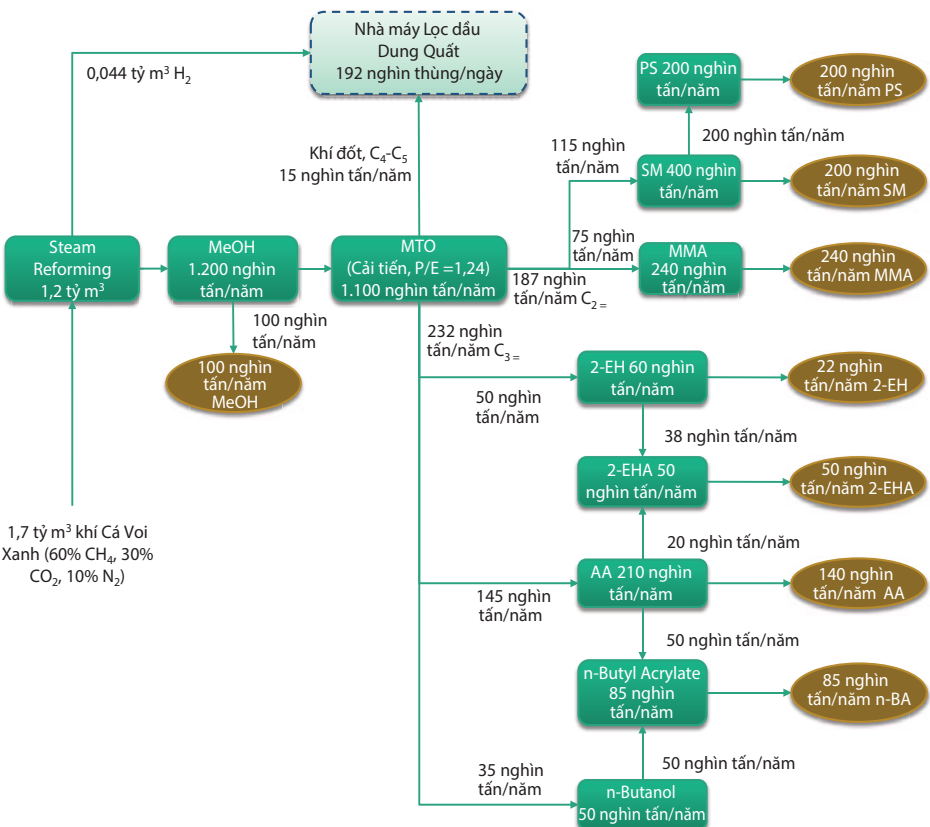
Hình 9. Sơ đồ tổ hợp hóa dầu MTO - PE/PP



Hình 10. Sơ đồ tổ hợp hóa dầu MTO - PE/hóa chất



Hình 11. Sơ đồ tổ hợp hóa dầu MTO - PP/SM-PS-MMA



Hình 12. Sơ đồ tổ hợp hóa dầu MTO - hóa chất/SM-PS-MMA

Bảng 6. Thị trường các sản phẩm tiềm năng tại khu vực châu Á

Đơn vị tính: Triệu tấn

Sản phẩm	Sản lượng 2014	Tiêu thụ			Nước nhập khẩu
		2014	2019	Tăng trưởng (%)	
Methanol ^(*)	30	37	61	9,9	Trung Quốc, Ấn Độ, Nhật Bản, Hàn Quốc
HDPE	14	17	23	6,0	Trung Quốc, Ấn Độ
PP	26	29	38	5,9	Trung Quốc
AA ^(*)	2,4	2,7	3,4	5,2	Nhật Bản, Ấn Độ, Đài Loan, Thái Lan
2-EH	2,6	2,7	3,2	3,6	Trung Quốc, Ấn Độ
Acrylate esters ^(**)	2,1	2,1	2,6	5,0	Nhật Bản, Ấn Độ, Thái Lan
SM	14	16	20	4,1	Trung Quốc, Ấn Độ, Đài Loan
PS	GP/HIPS	5,2	4,8	5,3	Trung Quốc
	EPS	3,7	3,3	3,8	
MMA	1,8	1,7	2,2	4,9	Ấn Độ, các nước Đông Nam Á
					Trung Quốc, Hàn Quốc, Đài Loan

(*) Số liệu năm 2013 - 2018; (**) Acrylate esters gồm: n-butyl acrylate, ethyl acrylate, 2-EHA, methyl acrylate và các acrylate khác

Bảng 7. Dự báo nhu cầu các sản phẩm tiềm năng đến năm 2030 tại Việt Nam

Đơn vị tính: Nghìn tấn

Sản phẩm	Nhu cầu				% tăng trưởng (2015 - 2030)	Công suất dự kiến	Ứng dụng
	2014	2020	2025	2030			
HDPE	527	781	908	1.012	4,0	450	Các sản phẩm đúc thổi
PP	854	1.286	1.532	1.762	4,5	976	Dệt sợi, nhựa công nghiệp, nhựa gia dụng, bao bì mềm, bao bì cứng
PS	180	302	424	531	6,9	128	Nhựa gia dụng, nhựa công nghiệp, các thiết bị điện tử
2-EH	26	27	27	27	27	-	Nguyên liệu sản xuất DOP
SM	67	153	167	178	4,0	-	Nguyên liệu sản xuất nhựa PS, dung môi
Methanol	140	293	322	348	7,3	-	Sản xuất formalin
MMA	18	31	46	58	7,6	-	Nguyên liệu sản xuất nhựa acrylic
AA	1	2	2	3	6,6	-	Nguyên liệu ngành keo dán, dệt nhuộm, polymer nhũ...

Nguồn: PVPro

Doanh nghiệp này sản xuất khoảng 54 nghìn tấn/năm, đáp ứng 30% tổng nhu cầu trong nước năm 2014.

Thị trường methanol trong nước phục vụ cho ngành sản xuất formalin, với lượng tiêu thụ năm 2014 khoảng 140 nghìn tấn. Đối với các dự án sản xuất hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh, methanol đóng vai trò sản phẩm trung gian để chuyển hóa thành các olefin giá trị cao, có thể xem xét xuất bán khoảng 100 nghìn tấn/năm để phục vụ nhu cầu trong nước.

2-EH là nguyên liệu dùng để sản xuất DOP, được nhập khẩu chủ yếu phục vụ nhu cầu cho nhà máy sản xuất DOP của Công ty TNHH Hóa chất LG VINA công suất 40 nghìn tấn/năm. Do đó, nhu cầu tiêu thụ 2-EH sẽ phụ thuộc vào nhu cầu sản xuất (tăng thêm/mở rộng công suất) của nhà máy.

MMA, AA và n-butyl acrylate được dùng làm nguyên liệu sản xuất nhựa acrylic, hoặc làm phụ gia cho các ngành công nghiệp sơn, polymer nhũ, keo dán. Hiện nay, Việt Nam chỉ có một số nhà máy sản xuất nhựa acrylic, dùng để sản xuất keo dán và mica tấm. Nhựa mica tấm ngày càng được người tiêu dùng ưa chuộng do tính năng dẻo và không dẫn điện, nhiệt nên khả năng sản xuất nhựa acrylic cũng từ đó tăng lên. Do vậy, nhu cầu tiêu thụ các nguyên liệu MMA, AA, n-butyl acrylate này sẽ phụ thuộc vào nhu cầu sản xuất và tiêu thụ của nhựa acrylic.

Các loại hóa chất khác như n-butanol và 2-EHA có

lượng tiêu thụ không đáng kể tại Việt Nam, do đó được định hướng xuất khẩu đến các nước trong khu vực.

6. Tổng mức đầu tư - Hiệu quả kinh tế các tổ hợp

6.1. Cơ sở tính toán

- Tổng mức đầu tư các tổ hợp được tính toán dựa trên cơ sở dữ liệu PEP Yearbook 2014 (IHS), thông tin nhà bản quyền công nghệ và kinh nghiệm thực hiện báo cáo nghiên cứu khả thi các dự án hóa dầu của Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro) - Viện Dầu khí Việt Nam (VPI).

- Vòng đời dự án: 20 năm;

- Cơ cấu vốn vay/vốn chủ sở hữu:

+ 70% vốn vay, lãi suất vay Việt Nam đồng 10%/năm;

+ 30% vốn chủ sở hữu, chi phí sử dụng vốn chủ sở hữu ước tính là 12%/năm (trong trường hợp nhà đầu tư nước ngoài đầu tư sẽ đòi hỏi chi phí sử dụng vốn cao hơn, khoảng 20%/năm).

- Chi phí sử dụng vốn bình quân của dự án (WACC): 9,2%/năm;

- IRRmin dự án: 13,2% (theo Quyết định số 1531/QĐ-DKVN ngày 29/2/2012 về việc ban hành Quy định về quy trình và tiêu chí đánh giá, thẩm định và quyết định đầu tư các dự án của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (ngoại trừ các dự án tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí));

Bảng 8. Kết quả tính toán hiệu quả kinh tế các tổ hợp

Tiêu chí	Đơn vị tính	MTP			MTO		
		Hóa chất	PP	PE/PP	PE/Hóa chất	PP/SM-PS-MMA	Hóa chất/ SM-PS-MMA
IRR	%	11,0	13,7	9,7	9,0	15,9	14,3
NPV@IRRmin	Triệu USD	-250	32	-353	-595	490	252
Tổng mức đầu tư	Triệu USD	1.854	1.087	1.708	2.473	2.733	3.535
Thời gian hoàn vốn		7 năm 2 tháng	5 năm 9 tháng	7 năm 11 tháng	8 năm 5 tháng	4 năm 10 tháng	5 năm 5 tháng
Giá khí tối đa chấp nhận được ^(*)	USD/mmBtu	7,9	9,5	7,2	5,7	11,9	10,7

^(*) Giá khí tại năm đầu tiên vận hành (năm 2023)

Bảng 9. Kết quả chấm điểm xếp hạng các tổ hợp hóa dầu (thang điểm 10)

Tiêu chí	Cụm MTP			Cụm MTO		
	Hóa chất	PP	PE/PP	PE/Hóa chất	PP/SM-PS-MMA	Hóa chất/SM-PS-MMA
Tổng mức đầu tư	6,9	10,0	7,5	4,3	3,3	0,0
Giá khí tối đa chấp nhận được	3,4	6,1	2,4	0,0	10,0	8,0
Tiêu thụ trong nước	5,4	6,8	9,3	6,5	6,8	4,6
Thị trường khu vực	7,5	10,0	10,0	8,5	7,6	7,0
% nguyên liệu trong tổ hợp/tổng nguyên liệu	10,0	9,9	10,0	10,0	8,3	8,0
Điểm trung bình	6,6	8,6	7,8	5,9	7,2	5,5
Xếp hạng	4	1	2	5	3	6

- Khấu hao đều trong thời gian 10 năm;
- Thuế thu nhập doanh nghiệp: 20%/năm;
- Giá các sản phẩm, nguyên liệu áp dụng cho các dự án được căn cứ trên giá dự báo Nexant theo kịch bản cơ sở giá dầu trung bình (70USD/thùng dầu Brent) đến năm 2035. Trong đó, giá xuất khẩu ước tính thấp hơn khoảng 5% so với giá bán trong nước;
- Giá khí thiên nhiên được áp theo công thức bằng 79% so với giá dầu FO (quy đổi theo nhiệt trị). Giá dầu FO được dự báo đến năm 2035 theo căn cứ kịch bản giá dầu Brent trung bình được thực hiện bởi Nexant;
- Ngoài ra, một số giá các sản phẩm, nguyên liệu khác (không có nguồn gốc từ dầu khí) được dựa trên bộ dữ liệu về giá theo PEP Yearbook 2014 và dự báo tăng 2%/năm. Tiêu hao nguyên liệu và sản lượng sản phẩm trong nước được căn cứ theo tài liệu PEP Yearbook 2014 và thông tin từ các nhà sản xuất công nghệ.

6.2. Đánh giá và xếp hạng các tổ hợp

Hiệu quả kinh tế của 6 tổ hợp (Bảng 8) tiếp tục được đánh giá, chấm điểm theo các tiêu chí đã đặt ra trong mục tiêu nghiên cứu ban đầu, nhằm xếp hạng và đề xuất tổ hợp hóa dầu từ khí thiên nhiên phù hợp. Các tiêu chí để đánh giá gồm: tổng mức đầu tư, giá khí tối đa chấp nhận được, thị trường sản phẩm trong nước, thị trường khu vực, tỷ lệ nguyên liệu trong tổ hợp/tổng nguyên liệu (Bảng 9).

Từ các phân tích, đánh giá các tổ hợp cho thấy phương án sản xuất MTP từ đó sản xuất PP là phương án tối ưu để đầu tư sản xuất hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh khi xem xét đầy đủ các yếu tố về tổng mức đầu tư, hiệu quả kinh tế, thị trường sản phẩm trong và ngoài nước cũng như mức độ chủ động về nguyên liệu.

Kết quả phân tích độ nhạy cho thấy hiệu quả kinh tế các tổ hợp có độ nhạy cao nhất đối với giá sản phẩm, tiếp theo là giá khí thiên nhiên và tỷ lệ vận hành, thấp nhất đối với tổng mức đầu tư.

7. Kết luận

- Định hướng chế biến sâu đối với khí Cá Voi Xanh với công suất 1,7 tỷ m³ khí thiên nhiên/năm là sản xuất khí tổng hợp, methanol, từ đó chuyển hóa thành olefin và các dẫn xuất. Việc sản xuất methanol từ nguồn khí thiên nhiên giàu CO₂ (30%) sẽ tận dụng được thành phần CO₂ (có nhiệt trị bằng 0) nên sẽ tiết kiệm được khoảng 10% nhiệt trị khí đầu vào. Ngoài ra, nếu đem khí giàu CO₂ (30%) và N₂ (10%)

để sản xuất điện thì không có lợi về năng lượng do không sinh nhiệt.

- Từ các sản phẩm tiềm năng, 6 sơ đồ tổ hợp hóa dầu từ khí Cá Voi Xanh với tiêu hao khí khoảng 1,7 tỷ m³/năm được đề xuất và đánh giá về khía cạnh kỹ thuật và kinh tế. Trong đó, 3 tổ hợp được đánh giá khả thi về mặt kinh tế gồm: tổ hợp MTP - PP, tổ hợp MTO sản xuất PP-PS-hóa chất hoặc sản xuất PS-MMA và hóa chất. Tuy nhiên, qua đánh giá đầy đủ các tiêu chí về công nghệ sản xuất, khả năng tiêu thụ sản phẩm, tổng mức đầu tư và hiệu quả kinh tế của các sơ đồ tổ hợp, tổ hợp MTP sản xuất PP Copo được đánh giá phù hợp nhất để đầu tư sau khi mỏ khí Cá Voi Xanh đi vào khai thác năm 2023, với tổng mức đầu tư gần 1,1 tỷ USD, đạt hiệu quả kinh tế với giá khí tối đa chấp nhận được khoảng 9,5 USD/triệu Btu tại năm 2023;

- Lộ trình đầu tư tổ hợp MTP - PP thích hợp nhất là đầu tư 2 giai đoạn, trong đó nhà máy methanol đầu tư vào năm 2021 và nhà máy propylene, PP đầu tư vào năm 2019. Tuy nhiên, cần có các điều kiện hỗ trợ để thực hiện như cần có đối tác hợp tác nước ngoài để đảm bảo cung cấp ổn định nguyên liệu 1.100 nghìn tấn methanol/năm và đảm bảo lộ trình đầu tư các nhà máy. Nếu các điều kiện hỗ trợ không thực hiện được thì tổ hợp nên đầu tư vào 1 giai đoạn.

Tài liệu tham khảo

1. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). *Đánh giá, xếp hạng các dự án chế biến sâu khí*. 2014.
2. Viện Dầu khí Việt Nam (VPI). *So sánh đánh giá và đề xuất phương án công nghệ loại bỏ H₂S trong khí từ mỏ Cá Voi Xanh*. 2015.
3. IHS. *Process economics program yearbook*. 2014.
4. IHS. *Chemical economics handbook reports*. 2014.
5. Malcolm A.Kelland. *Production chemicals for the oil and gas industry*. CRC Press. 2009.
6. AT Kearney. *Chemical industry vision 2030: A European perspective*. 2012.
7. CEFIC. *Landscape of the European chemical industry*. 2014.
8. Deloitte. *The decade ahead - Preparing for an unpredictable future in the global chemical industry*. 2010.
9. AT Kearney. *Success factors for the European chemical business - Chemicals vision 2030. Summit of chemical, pharmaceutical, plastics and rubber industries of Slovenia*. 2012.

10. Foster Wheeler. *Technology review report*. 2015.
11. Haldor Topsoe. *Petrovietnam Gas (PV Gas) Vietnam blue whale CO₂ - rich utilization methanol - EOR - 30% CO₂ - H₂ export*. Block Diagram Process Flow Diagram. 2015.
12. Abdullah Saad Dughaiter. *Conversion of Dimethyl-Ether to olefins over HZSM-5: Reactivity and kinetic modeling*. The University of Western Ontario. 2014.

Production of petrochemicals from natural gas of Ca Voi Xanh field

Truong Minh Hue, Le Duong Hai
Nguyen Anh Tuan, Nguyen Thi Hoai An
Vietnam Petroleum Institute
Email: huetm@pvpro.com.vn

Summary

The discovery of Ca Voi Xanh gas field in 2011 with a large reserve (about 150 billion m³ recoverable) opened up the opportunity to develop a gas-based petrochemical industry in the central region of Vietnam. Besides using gas for power generation and industrial purposes, the Vietnam Oil and Gas Group has given priority to use up to 1.7 billion m³ of Ca Voi Xanh gas per year (equivalent to 1.0 billion m³ of hydrocarbon) for petrochemical production. With high content of CO₂ (30% vol.), the suitable processing route for Ca Voi Xanh gas is methanol production, then converting methanol to olefins (MTO/MTP technology) and olefin derivatives. Through preliminary screening of market demand, production technologies and economic efficiency, potential olefin derivatives were selected, including ethylene chain (HDPE, SM/PS, and MMA) and propylene string (PP copolymer, the acrylic acids chemicals, 2-EH, n-butanol and 2-EHA derivatives, and n-butyl acrylate). 6 petrochemical complex schemes with Ca Voi Xanh gas consumption of about 1.7 billion m³ per year were evaluated and ranked. Based on assessment criteria such as production technology, product market opportunity, total investment and economic efficiency, the complex which has MTP technology to produce polypropylene copolymer has been rated the most potential for investment in 2023 after Ca Voi Xanh field is put into operation.

Key words: Ca Voi Xanh, petrochemical production from gas, deep gas processing.

PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG KHÍ CHO DỰ ÁN KHÍ CÁ VOI XANH: CƠ HỘI VÀ THÁCH THỨC

Lê Việt Trung, Nguyễn Thu Hà
Nguyễn Hồng Diệp, Nguyễn Thị Thu Phương
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: hant@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Mỏ khí Cá Voi Xanh (Lô 118) được xem là nhân tố quan trọng bước đầu tạo dựng thị trường khí tại khu vực miền Trung với nguồn cung có trữ lượng lớn, thị trường có khả năng hấp thụ nguồn khí và lộ trình định hướng phát triển thị trường rõ ràng (tự do hóa thị trường khí, đa dạng hóa nguồn cung). Tuy nhiên, với một khu vực chưa có nền tảng thị trường khí thì việc phát triển thị trường khí cho dự án Cá Voi Xanh sẽ gặp nhiều thách thức về cơ sở hạ tầng, giá khí, vấn đề kỹ thuật trong sử dụng nguồn khí có thành phần khí trơ cao và khả năng cạnh tranh với các nguồn năng lượng khác.

Từ khóa: Phát triển thị trường khí, dự án khí, Cá Voi Xanh, năng lượng.

1. Cơ sở phát triển thị trường khí tự nhiên

Khí thiên nhiên chịu sự cạnh tranh với các dạng nhiên, nguyên liệu khác trong khâu tiêu thụ, trong khi đó các khâu sản xuất và vận chuyển, phân phối đều có tính đặc thù của hoạt động khai thác tài nguyên hay hệ thống cơ sở hạ tầng. Sự phát triển của thị trường khí phụ thuộc vào tiềm năng và hoạt động khai thác khí đi cùng với nhu cầu và khả năng đáp ứng nhu cầu của các nguồn cung khác nhau [1].

Các nhân tố chính tác động đến thị trường khí gồm: cung - cầu và sự tự vận động phát triển của bản thân thị trường khí (thông qua cấu trúc và tổ chức của thị trường). Trong đó, mỗi nhân tố nguồn cung, nhu cầu và sự thay đổi trong cấu trúc thị trường lại được điều chỉnh/quyết định bởi các nhân tố khác (Hình 1):

- Các yếu tố ảnh hưởng đến nguồn cung: các phát triển/phát hiện mới; thị trường vận chuyển khí; nguồn cung LNG và chính sách về xuất nhập khẩu;
- Các yếu tố ảnh hưởng đến nhu cầu khí gồm: tăng trưởng nền kinh tế; các chính sách liên quan đến môi trường, ngành điện, năng lượng tái tạo và nhu cầu sử dụng của than;
- Sự phát triển của thị trường (cấu trúc và tổ chức thị trường): các trung tâm khí (Hub); thị trường giao ngay và tính toàn cầu hóa của thị trường.

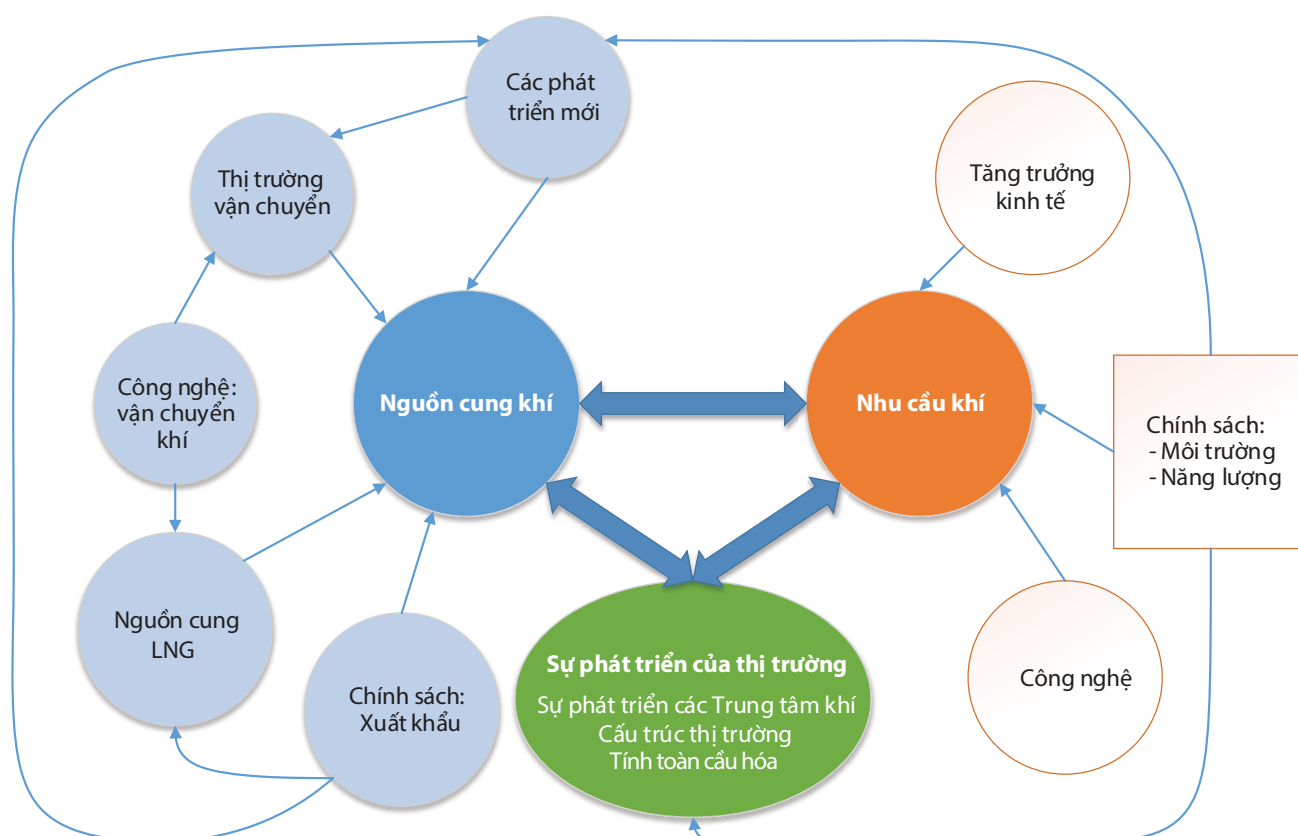
Các nhân tố ảnh hưởng đến thị trường khí có mối quan hệ tác động qua lại lẫn nhau. Tăng trưởng nguồn cung sẽ kích thích tăng nhu cầu, thúc đẩy sự phát triển của thị trường khí hướng tới sự hoàn thiện về mặt cấu trúc (bố trí các nguồn cung và nhu cầu) và mặt tổ chức

(cạnh tranh, cơ chế thương mại). Ngược lại, sự phát triển của thị trường tạo điều kiện tăng tính cạnh tranh của khí làm tăng hiệu quả về mặt thị trường bằng việc tiết giảm giá và tăng nhu cầu, thúc đẩy nguồn cung. Không một nhân tố riêng lẻ nào có thể đóng vai trò chi phối trong thị trường khí tự nhiên [1]. Do vậy, khi xem xét sự phát triển của một thị trường khí cụ thể cần phân tích từng nhân tố và tổng hòa các mối quan hệ trong thị trường đó.

Thị trường khí Việt Nam được hình thành từ năm 1981, nhưng chỉ thực sự phát triển mạnh từ năm 1995 khi các dự án thu gom khí đồng hành Bạch Hổ và các dự án khai thác khí thương mại tại mỏ Lan Tây, bể Nam Côn Sơn tiến hành cung cấp khí cho các nhà máy điện và các hộ công nghiệp tại khu vực phía Nam. Đến nay, thị trường khí Việt Nam đã phát triển đa dạng với nhiều nhóm hộ khách hàng khác nhau: điện, đạm, hóa chất, công nghiệp. Tuy nhiên, sự phát triển thị trường giữa các khu vực Nam Bộ, Trung Bộ và Bắc Bộ không đồng đều. Thị trường khí phía Nam phát triển mạnh, tiêu thụ hơn 99% nguồn cung khí trong nước. Thị trường miền Bắc tuy được hình thành từ rất sớm (năm 1981) nhưng do hạn chế về nguồn cung cấp nên thị trường chỉ phát triển ở quy mô nhỏ. Thị trường miền Trung mới đang trong giai đoạn nghiên cứu tạo lập để chờ dòng khí đầu tiên từ mỏ Cá Voi Xanh (Lô 118) do ExxonMobil tiến hành hoạt động tìm kiếm, thăm dò từ năm 2009, dự kiến phát triển từ năm 2023.

Mỏ khí Cá Voi Xanh được xem là mỏ khí có trữ lượng phát hiện lớn nhất Việt Nam đến thời điểm hiện nay và sẽ góp phần làm thay đổi bức tranh về thị trường khí thiên nhiên tại Việt Nam nói chung và tại khu vực miền Trung nói riêng.

Ngày nhận bài: 21/10/2016. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa 22/10 - 14/11/2016. Ngày bài báo được duyệt đăng 22/12/2016.



Nguồn: Leidos, Inc., 2014

Hình 1. Các nhân tố ảnh hưởng, mối quan hệ và tổ chức của thị trường khí tự nhiên

2. Phát triển thị trường khí cho dự án khí Cá Voi Xanh

2.1. Nguồn cung khí và các yếu tố ảnh hưởng

Mỏ khí Cá Voi Xanh nằm ở phía Nam bể Sông Hồng, thuộc khu vực ngoài khơi các tỉnh Quảng Nam và Quảng Ngãi. Thành phần chủ yếu của nguồn khí Cá Voi Xanh gồm: Hydrocarbon chiếm tỷ lệ ~60%; CO₂ chiếm tỷ lệ ~30%; nitrogen chiếm tỷ lệ ~10% và H₂S chiếm tỷ lệ 2.100ppm [2]. Để có thể đưa khí vào khai thác và sử dụng an toàn, cần đầu tư công nghệ, thiết bị loại bỏ bớt hàm lượng lưu huỳnh đồng thời xem xét các loại hình công nghệ mới phù hợp với việc sử dụng nguồn khí có thành phần khí tro cao. Tại khu vực miền Trung, lân cận mỏ Cá Voi Xanh chưa có mỏ khí nào và có sẵn hệ thống cơ sở hạ tầng khí để tận dụng. Vì vậy, phát triển dự án khí Cá Voi Xanh sẽ phải đầu tư hệ thống hạ tầng riêng, đồng bộ.

Có nhiều yếu tố được xác định có ảnh hưởng đến nguồn cung khí trong việc phát triển thị trường (đã được phân tích ở mục 1). Đối với việc phát triển thị trường cho nguồn khí Cá Voi Xanh các yếu tố ảnh hưởng được xác định như sau:

2.1.1. Các phát triển mới trong khu vực

Hiện tại, trong khu vực bể Sông Hồng thuộc miền

Trung còn có phát hiện khí tại mỏ Báo Vàng, tuy nhiên trữ lượng khí thu hồi được xác định không lớn và đang được nghiên cứu khả năng phát triển cho thị trường công nghiệp và hóa chất/hóa dầu tại Quảng Trị và khu vực Bắc Trung Bộ [3]. Như vậy, với định hướng quy hoạch cho mỏ Báo Vàng do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đề xuất thì yếu tố các phát hiện mới trong khu vực dường như không có tác động đến nguồn cung khí cho phát triển thị trường mỏ khí Cá Voi Xanh.

2.1.2. Thị trường vận chuyển (kết nối các thị trường)

Thị trường khí tại Việt Nam hiện nay mới chỉ áp dụng 2 hình thức vận chuyển khí là vận chuyển bằng đường ống (tổng công suất vận chuyển phân phối khoảng 7 tỷ m³/năm) và vận chuyển khí dưới dạng khí nén CNG (tại Thái Bình và Bà Rịa - Vũng Tàu). Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) là đơn vị được giao quản lý hệ thống cơ sở hạ tầng phân phối khí trên thị trường. Tại miền Trung, chưa có hệ thống cơ sở hạ tầng phân phối khí. Đối với mỏ khí Cá Voi Xanh, đi cùng với các kế hoạch phát triển mỏ là các nghiên cứu về các hộ tiêu thụ và phương án phân phối dự kiến bằng đường ống và dưới dạng CNG. Bên cạnh đó, các hệ thống đường ống kết nối giữa các cụm thị trường đang trong quá trình nghiên cứu, do vậy việc kết

nổi thị trường cho sự phát triển mỏ khí Cá Voi Xanh trong hiện tại chưa được xác định.

2.1.3. Nguồn cung LNG

Theo kế hoạch, Việt Nam sẽ bắt đầu nhập khẩu LNG từ năm 2019, trước tiên cho khu vực Đông Nam Bộ (kho cảng Thị Vải) với mục đích cấp khí cho các nhà máy điện và bù một phần cho lượng khí khai thác trong nước suy giảm. Lộ trình nhập khẩu LNG tiếp theo cho khu vực Tây Nam Bộ - 2022; Đông Nam Bộ (Sơn Tây - Bình Thuận) - 2023 và miền Bắc - 2025 [3].

Làn sóng bùng nổ các dự án sản xuất LNG trên thế giới (Mỹ, Australia...) sẽ góp phần làm đa dạng hóa nguồn cung LNG và điều chỉnh thị trường khí thế giới. Ngoài ra, công nghệ kho chứa, hóa lỏng và tái hóa khí dạng tàu nổi đang được phát triển sẽ mở ra cơ hội phát triển mạnh cho thị trường LNG nói riêng và khí tự nhiên nói chung.

Việt Nam khi gia nhập thị trường LNG sẽ có cơ hội (nguồn cung LNG mới, tiếp cận các công nghệ LNG mới) cũng như phải đối mặt với các thách thức (giá LNG của khu vực châu Á cao hơn các khu vực khác) của thị trường khu vực và thế giới.

2.1.4. Chính sách xuất khẩu

Trong Nghị định số 33/2013/NĐ-CP của Chính phủ ngày 22/4/2013 [4] về Ban hành hợp đồng mẫu của hợp đồng chia sản phẩm dầu khí có quy định “Theo yêu cầu của Chính phủ Việt Nam, nhà thầu có nghĩa vụ bán phần khí thiên nhiên thuộc sở hữu của mình tại thị trường Việt Nam trên cơ sở thỏa thuận tại các dự án phát triển, khai thác khí”. Như vậy, chỉ trong trường hợp các thỏa thuận không quy định bán khí tại thị trường Việt Nam thì các nhà thầu mới được xuất khẩu khí.

2.2. Nhu cầu khí và các yếu tố ảnh hưởng

Sản lượng khí từ mỏ khí Cá Voi Xanh được xác định tiêu thụ hết tại khu vực gần nguồn khí do không có đường ống kết nối với các thị trường khu vực phía Nam và phía Bắc và sẽ vận chuyển đi các khu vực thị trường lân cận dưới hình thức CNG và/hoặc LNG (nếu thị trường tại chỗ dư thừa). Ngoài ra, khu vực có mỏ khí chưa có sẵn các hộ tiêu thụ khí từ trước do vậy nhu cầu tiêu thụ được xác định trên cơ sở phát triển một thị trường khí mới tại các tỉnh miền Trung (trong đó tập trung vào tỉnh Quảng Nam và Quảng Ngãi) [5].

Trên thế giới, khí thiên nhiên vẫn là nhiên liệu chính cho lĩnh vực điện và công nghiệp. Khí thiên nhiên được

ưu tiên lựa chọn cho các dự án điện mới do hiệu quả sử dụng nhiên liệu đồng thời khí thiên nhiên trong quá trình đốt cháy sạch hơn than và sản phẩm xăng dầu [6]. Theo Leidos, Inc.: “Nhóm hộ tiêu thụ khí đóng vai trò quan trọng nhất và dẫn dắt sự tăng trưởng nhu cầu khí được xác định là lĩnh vực điện, trong bối cảnh khí tự nhiên đã thay thế phần lớn cho nhiên liệu dầu và cạnh tranh thành công với than” [1]. Theo kinh nghiệm của phát triển thị trường khí Đông Nam Bộ, các nhà máy điện là nhóm tiêu thụ chính dẫn dắt thị trường cho khí từ mỏ Cá Voi Xanh. Nhóm tiếp theo được xem xét tính toán nhu cầu sử dụng nguồn khí Cá Voi Xanh là chế biến sâu từ khí. Sau đó là các hộ tiêu thụ công nghiệp - từ kinh nghiệm phát triển thị trường khí tại miền Bắc và miền Nam.

Theo kết quả các nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam [7], Viện Năng lượng [8] cùng với các công bố quy hoạch cả nước về ngành điện, công nghiệp [9 - 13] các hộ tiêu thụ khí chính từ mỏ khí Cá Voi Xanh được xác định như sau (Hình 2):

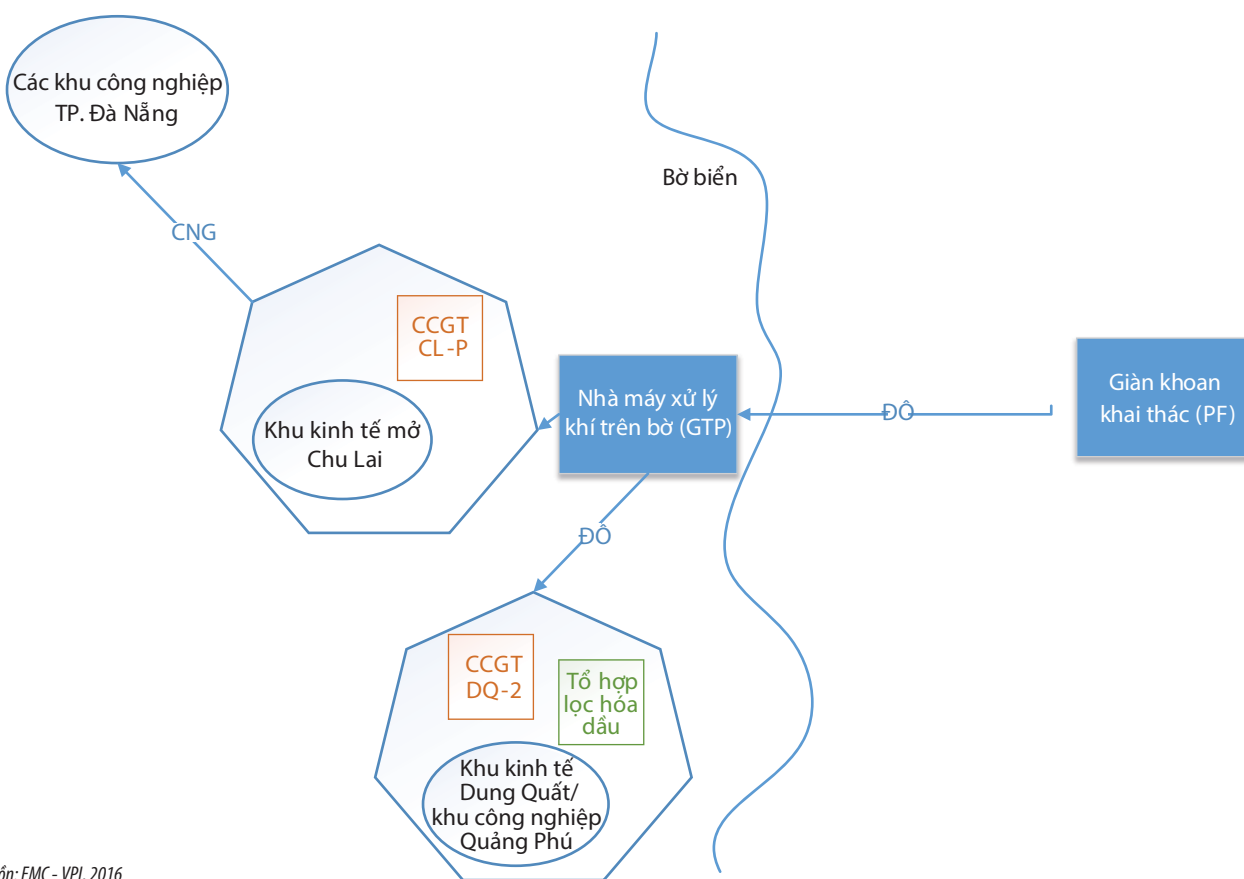
- Nhà máy nhiệt điện khí vị trí tại Tam Quang (Quảng Nam) và Khu kinh tế Dung Quất (Quảng Ngãi);
- Nhà máy chế biến sâu từ khí - tích hợp trong Tổ hợp hóa dầu Dung Quất tại Khu kinh tế Dung Quất;
- Các hộ tiêu thụ công nghiệp (sản xuất vật liệu xây dựng, thép, bia, rượu, nước giải khát...) ở các khu kinh tế, khu công nghiệp tại Quảng Nam, Quảng Ngãi và Đà Nẵng.

Nhu cầu khí dự báo cho khu vực theo kết quả tính toán có khả năng tiêu thụ hết lượng khí của mỏ khí Cá Voi Xanh (Bảng 1). Tuy nhiên, để phát triển thị trường khí cần phải xem xét các yếu tố chính tác động đến nhu cầu.

2.2.1. Tăng trưởng kinh tế

Các tỉnh/thành phố dự kiến sẽ tiêu thụ nguồn khí Cá Voi Xanh được xác định gồm các tỉnh miền Trung, tập trung vào 3 tỉnh Quảng Nam, Quảng Ngãi và Đà Nẵng. Mục tiêu phát triển kinh tế chung cho vùng kinh tế trọng điểm miền Trung được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1874/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 13/10/2014 [14] cho khu vực gồm:

- Tốc độ tăng trưởng kinh tế đạt 9%/năm giai đoạn 2016 - 2020;
- GDP bình quân đầu người đến năm 2020 đạt 3.600USD và năm 2030 đạt 10.000USD (bằng 1,3 lần mức bình quân đầu người cả nước);
- Cơ cấu kinh tế chuyển dịch theo hướng tăng tỷ trọng công nghiệp - xây dựng (45% năm 2020).



Nguồn: EMC - VPI, 2016

Hình 2. Các cụm thị trường tiêu thụ cho nguồn khí Cá Voi Xanh

Bảng 1. Nhu cầu tiêu thụ khí cho mỏ khí Cá Voi Xanh

TT	Hệ tiêu thụ	Nhu cầu (tỷ m ³)	Ghi chú
1	Nhà máy điện khí	5,65 - 7,07	4 hoặc 5 nhà máy điện khí (công suất 750MW/nhà máy)
2	Chế biến sâu từ khí	0 - 1,67	
3	Công nghiệp	0,5 - 2,2	Tổng nhu cầu khí của khu vực miền Trung cho công nghiệp 3,6 tỷ m ³

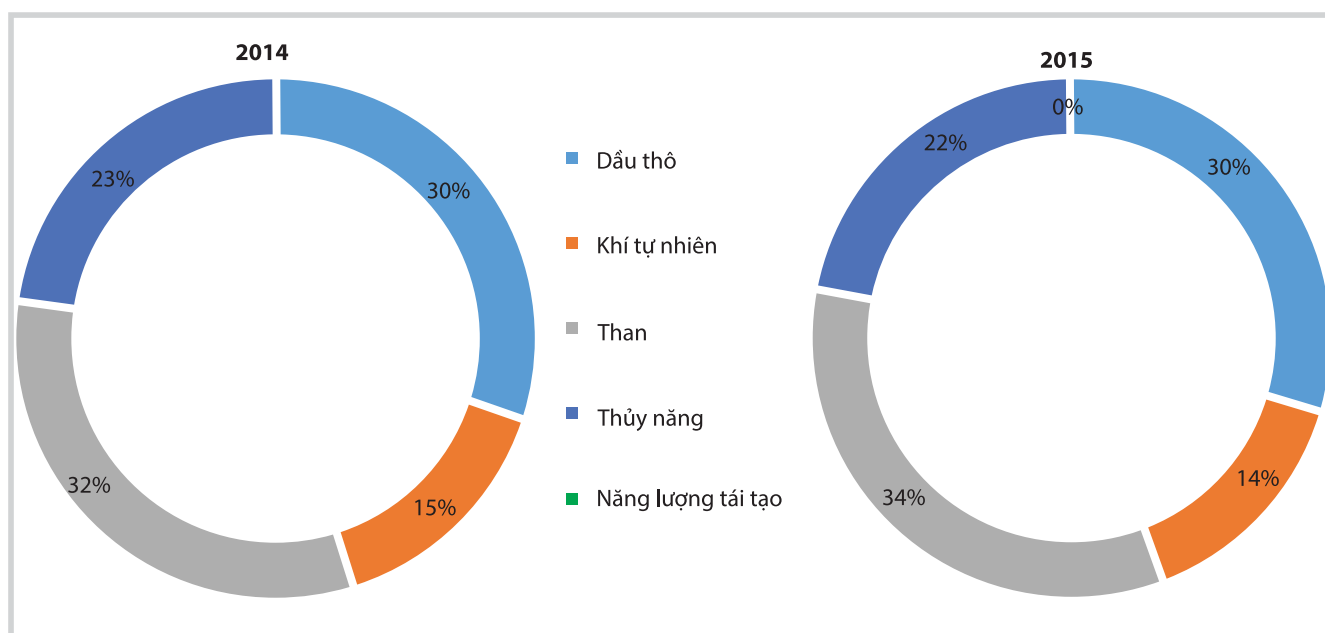
Nguồn: EMC - VPI, 2016

Để đạt được các mục tiêu về kinh tế đặt ra, các tỉnh cần đẩy mạnh thu hút đầu tư, phát triển các ngành nghề kéo theo tăng trưởng các yếu tố đầu vào cho sản xuất, trong đó yếu tố quan trọng là nguồn năng lượng (sản phẩm dầu khí, điện, than...). Những chỉ số phát triển trên củng cố thêm cơ sở cho nhu cầu thị trường do Trung tâm Kinh tế và Quản lý Dầu khí (EMC) - Viện Dầu khí Việt Nam tính toán tại Bảng 1.

2.2.2. Chính sách nhà nước về năng lượng và môi trường

Trong cơ cấu tiêu thụ năng lượng tại Việt Nam (thống kê năm 2014 và 2015 của BP [15]), than đang chiếm tỷ trọng cao nhất trong tổng tiêu thụ, tuy nhiên không có sự chênh lệch nhiều so với dầu thô. Hai nguồn năng lượng này chiếm trên 60%; khí tự nhiên chiếm 15% trong tổng tiêu thụ năng lượng cả nước (Hình 3). Mục tiêu chung của cả thế giới cũng như Việt Nam để khắc phục tình trạng cạn

kiệt năng lượng hóa thạch và hệ quả ô nhiễm môi trường là giảm thiểu sử dụng nguồn năng lượng hóa thạch và khuyến khích sử dụng nguồn năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, giải pháp này gặp khó khăn về công nghệ và giá thành vì thế chưa được áp dụng rộng rãi. Thay vào đó, một giải pháp vừa đơn giản vừa có hiệu quả nhanh và ít vốn đầu tư đang được Việt Nam triển khai là chương trình nâng cao hiệu suất và tiết kiệm năng lượng được thể hiện bằng các bộ tiêu chuẩn ISO (ISO 9001, ISO 50001). Đồng thời, Chính phủ cũng đã ban hành Chỉ thị số 30/CT-TTg ngày 27/11/2015 [16] về việc tăng cường kiểm soát dự án đầu tư sử dụng nhiều năng lượng, tài nguyên gây ô nhiễm môi trường. Trong đó, giao các bộ, ngành tăng cường kiểm tra giám sát, xử lý đối với các dự án có công nghệ, thiết bị tiêu hao nhiều năng lượng vượt định mức cho phép; triển khai chương trình khuyến khích chuyển đổi các trang thiết bị, phương tiện sử dụng năng lượng hiệu suất cao.



Nguồn: BP, 2016

Hình 3. Cơ cấu tiêu thụ năng lượng tại Việt Nam

Bên cạnh chính sách sử dụng năng lượng, vấn đề về môi trường cũng được Nhà nước quan tâm, thể hiện ở bộ tiêu chuẩn ISO 14001 cũng như nội dung tại Chỉ thị số 30/CT-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 27/11/2015 [16]. Cụ thể từng chỉ tiêu về môi trường đối với khu vực miền Trung được thể hiện trong Quyết định số 1874/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 13/10/2014 [14] như sau:

- Tất cả cơ sở sản xuất, kinh doanh mới áp dụng công nghệ sạch hoặc trang bị các thiết bị giảm ô nhiễm, xử lý chất thải;
- Trên 80% các cơ sở sản xuất kinh doanh hiện có đạt tiêu chuẩn về môi trường.

Từ các chủ trương, quy định trên cộng với ưu thế vượt trội của nhiên liệu khí trong sản xuất (hiệu suất lò công nghiệp của nhiên liệu khí tương đương 1,2 - 1,3 lần so với lò truyền thống sử dụng than/FO/DO; khí là nhiên liệu sạch ít phát thải trong quá trình đốt cháy) trong giai đoạn tới, khí sẽ là nguồn năng lượng tiếp tục được khuyến khích phát triển tại Việt Nam.

2.2.3. Công nghệ sản xuất

Một yếu tố khác sẽ tác động đến nhu cầu sử dụng khí từ mỏ Cá Voi Xanh là vấn đề công nghệ sản xuất khí tính chất nguồn khí có đến 40% là khí trơ (nguồn khí nhiệt trị thấp). Thông qua các nghiên cứu, khảo sát đối với các hộ tiêu thụ điện khí, hóa khí và công nghiệp tại

khu vực nghiên cứu đều được đảm bảo về công nghệ cho sử dụng nguồn khí Cá Voi Xanh. Đối với các nhà máy điện khí, công nghệ sử dụng khí nhiệt trị thấp với thành phần khí trơ lên đến 30% đã được Mitsubishi Heavy Industries (MHI) sản xuất và thành phần khí trơ lên đến 40% đã được General Electric (GE) thử nghiệm thành công.

Tuy nhiên, đối với các dự án công nghiệp xem xét có một số khó khăn khi chuyển đổi như sau:

- Giảm hiệu suất đối với hộ sản xuất kính xây dựng (chỉ còn 85% sau khi chuyển đổi);
- Phát sinh chi phí đầu tư chuyển đổi về đầu đốt, một số hạng mục bên trong nhà máy;
- Cần phải đầu tư thêm hệ thống kiểm soát ô nhiễm do thành phần CO₂ trong khí Cá Voi Xanh lớn.

2.3. Sự phát triển của thị trường

Cấu trúc thị trường khí giữa các nước rất khác nhau và phụ thuộc vào số lượng nguồn cung (hoặc người bán) khí. Theo truyền thống, cấu trúc thị trường khí tự nhiên của một quốc gia được quy định theo cấu trúc độc quyền, không có sự cạnh tranh. Tuy nhiên, điều này đang dần thay đổi khi các quốc gia như: Mỹ, Canada, Anh và Australia đang bãi bỏ kiểm soát thị trường khí tự nhiên, mở cửa cho cơ chế giá cạnh tranh "gas-on-gas"¹. Sự tự do hóa thị trường hạ nguồn sẽ có tác động

¹ Gas-on-gas competition (GOG): giá được quyết định bởi ràng buộc cung và cầu - cạnh tranh khí với khí - và được giao dịch thông qua các giai đoạn khác nhau (ngày, tháng, năm hoặc khác), IGU 2016

ngược lại phía thượng nguồn [1]. Hiện tại ở Việt Nam, thị trường khí tự nhiên vẫn được Nhà nước quy định theo đó PVN/PV GAS đóng vai trò điều tiết, phân phối thị trường khí tự nhiên.

Giá khí bán buôn trên thị trường được quy định dưới nhiều hình thức:

- Trượt theo giá dầu (Oil price escalation - OPE): Giá khí được tính theo giá dầu/sản phẩm dầu;
- Giá tính ngược (Netback from final product - NET): Giá của người bán là một hàm liên quan đến sản phẩm cuối cùng do bên mua sản xuất;
- Độc quyền song phương (Bilateral monopoly - BIM): Giá khí được quyết định bằng đàm phán và thỏa thuận song phương giữa bên mua và bên bán, với giá được cố định trong một giai đoạn - thông thường là trong 1 năm [17].

Theo dự kiến sau năm 2020, Việt Nam sẽ xây dựng thị trường tự do. Việc thay đổi cấu trúc thị trường sẽ có ảnh hưởng không lớn đến sự phát triển của thị trường cho mỏ khí Cá Voi Xanh. Thị trường cho mỏ khí Cá Voi Xanh được thiết lập và đi vào hoạt động trước khi Nhà nước thay đổi cấu trúc thị trường khí (chưa kể đến việc lộ trình thay đổi có đảm bảo đúng tiến độ để ra), các thành phần thị trường đã được thiết lập và có cam kết ràng buộc trên cơ sở các hợp đồng mua bán/cung cấp khí (nguồn cung, lượng cung cấp, tiêu thụ) do vậy các thay đổi về sau không ảnh hưởng lớn đến các thành phần của thị trường, song có thể có những ảnh hưởng khác đến từ cơ chế giá khí thay đổi. Chính sách giá khí cho hộ tiêu thụ hướng tới xác định riêng cho từng đối tượng khách hàng và đề xuất “chính sách 1 giá khí” đối với từng lĩnh vực/khu vực.

Ngoài ra, cùng với sự tự do hóa thị trường bán buôn theo lộ trình, sự phát triển thị trường cho mỏ Cá Voi Xanh còn có tác động từ phía các phát hiện khí mới và nguồn nhập khẩu LNG.

Ở cấp độ giao dịch quốc tế, tổ chức truyền thống của thị trường khí tự nhiên thể hiện thông qua các giao dịch tự do song phương giữa người mua và người bán [1]. Trong những năm gần đây, các giao dịch OTC (Over - the - Counter) quốc tế đang tăng cùng tốc độ tăng trưởng thị trường giao ngay LNG làm phong phú cách thức tổ chức thị trường khí thiên nhiên. Cách thức tổ chức thị trường khí của Việt Nam đang ở cấp độ truyền thống. Tuy nhiên, cùng với sự phát triển nguồn cung, mở cửa tự do hóa thị trường cho ngành công nghiệp khí

thì cách thức tổ chức thị trường cũng sẽ dần thay đổi bất kịp thế giới.

3. Đánh giá cơ hội và thách thức cho phát triển thị trường dự án khí Cá Voi Xanh

3.1. Cơ hội

Nguồn cung cho thị trường được đảm bảo ổn định nhờ trữ lượng khai thác mỏ khí Cá Voi Xanh lớn, ngoài ra còn có nguồn bổ sung khi cần thiết (từ việc nhập khẩu LNG). Đây là yếu tố quyết định sự tồn tại của thị trường khí. Nguồn khí càng tiềm năng và được đảm bảo thì thị trường càng phát triển nhanh và ổn định.

Nhu cầu thị trường được tính toán và dự báo có khả năng tiêu thụ hết nguồn khí và còn có tiềm năng phát triển hơn nữa nếu như có thêm nguồn cung khí. Trong trường hợp đầu tư mới hay chuyển đổi đều có tính khả thi về mặt công nghệ, chấp nhận được giá thành khí từ nguồn khí Cá Voi Xanh. Các hộ tiêu thụ khí lớn, lâu dài quyết định tính khả thi về sản lượng tiêu thụ cho dự án nguồn được Chính phủ quyết định về mặt chủ trương phát triển (các nhà máy điện khí, nhà máy hóa khí). Các hộ tiêu thụ cam kết sử dụng khí sẽ được hưởng các ưu đãi của Chính phủ cũng như chính quyền địa phương về các mặt thủ tục đầu tư, chi phí thuê đất/mặt bằng cũng như các khoản thuế, phí. Hơn nữa, tự bản thân nguồn khí đã có ưu thế vượt trội so với các dạng năng lượng truyền thống về môi trường, hiệu suất sử dụng. Những yếu tố trên đảm bảo cho thị trường về mặt tiêu thụ khí - yếu tố tiên quyết cùng với nguồn cung để khởi tạo và phát triển thị trường.

Cấu trúc thị trường khí mới (tự do hóa thị trường) sẽ làm tăng tính cạnh tranh giữa các nguồn cung và giữa các hộ tiêu thụ giúp thúc đẩy thị trường tăng trưởng mở rộng thông qua biến động giá khí. Việc cạnh tranh giữa các nguồn cung khí sẽ gây áp lực lên giá thúc đẩy tăng trưởng nhu cầu từ đó tác động lại nguồn cung. Chính sách 1 giá khí sẽ tạo sự cạnh tranh công bằng cho các hộ tiêu thụ tại một khu vực. Với các khu vực tiêu thụ khác nhau sẽ có chính sách khác nhau. Ngoài ra, kế hoạch thiết lập Hub (trung tâm) khí tại Singapore có thể cân bằng giá LNG cho khu vực châu Á với các khu vực khác mang lại cơ hội thúc đẩy phát triển thị trường LNG cho Việt Nam nói chung và khu vực miền Trung nói riêng.

3.2. Thách thức

Nguồn cung LNG muốn cung cấp đến thị trường phải vận chuyển từ các cảng tiếp nhận đang được quy

hoạch (gần nhất có terminal Sơn Mỹ - Bình Thuận hoặc ở Thái Bình) sẽ có rủi ro về giá. Thứ nhất, mặc dù giá LNG trên thị trường thế giới có xu hướng giảm trong những năm gần đây, tuy nhiên giá LNG tại thị trường châu Á vẫn ở mức cao, cộng thêm các chi phí khác như vận chuyển, bảo hiểm... có thể làm cho giá LNG đến các hộ tiêu thụ cuối cùng cao hơn mức khả năng chấp nhận. Về thị trường vận chuyển (khả năng kết nối với các nguồn cung khác) được đánh giá ở mức hạn chế khi chưa có quy hoạch hệ thống kết nối các cụm thị trường; phương thức vận chuyển CNG và LNG có thể thực hiện được nhưng yêu cầu đầu tư và khả năng làm tăng chi phí trong giá thành bán khí. Thành phần nguồn khí Cá Voi Xanh chứa nhiều khí trơ (lên đến 40%) cũng sẽ là thách thức đối với việc phát triển thị trường khí do chi phí xử lý H_2S sẽ được tính trong giá thành. Hàm lượng CO_2 cao sẽ buộc các hộ tiêu thụ phải cải tiến/sử dụng công nghệ mới và công nghệ xử lý môi trường, dẫn tới phát sinh chi phí đầu tư bổ sung.

Nhu cầu sử dụng khí Cá Voi Xanh tuy được tính toán trên cơ sở khảo sát, tính toán và tham vấn ý kiến chuyên gia, nhưng vẫn tiềm ẩn các thách thức khi phát triển thị trường từ phía nhu cầu. Đối với các hộ tiêu thụ là nhà máy điện khí, mức giá khí đề xuất Cá Voi Xanh khó đạt hiệu quả kinh tế khi phải tham gia thị trường điện cạnh tranh, do đó cần có cơ chế riêng. Đối với dự án hóa khí, do chưa có quyết định đầu tư nên khả năng thực hiện dự án tiềm ẩn rủi ro. Đối với các dự án công nghiệp chuyển đổi, các dự án vật liệu xây dựng (gạch, thép) mặc dù hiệu quả chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu khí cao hơn so với nhiên liệu đang vận hành song vẫn cần đẩy mạnh công tác marketing, thuyết phục các doanh nghiệp chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu khí. Riêng đối với các dự án kính xây dựng (được dự báo tiêu thụ lượng khí lớn), hiệu quả chuyển đổi qua tính toán sơ bộ khó cạnh tranh với nhiên liệu khí với mức giá giả định tham khảo trên thị trường Đông Nam Bộ, do đó cần có cơ chế giá khí phù hợp cũng như áp dụng một số ưu đãi khác.

Mặc dù cấu trúc thị trường đã được hoạch định hướng tới sự tự do cạnh tranh tuy nhiên, vấn đề tổ chức thị trường chưa được hoạch định rõ cũng hạn chế sự phát triển của thị trường. Giá khí Cá Voi Xanh đề xuất không đảm bảo tính kinh tế cho một số hộ tiêu thụ nếu không có cơ chế khuyến khích đi kèm.

4. Kết luận

Việc phát triển nguồn khí Cá Voi Xanh bước đầu xây dựng cụm thị trường khí khu vực miền Trung, đóng góp

quan trọng vào sự phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Việc phát triển thị trường khí cho dự án này sẽ được hưởng những cơ hội thuận lợi từ kết quả chuyển đổi cấu trúc thị trường khí cạnh tranh, song cũng phải đối mặt với các thách thức từ rủi ro về nguồn cung và nhu cầu. Tuy nhiên, với các nghiên cứu cụ thể và giải pháp được áp dụng hợp lý việc phát triển thị trường cho dự án khí Cá Voi Xanh vẫn đảm bảo tính khả thi.

Tài liệu tham khảo

1. Leidos, Inc. *Global natural gas market overview*. 2014.
2. ExxonMobil. *Cá Voi Xanh project ODP*. 2016.
3. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. *Dự thảo quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến 2035*. 2016.
4. Chính phủ. *Ban hành hợp đồng mẫu của hợp đồng chia sản phẩm dầu khí*. Nghị định số 33/2013/NĐ-CP. 22/4/2013.
5. Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (EMC). *Nghiên cứu các phương án tiêu thụ và đề xuất cơ chế chính sách thúc đẩy phát triển nguồn khí mỏ Cá Voi Xanh*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2016.
6. U.S. Energy Information Administration (EIA). *International energy outlook 2016*. 2016.
7. Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (PVPro). *Nghiên cứu khả năng sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ khí thiên nhiên mỏ Cá Voi Xanh*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2016.
8. Viện Năng lượng. *Nghiên cứu sử dụng khí mỏ Cá Voi Xanh cho phát điện và các hộ tiêu thụ khác*. 2016.
9. Thủ tướng Chính phủ. *Phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030*. Quyết định số 428/QĐ-TTg. 18/3/2016.
10. Thủ tướng Chính phủ. *Phê duyệt Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030*. Quyết định số 880/QĐ-TTg. 9/6/2014.
11. Thủ tướng Chính phủ. *Quy hoạch tổng thể phát triển vật liệu xây dựng Việt Nam đến năm 2020 và định hướng đến năm 2030*. Quyết định số 1469/QĐ-TTg. 22/8/2014.
12. Bộ Công Thương. *Quy hoạch phát triển hệ thống sản xuất và hệ thống phân phối thép giai đoạn đến 2020 có xét đến 2025*. Quyết định số 649/QĐ-BCT. 31/1/2013.
13. Bộ Công Thương. *Quy hoạch phát triển ngành*

công nghiệp giấy đến năm 2020 có xét đến 2025. Quyết định số 10508/QĐ-BCT. 18/11/2014.

14. Thủ tướng Chính phủ. *Phê duyệt Quy hoạch tổng thể phát triển kinh tế - xã hội vùng Kinh tế trọng điểm miền Trung đến năm 2020, định hướng đến năm 2030*. Quyết định số 1874/QĐ-TTg. 13/10/2014.

15. BP. *BP statistic review of world energy June 2016*. 2016.

16. Thủ tướng Chính phủ. *Tăng cường kiểm soát dự án đầu tư sử dụng nhiều năng lượng, tài nguyên, gây ô nhiễm môi trường*. Chỉ thị số 30/CT-TTg. 27/11/2015.

17. International Gas Union. *Wholesale gas price survey 2016 edition*. 2016.

Development of gas market for Ca Voi Xanh project: opportunity and challenge

Le Viet Trung, Nguyen Thu Ha
 Nguyen Hong Diep, Nguyen Thi Thu Phuong
 Vietnam Petroleum Institute
 Email: hant@vpi.pvn.vn

Summary

Ca Voi Xanh gas field (Block 118) is considered one of the important factors to initially establish a gas market in the central region of Vietnam which has been supported by enormous reserves, a market with the ability to absorb aggregate gas sources, and clear market development orientation (gas market liberalisation and supply diversification). This region, however, has not had market foundation for gas so developing a gas market for Ca Voi Xanh project may encounter many challenges in infrastructure, gas pricing, technical difficulties with high inert composition and the ability to compete with other energy sources.

Key words: Gas market development, gas project, Ca Voi Xanh, energy.

CÔNG NGHỆ MỎ THÔNG MINH

Trần Ngọc Toàn

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

Tóm tắt

Trong những năm gần đây, hoạt động thượng nguồn dầu khí đã có những sáng tạo kỹ thuật có giá trị ứng dụng lớn dựa trên ý tưởng áp dụng kết hợp các phát minh về trí tuệ nhân tạo (artificial-intelligence - AI) vào công nghệ thăm dò - khai thác. Hiện nay, các phương pháp dựa trên AI đã trở thành một khuynh hướng công nghệ quan trọng với những nguyên lý khoa học đã được công nhận và sử dụng trong sản xuất. Giá trị lớn nhất của công nghệ này là làm gia tăng các dữ liệu địa chất - địa vật lý có sẵn, giúp bổ sung nhiều thông tin hữu ích để giảm thiểu rủi ro và đẩy nhanh tốc độ quyết định đầu tư khi các nhà quản lý chưa có đủ căn cứ khoa học cho những đề án dự định triển khai. Bài báo này giới thiệu một số kết quả nghiên cứu khoan và hoàn thiện giếng ở Malaysia đã công bố trên Tạp chí Oil and Gas trong tháng 12/2016, từ đó đề xuất một số định hướng nghiên cứu phương pháp luận có thể tiến hành để ứng dụng tại Việt Nam.

Từ khóa: Trí tuệ nhân tạo, hoàn thiện giếng ngang thông minh, đối tượng chứa dầu dạng vành mỏng.

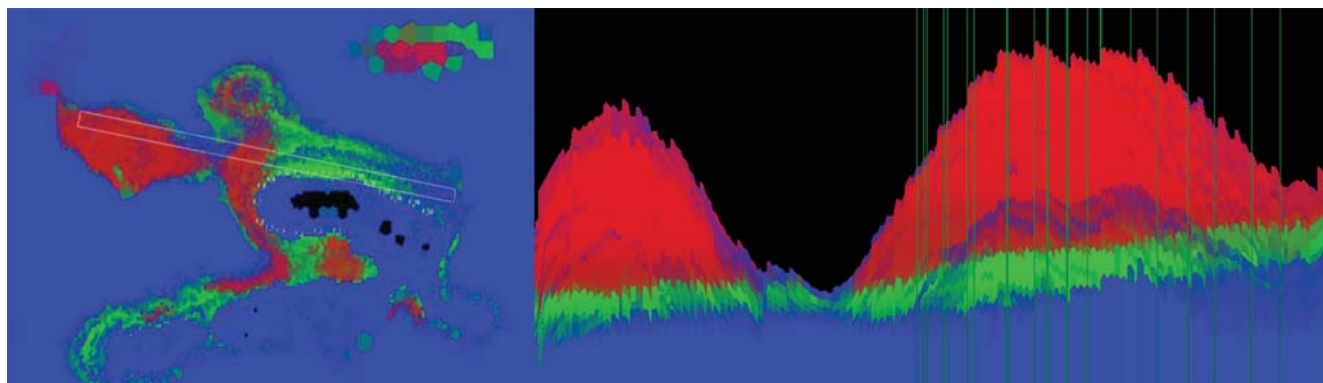
Khoan và hoàn thiện giếng ngang - thông minh trong các đối tượng chứa dầu mỏng ở Malaysia

Các vỉa chứa có tầng nước đáy và/hoặc mũ khí, trong đó khoảng chứa dầu tương đối mỏng, có hình vành nên được gọi là đối tượng chứa dầu dạng vành mỏng (thin-oil-rim reservoirs - TORR). Loại hình này thường gặp dưới dạng những nêm nằm giữa mũ khí và phần chứa nước đáy, có cấu trúc phức tạp do các đứt gãy và biến dẫn dòng dầu gây ra, thể hiện bằng những mặt nghiêng và các phần chuyển tiếp trong đá trầm tích giữa 2 cấu trúc lõi hoặc 2 nếp uốn lõi có dạng yên ngựa đa dạng. Bề dày các lớp cát ở đây có thể bị xếp chồng

lên nhau và chia cắt thành nhiều khoảng. Lớp nước vỉa ở đáy tầng dầu có thể thay đổi từ đoạn chứa này sang đoạn chứa khác, dẫn đến suy giảm áp suất không đều và thay đổi mặt tiếp xúc dầu - nước cũng như độ nhớt của dầu theo từng vị trí địa lý (Hình 1).

Trước đây phần lớn hoạt động phát triển mỏ ở các đối tượng chứa dầu dạng vành mỏng chủ yếu thực hiện khoan nhiều giếng thẳng đứng hoặc độ nghiêng nhỏ và các giếng được hoàn thiện với các cột ống chống/ống khai thác đa cấp nhằm khai thác riêng biệt theo từng khoảng trong khu vực mỏ, nơi chứa các vỉa cát với áp suất chênh lệch lớn.

Các giếng khai thác thường sẽ bắn mở vỉa ở đoạn phía trên của thân dầu để tránh nước đáy xâm nhập dưới dạng nón nước (water coning) vào phần chứa dầu. Trong trường hợp bắn mở vỉa phía dưới cách xa mặt tiếp xúc giữa khí và dầu để tránh khai thác khí từ mũ khí thì dòng khí xâm nhập vào phần dầu dưới dạng nón khí (gas coning). Vì chỉ bắn mở vỉa từng đoạn như vậy nên để khai thác với lưu lượng lớn cần có chênh áp cao, hệ quả là càng dễ tạo ra nón nước đẩy từ dưới lên hoặc nón khí từ phía trên khoảng bắn vỉa xâm nhập vào vỉa dầu. Do đó, các vỉa dầu mỏng thường có lượng nước xâm nhập cao hoặc có khí xâm nhập GOR (tỷ số khí/dầu) cao, làm cho đời giếng khai thác



Hình 1. Bản đồ bão hòa chất lưu của phân bố cát trong một lớp chứa dầu dạng vành rộng lớn ở Malaysia. Lớp cát bao gồm các bể địa tầng và bể cấu tạo bất đồng nhất, chứa hơn 800 triệu thùng dầu tiêu chuẩn tại chỗ, trải rộng trong hơn 7 khoảng, với 5 mũ khí riêng biệt, nằm trên tầng chứa nước khu vực rất lớn.

rút ngắn vì các giếng chỉ cắt qua một phần của đối tượng chứa sản phẩm tại điểm giảm áp đáy giếng. Theo chiến lược phát triển mở như trên, tổng số giếng phải ngừng khai thác tăng rất nhanh. Hiện nay, số lượng các giếng cho sản phẩm trong một số đối tượng chứa dầu dạng vỉen rất ít, chỉ chiếm dưới 50% tổng số giếng khai thác. Mức thu hồi dầu của mỏ luôn thấp cả khi được khai thác qua 25 năm liên tục.

Cân bằng lực trong TORR

Trong đối tượng TORR tồn tại rất nhiều cơ chế dẫn động dòng dầu chủ yếu như nở mũ khí (gas-cap expansion), dẫn động hay truyền động tự nhiên (drive), giảm độ nhớt của dầu (withdrawal) và cân bằng trọng lực (gravity balance) bên cạnh cơ chế truyền động do khí hòa tan (solution-gas-expansion drive). Việc bơm khí khai thác trở lại mỏ, điều khiển giảm áp trong giếng trên từng khoảng vỉa chứa dựa trên sự thay đổi cường độ nước vỉa và góc nghiêng của lớp cát cũng như việc chọn vị trí đặt giếng, khoảng cách giữa các giếng, cách thức hoàn thiện giếng đều có thể tác động đến tính cân bằng của các cơ chế dẫn động nói trên. Vai trò của cân bằng lực là giữ cho vị trí vỉen dầu không thay đổi trong nhiều năm với độ suy giảm áp suất tối thiểu ngay cả khi chất lưu chảy trong vỉa chứa (Hình 2).

Ngay cả khi các đối tượng chứa dầu dạng vành có tầng chứa nước khổng lồ nằm dưới thì sức đỡ của đáy nước vẫn có thể không thích hợp trong một số khoảng của vỉa chứa dầu, ví dụ trường hợp một số vành dầu ở Malaysia quan sát thấy áp suất giảm rất lớn. Trường hợp này cũng có thể nên bơm nước và khí vào mỏ cho toàn mỏ hoặc bơm chọn lọc cho từng khu vực của mỏ nhằm duy trì sự cân bằng cán cân lực dẫn động giúp giữ cho vỉa dầu ít di động nhất và cải thiện thu hồi dầu. Chiến lược và phương pháp bơm có thể tiến hành bao gồm bơm ép từ rìa mỏ hoặc theo mạng lưới, bơm đẩy nước từ đáy lên hoặc bơm khí ép từ trên xuống.

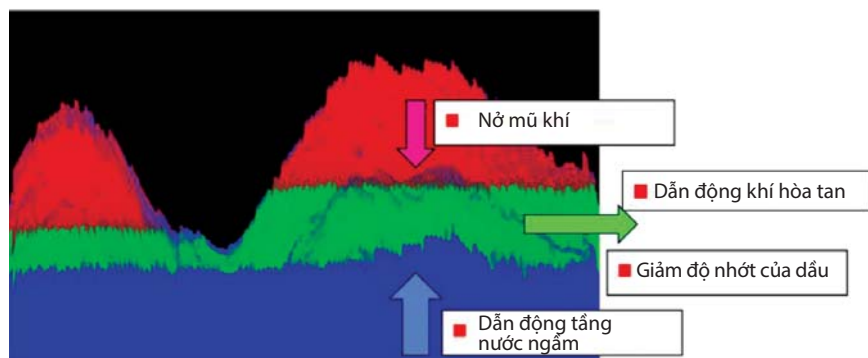
Vị trí đặt giếng và dạng giếng khai thác

Nhiều TORR ở biển đang sử dụng loại giếng thẳng đứng hoặc độ nghiêng nhỏ để giếng tiếp xúc các đoạn vỉa mỏng. Hình 3 cho thấy ví dụ độ xuyên qua của giếng khai thác trong một tầng chứa tập trung nhiều vỉa dầu mỏng. Vị trí đặt mạng lưới giếng chủ yếu dựa trên bản đồ bảo hòa dầu động được vẽ từ một mô hình động phù hợp với dữ liệu lịch sử. Đối với tầng chứa dạng vành có nhiều vỉa, phức tạp, công tác hoàn thiện giếng kép được tiến hành nhằm khai thác dầu đồng thời từ nhiều lớp cát có áp suất và phân bố không đồng đều. Cách tiếp cận truyền thống này

cần tới một số lượng giếng khai thác lớn - 297 cột ống khai thác (Hình 3) đòi hỏi phải có một lượng lớn các giàn khoan biển cùng nhiều thiết bị phụ trợ đi kèm nên giá thành thùng dầu khai thác càng tăng. Các giếng thẳng đứng vì tiếp cận với phần vỉa chứa dầu bị giới hạn nên năng suất khai thác thấp và đòi hỏi mức giảm áp lớn (500 - 1.000psi). Những giếng này có nguy cơ nhanh đạt tới thời điểm lượng nước xâm nhập cao hoặc khí xâm nhập GOR cao, tương ứng với mũ nước ở dưới và mũ khí ở trên xâm nhập vào. Năng lượng tầng chứa bị huy động rất nhanh, giếng hoạt động trong thời gian ngắn nên hiện nay chỉ còn 15 ống khai thác hoạt động. Ngoài ra các giếng thẳng đứng có mức độ thu gom dầu ít vì khu vực gom dầu nhỏ. Số lượng các túi dầu sót (bypass) lớn trong tầng chứa vẫn còn lại đáng kể ngay cả khi khoảng cách giữa các giếng khai thác khá ngắn. Sau 25 năm khai thác, lượng dầu thu hồi là nhỏ, chỉ ở mức khoảng 35% trữ lượng thu hồi ước tính ban đầu. Hiện nay, công nghệ thông minh, kết hợp công nghệ mô hình sử dụng trí tuệ nhân tạo với công nghệ khoan ngang hay khoan góc nghiêng lớn đã mang lại kết quả cao hơn.

Giếng ngang thông minh

Gần đây, các giếng ngang khai thác loại mỏ TORR ở Malaysia đều được hoàn thiện với các thiết bị kiểm soát dòng (inflow-control device - ICD), đặt cách nhau 10m. Chất lượng chức năng của ICD được kiểm tra theo kết quả đo carota PLT (production-logging tool). Tại giếng A trong mỏ nói trên, 157 thiết bị ICD được gắn trên chiều dài 1.590m của lòng giếng. Tổng dòng vào tích lũy có dạng gần tuyến tính, đồng thời phân bố giảm áp dọc theo quỹ đạo giếng nhìn chung không chứa các



Hình 2. Cân bằng lực dẫn động tĩnh/tối hạn trong TORR cần thiết để giữ vỉen dầu tại chỗ ban đầu

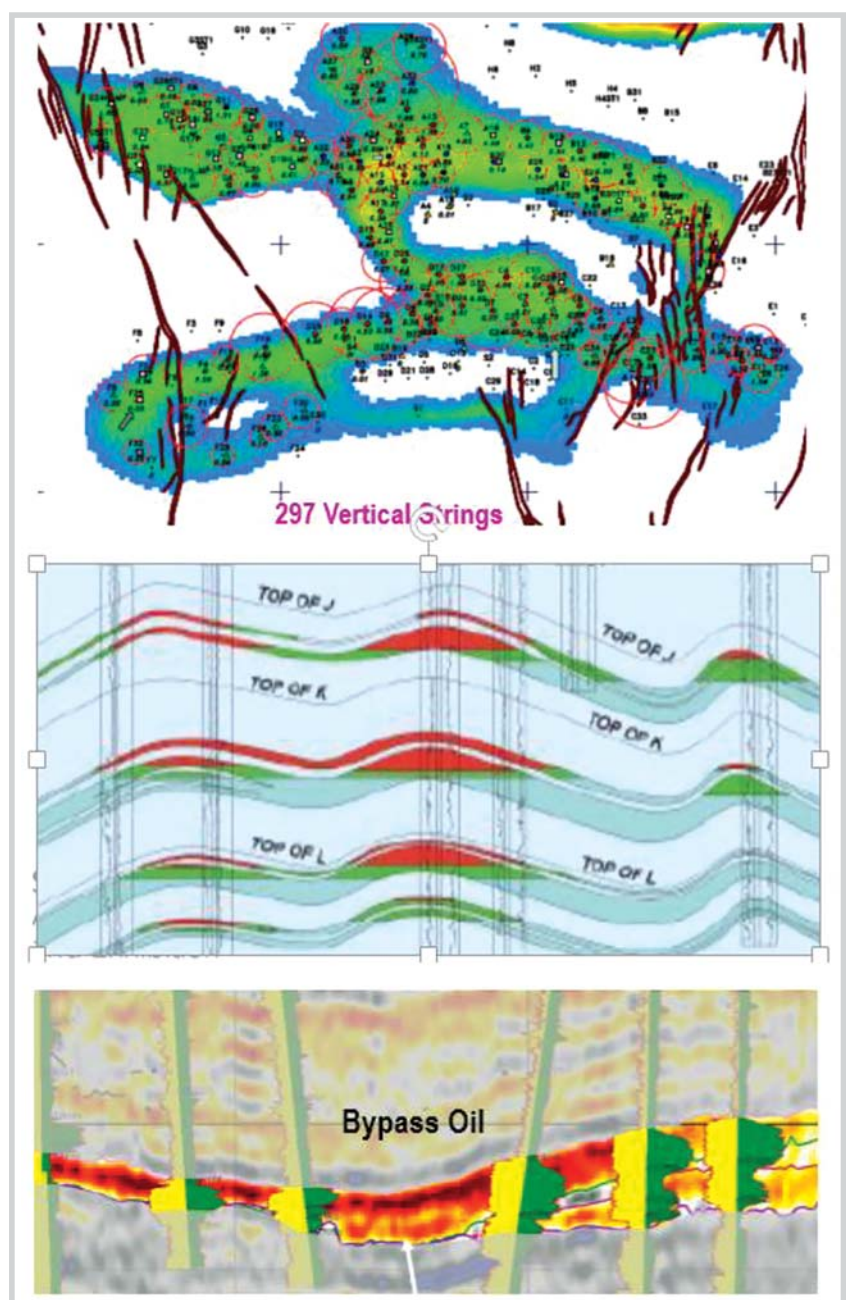
bất đồng nhất. Giếng A cho lưu lượng 1.243 thùng dầu/ngày và 217ft³ khí tiêu chuẩn/thùng dầu. Ở đoạn uốn giữa phần thẳng đứng và phần nằm ngang của giếng, lượng nước trong dầu chiếm đến 71% nhưng ở phần nằm ngang gần như không có nước trong dầu. Đối với giếng này còn hoàn thiện giếng với màn chắn cát dạng standalone với nút ngăn (pake) tự giãn nở. Pake bị hở tại đáy lớp dầu có thể là nguyên nhân lượng lớn nước xâm nhập dầu. Chức năng của ICD còn được khẳng định khi tiến hành kiểm tra kết quả đo đặc PTL đối với giếng B, trên chiều dài 1.820m lỗ khoan có gần 182 thiết bị ICD và dòng dầu phun đạt 2.737 thùng dầu/ngày cùng tỷ số khí/dầu bằng 187ft³ khí tiêu chuẩn/thùng dầu. Tại điểm mở vỉa ở phần trên của lớp dầu, lượng nước trong dầu chiếm 13% ở đoạn nằm ngang. Phân bố dòng vào cũng gần tuyến tính, đặc biệt ở nửa đầu của lỗ khoan gần đáy lớp dầu. Điều đó cho thấy lượng nước xâm nhập vào dầu ở đây thấp. Thiết kế ICD như trên trong lỗ khoan ngang là thích hợp để bảo đảm lượng dầu khai thác trong lớp mỏng đạt tối ưu. Với những thành công của giếng khoan ngang thông minh đã đạt được sau quá trình thử nghiệm, mỏ đang tăng dần số lượng giếng khai thác theo từng đợt khoan, từ 22 giếng thông minh lên 33 giếng và gần đây là 41 giếng cho sản lượng cao (Hình 3).

Giá trị của hoàn thiện giếng thông minh

Việc hoàn thiện giếng thông minh (smart completion) làm tăng giá thành giếng khoan. Tuy nhiên, giá trị tạo ra cũng tăng lên, nhất là lượng dầu gom lớn và hệ số thu hồi dầu cao. Để nâng cao hiệu quả giếng thông minh đòi hỏi phải có nhiều nỗ lực về kỹ thuật. Một phương pháp được ghi nhận là kết hợp mô hình giếng nhiều đoạn với mạng lưới dày FGMSW (fine-grid multisegmented-well) với mô hình

FGDS (fine-grid dynamic sector/khu vực động lực học mạng lưới dày). Phương pháp này có thể giúp thu nhận được nhiều thông tin về tính bất đồng nhất của môi trường khai thác, miêu tả một cách tin cậy các tính chất của hỗn hợp chất lưu và gradient áp suất cũng như xây dựng mô hình phân bố giảm áp chính xác cao hơn so với các phương pháp khác, nhất là cho

phần đáy của giếng. Theo phương pháp này, một nghiên cứu để xác định giá trị của phương thức hoàn thiện giếng thông minh đã được tiến hành cho một mỏ loại TORR tại Sabah, Malaysia. Các giếng ở mỏ này được hoàn thiện với ống khai thác 5,5 inch và các thiết bị ICD đặt cách nhau 11m. Các cửa ICD và kích thước cửa được thiết kế nhằm tối ưu hóa phân bố giảm áp và cực tiểu



Hình 3. Vị trí đặt giếng khai thác theo cách truyền thống dựa trên độ bão hòa dầu động khi dùng giếng thẳng đứng hoặc độ nghiêng nhỏ để cắt qua các lớp cát chứa dầu mỏng của TORR.

hóa hiệu ứng ăn mòn của dòng dầu phun cho chế độ khai thác theo chu kỳ và thay đổi điều kiện tầng chứa. Mô hình FGMW kết hợp với mô hình động lực học phù hợp với khớp lịch sử (history-matched dynamic model) được dùng để đánh giá công suất khai thác của giếng ngang có hoặc không gắn thiết bị ICD và hoạt động của giếng. Nếu xét từng giếng, phụ thuộc vào chất lượng tầng chứa và điều kiện môi trường chứa cho thấy mức độ thu hồi dầu khi có gắn thiết bị ICD có thể tăng đến 16%. Còn khi xét ở mức độ toàn mỏ thì mức gia tăng đó có thể tăng 6%.

Tối ưu hóa độ gom dầu của giếng ngang

Khả năng gom dầu của giếng ngang phụ thuộc vào độ giảm áp trong giếng và thay đổi giảm áp dọc theo chiều dài lòng giếng. Yêu cầu của công tác thiết kế hoàn thiện giếng với thiết bị ICD là tìm đến phương thức tối ưu hóa phân bố chênh áp dọc theo chiều dài lòng giếng ngang. Do đó, độ gom dầu và thu hồi dầu phụ thuộc chủ yếu vào mức độ tiếp xúc của lòng giếng với phần chứa dầu và chiều dài khoảng nằm ngang của giếng. Trong các TORR, vị trí đặt giếng giữa mặt tiếp xúc khí/dầu và mặt tiếp xúc dầu/nước có thể được tối ưu hóa để làm chậm quá trình khí và/hoặc nước xâm nhập vào dầu (Hình 4).

Cùng với đó, mức chênh áp giếng ngang có thể giữ được ở mức thấp, thông thường khoảng 100psi hoặc ít hơn. Do vậy, mặc dù lượng dòng

vào là lớn nhưng đường kính khu vực gom dầu của giếng ngang có thể nhỏ, nên việc tối thiểu hóa khoảng cách giữa các giếng cần phải xác định hợp lý. Để tăng thêm độ thu hồi dầu trong mỏ, cần thiết phải khoan thêm các giếng phụ trong từng khu vực cụ thể của mỏ khi đủ điều kiện.

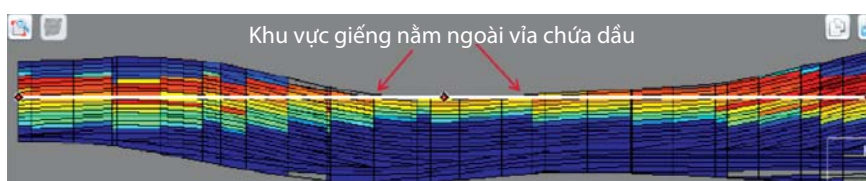
Để tăng lực động của nước đẩy ở TORR, đồng thời giữ ổn định mặt tiếp xúc khí/dầu, việc tối ưu hóa khoảng cách giếng phụ thuộc vào bề dày của vành dầu và tỷ số giữa thành phần độ thấm ngang và độ thấm dọc của đá chứa. Với khoảng cách giếng tối ưu, hệ số thu hồi dầu phụ thuộc vào chất lượng cát (độ thấm) và điểm cuối độ thấm tương đối (relative permeability endpoints) - điểm mà tại đó độ thấm tương đối thay đổi. Với lớp chứa dầu đẳng hướng, dày 15m, có độ thấm ngang và độ thấm dọc bằng nhau, khoảng cách tối ưu về lý thuyết có thể là 15m và hệ số thu hồi dầu cực đại tương ứng đạt khoảng 45%.

Một mỏ được hoàn thiện với 41 giếng ngang và khoảng cách giếng 200m, có gắn ICD, hệ số thu hồi dầu dự báo bằng 27%. Điều đó cho thấy muốn tăng hệ số thu hồi dầu ở TORR vẫn còn nhiều việc phải thực hiện. Chiều dài giếng khoan ngang tiếp tục được tối ưu hóa thông qua đánh giá theo một hướng về sự thay đổi lưu lượng dòng vào trên từng đoạn bằng cách sử dụng mô hình MSW. Điều này có thể được tối ưu hóa tốt nhất bằng cách đánh giá giá trị hiện tại mới nhất của công suất dòng dầu theo chiều dài giếng ngang.

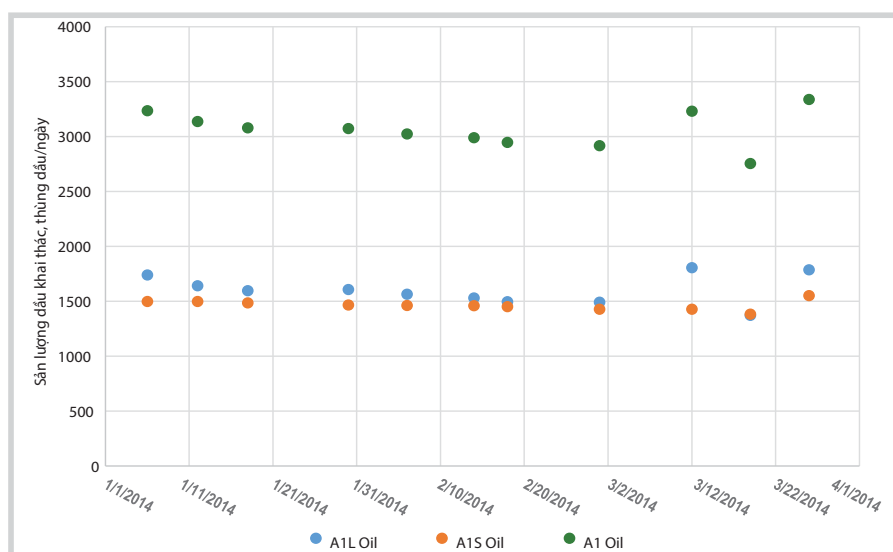
Hoàn thiện giếng ngang thông minh với ống khai thác kép

Hoàn thiện giếng ngang thông minh được tiến hành dựa trên cơ sở gom dầu theo khu vực mục tiêu mà lỗ khoan đã khoan qua. Hình 4 trình bày lỗ khoan ngang nối đến hai phía của khu vực yên ngựa. Theo cách khác, có thể khoan hai giếng thay vì một giếng hoặc khoan giếng đa nhánh. Ưu điểm của hoàn thiện giếng bằng ống khai thác kép là tiếp cận được hai điểm gom dầu đồng thời thay vì tiếp cận một điểm như lỗ khoan ngang với ống khai thác đơn. Hoàn thiện với ống khai thác kép cải tiến đã được triển khai để gom các trữ lượng dầu nằm ở 2 phía tách biệt của mỏ. Mỗi ống trong 2 ống khai thác dài 800m đều được gắn thiết bị ICD. Mô phỏng mô hình động lực và lỗ khoan kép trước hết cho thấy hoàn thiện với ống khai thác kép không gắn ICD có thể khai thác được nhiều dầu hơn nếu không gắn điều kiện biên. Tuy nhiên, những khu vực có dòng lớn có thể vẫn phải lắp ống co thắt (choke) hoặc van điều tiết có chọn lọc để khống chế tốc độ dòng chảy, giảm thiểu rủi ro ăn mòn và bảo đảm khai thác theo chu kỳ trong đời mỏ. Mô hình nghiên cứu cũng cho thấy hoàn thiện giếng ICD tối ưu hóa cung cấp khả năng điều tiết có chọn lọc để giảm thiểu rủi ro đáng kể. Tính khả thi của việc bổ sung các van kiểm soát dòng công hiệu đã được nghiên cứu để điều tiết dòng khí/nước xâm nhập quá mức trong quá trình khai thác theo chu kỳ. Tuy nhiên, cách tiếp cận này chưa được chấp nhận vì làm giảm giá trị của giếng ngang thông minh.

Hai giếng khoan ngang tại mỏ này đã được hoàn thiện theo thiết kế ống khai thác kép hoặc lỗ khoan có ICD. Hình 5 trình bày hoạt động ổn định trong 4 tháng sau khi bắt đầu khai thác. Cả ống khai thác ngắn



Hình 4. Giếng ngang nhằm khai thác từ các phía và khu vực yên ngựa trong TORR



Hình 5. Giếng (A1) hoàn thiện thông minh với ống khai thác kép cho sản lượng khai thác ban đầu ổn định. Công suất và khuynh hướng diễn biến dòng dầu giống nhau ở cả hai ống khai thác ngắn (A1S) và dài (A1L).
A1 Oil - tổng sản lượng của giếng.

(A1S oil) và dài (A1L oil) đều cho sản phẩm có cùng công suất dầu và cùng khuynh hướng. Cho đến nay chưa thấy lượng nước trong dầu tăng, tỷ số khí/dầu tăng nhẹ, gần bằng với tỷ lệ khí hòa tan/đồng hành trong dầu, nhất là ống khai thác dài.

Nhận xét về khả năng áp dụng giếng ngang thông minh ở Việt Nam

Công nghệ cao luôn được coi là nhân tố quyết định chính trong sự thành công của mọi hoạt động kinh tế - kỹ thuật. Đặc biệt đối với ngành dầu khí, để thích nghi với giai đoạn giá dầu thấp có xu hướng kéo dài nhiều năm, nhu cầu hạ giá thành sản xuất thùng dầu để đứng vững trên thị trường là rất cấp thiết đối với tất cả các công ty dầu khí trên thế giới và điều này dựa chủ yếu vào chất lượng công nghệ sử dụng trong cả thời gian tạo chuỗi giá trị của ngành.

Trong thời gian qua, khi dầu hiệu khủng hoảng giá dầu bắt đầu xuất hiện trên thị trường, các tổ chức dầu khí đều đưa nhiệm vụ nghiên cứu khoa học, phát triển, ứng dụng công nghệ cao vào mục tiêu hàng đầu trong chiến

lược hoạt động của mình vì đây là đầu tư cho tương lai, ít tốn kém, ngăn chặn hoặc giảm thiểu nạn chảy chất xám ra khỏi ngành và phù hợp nhất với tình trạng tài chính khan hiếm. Trí tuệ nhân tạo được dùng trong công nghệ thông minh ở nhiều lĩnh vực khác nhau là một thành tựu xuất sắc của khoa học hiện đại nên việc ứng dụng vào dầu khí là điều tất yếu.

Về địa chất, ở Việt Nam phần lớn là mỏ nhỏ thuộc loại vành mỏng, bị chia cắt bởi các hệ thống đứt gãy đủ loại như thấy trên lát cắt ở Malaysia (Hình 4), tồn tại ở hầu hết các bể trầm tích chứa dầu khí. Vì thế cần xem xét kinh nghiệm của Malaysia, Bắc Mỹ (mỏ Kern River), Qatar, Venezuela (vành dầu Orinoco) trong việc nghiên cứu đối tượng TORR.

Trong phạm vi bài báo được trích dẫn trên đây, việc áp dụng công nghệ giếng ngang thông minh, về mặt kỹ thuật có hai khâu kết nối liên hoàn, tạo thành chu kỳ lặp đi lặp lại trong suốt quá trình khai thác mỏ.

Khâu đầu gồm xử lý và tổng hợp tất cả mọi dữ liệu lịch sử về địa vật lý, địa chất, địa hóa, cơ học đá, công

nghệ khoan khai thác... có sẵn tại một thời điểm xác định của một chu trình khai thác để có thể thu được một lát cắt cấu trúc vùng mô tương đối đầy đủ/chính xác. Từ các thông tin thu được, các nhà địa vật lý - địa chất khai thác xây dựng các mô hình động lực học mô tương thích với số liệu lịch sử của chu trình nghiên cứu và xây dựng bản đồ bão hòa dầu/khí có khả năng di động trong vùng mỏ, làm cơ sở cho công tác ở khâu tiếp theo. Trí tuệ nhân tạo ứng dụng trong khâu này không được trình bày trong bài nhưng có thể tập hợp theo các công bố trên các tạp chí kỹ thuật dầu khí. Nhân lực tham gia công tác này phải được đào tạo chuyên sâu, đạt trình độ chuyên gia để có đủ khả năng hợp tác với các chuyên gia nước ngoài và nhận chuyển giao công nghệ từ các đối tác hoạt động ở Việt Nam.

Khâu tiếp theo là xác định vị trí đặt giếng, thiết kế giếng khoan ngang thông minh và triển khai thực hiện trên thực địa dựa trên kết quả đánh giá hiệu quả kinh tế của đề án. Khi điều kiện kinh tế - kỹ thuật mỏ trong quá trình khai thác thay đổi không còn phù hợp với thiết kế cũ thì bắt đầu lập lại chu trình nói trên với một công nghệ cao hơn (kết quả của công tác nghiên cứu khoa học, cải tiến công nghệ) cho một chu kỳ khai thác mới đến khi kết thúc đời mỏ. Như vậy, quá trình nghiên cứu khoa học và sản xuất kết nối với nhau liên tục và chặt chẽ cả trong ngắn hạn và dài hạn.

Tài liệu tham khảo

1. John Hudson. *Intelligent fields technology*. Journal of petroleum technology. May 2015: p. 102 - 107.

MỘT GÓC NHÌN VỀ THỊ TRƯỜNG DẦU MỎ THẾ GIỚI NĂM 2017

Giá dầu trong năm 2017 được nhận định sẽ tăng chậm, cho dù Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) có cắt giảm sản lượng nhiều hơn so với dự kiến thì mức giá cao nhất cũng chỉ đạt 60USD/thùng. Những thay đổi về nguồn cung và nhu cầu dầu mỏ trong năm 2017 sẽ là yếu tố quyết định chính. Tuy nhiên, nhận định thị trường và xây dựng các kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2017 với giá dầu dao động từ 45 - 60USD/thùng được coi là khoảng giá an toàn nhất.

Trong năm 2016, giá dầu tăng muện hơn so với các dự báo trong năm nhưng đây có thể coi là một điều đáng mừng nếu so sánh với tháng 1/2016 khi giá dầu xuống dưới 30USD/thùng. Giá dầu trung bình năm 2016 đạt 45USD/thùng. Dù có xuất hiện một vài yếu tố chính trị bất ngờ, nhưng có thể coi đây là một khởi đầu mới cho các nhà sản xuất khi nhìn nhận mức giá hiện nay như một khoảng giá mới.

Nguồn cung dư thừa quá nhiều là nguyên nhân chính khiến giá dầu duy trì ở mức thấp. Cung dầu mỏ toàn cầu trong năm 2016 đạt 97 triệu thùng/ngày. Trong đó, cung dầu từ OPEC chiếm 40,2 triệu thùng/ngày, tăng 1,2 triệu thùng/ngày so với năm 2015. Sản lượng của Iran duy trì ở mức 3,72 triệu thùng/ngày, tăng 0,86 triệu thùng/ngày so với giai đoạn trước khi được gỡ bỏ lệnh trừng phạt. Sản lượng của Iraq đạt 4,61 triệu thùng/ngày, tăng 0,6 triệu thùng/ngày so với năm 2015. Saudi Arabia vẫn dẫn đầu về sản lượng khai thác với trung

bình 10,4 triệu thùng/ngày, tăng 230 nghìn thùng/ngày so với năm 2015. Một số vấn đề xảy ra ở các nước khác trong nhóm OPEC cũng không ảnh hưởng đến xu hướng tăng mạnh của sản lượng khai thác. Trong khi đó, nguồn cung dầu từ các nước ngoài OPEC giảm xuống còn 56,8 triệu thùng/ngày so với năm 2015.

Nhu cầu dầu thô trong năm 2016 tăng 1,4 triệu thùng/ngày, đạt 96,3 triệu thùng/ngày, nhưng không thể vượt qua lượng dầu đang dư thừa trên thị trường. Những lo lắng về kinh tế vĩ mô đặc biệt từ Trung Quốc và nhu cầu tiêu thụ dầu cho mùa đông ở các nước OECD giảm do mùa đông không lạnh cũng như sự suy yếu của các nền kinh tế xuất khẩu dầu mỏ đóng vai trò quan trọng trong sự sụt giảm nhu cầu dầu.

Giá dầu trong năm 2017 được nhận định sẽ tăng chậm, cho dù OPEC có cắt giảm sản lượng nhiều hơn so với dự kiến thì mức giá cao nhất cũng chỉ đạt 60USD/thùng. Nhưng trước

khi đạt được mức giá này, thị trường sẽ vẫn còn chịu ảnh hưởng bởi giá dầu thấp. Khoảng giá dầu năm 2017 có thể xác định được sau khi các nước thành viên của OPEC nhóm họp ở Vienna vào ngày 30/11/2016 và đưa ra mức cắt giảm sản lượng sẽ được áp dụng vào tháng 1/2017.

Có lẽ các nước thành viên OPEC khó có thể thống nhất để thực hiện mục tiêu cắt giảm sản lượng tối đa 1,23 triệu thùng/ngày theo quyết định của khối trong cuộc họp diễn ra tại Vienna cuối năm 2016. Mức cắt giảm này của OPEC mới có thể cân bằng cung - cầu dầu thô trong nửa đầu năm 2017, tuy nhiên sẽ khiến cả khối rơi vào tình trạng thâm hụt trong 6 tháng cuối năm. Ngoài ra, thỏa thuận trên được đưa ra đồng nghĩa với việc chính sách bảo vệ thị phần và thả nổi thị trường của Saudi Arabia sẽ kết thúc. Nền kinh tế của quốc gia này và các kế hoạch khác như việc phát hành cổ phiếu lần đầu tiên của Aramco đã chịu thiệt hại nặng khi giá dầu chỉ ở mức 45USD/

Bảng 1. Nhu cầu và sản lượng dầu mỏ toàn cầu (2015 - 2017)

	IEA			OPEC		
	Năm 2015	Năm 2016	Năm 2017	Năm 2015	Năm 2016	Năm 2017
Cầu	94,9	96,3	97,6	93,2	94,4	95,6
OECD	46,4	46,6	46,6	46,4	46,7	46,8
Ngoài OECD	48,5	49,7	51,0	46,8	47,7	48,8
Cung	96,6	97,0	96,7	95,2	95,4	95,4
Ngoài OPEC	57,6	56,8	57,0	57,0	56,2	56,5
OECD	23,9	23,3	23,3	25,3	24,7	24,6
Ngoài OECD	29,2	28,8	28,9	31,7	31,5	31,9
OPEC	39,0	40,2	39,7	38,2	39,2	38,9
Dầu thô	32,4	33,4	32,7	32,1	32,9	32,5
NGL các loại	6,7	6,8	7,0	6,1	6,3	6,4

Nguồn: Báo cáo Thị trường Dầu khí tháng 12/2016 của IEA, OPEC

thùng, vì vậy, chính quyền Riyadh muốn giá dầu cao hơn. Với thỏa thuận này, thị trường dầu mỏ trong năm 2017 sẽ tập trung vào việc OPEC quản lý nguồn cung như thế nào. Tuy nhiên, có 4 yếu tố sẽ khiến cho việc cắt giảm nguồn cung của nhóm trở nên khó khăn hơn.

Đầu tiên, thỏa thuận cắt giảm sản lượng của OPEC đưa ra vào cuối tháng 11/2016 tại Algiers không được đảm bảo khi Iraq, Iran cùng với một số quốc gia khác vẫn chưa chấp nhận mức quota sản lượng được đề ra cho từng quốc gia để thiết lập đường cơ sở về sản lượng của cả nhóm. Iraq vẫn mong muốn được miễn mọi hạn ngạch vì sản lượng hiện tại của quốc gia này đang thấp hơn sản lượng có thể đạt được như thời gian trước.

Thứ hai, Iran vẫn muốn tăng tối thiểu 200.000 thùng/ngày. Mục tiêu sản lượng của quốc gia này được đặt ở mức gần 4 triệu thùng/ngày nhưng bất chấp sự gia tăng nhanh chóng kể từ tháng 1, mức sản lượng mục tiêu này có thể sẽ không đạt được trong nửa đầu năm 2017. Tuy nhiên, lập trường gia tăng sản lượng mới sẽ ảnh hưởng tới nguồn cung của toàn nhóm. Saudi Arabia cần phải cắt giảm phần lớn sản lượng - nhưng

nếu không áp dụng thành công mức quota sản lượng được đề ra theo thỏa thuận đối với Iran thì việc cắt giảm này sẽ không thành công.

Thứ ba, tăng trưởng sản lượng từ Nigeria và Libya trong năm 2017 có thể ngang bằng với sản lượng cắt giảm của các thành viên khác. Libya đã tăng sản lượng khoảng 400.000 thùng/ngày, đạt 0,66 triệu thùng/ngày nhưng sẽ khó tăng nhiều hơn do phần lớn cơ sở hạ tầng khai thác bị hư hỏng trong 2 năm qua. Do đó, mục tiêu 0,9 triệu thùng/ngày và đạt mức sản lượng kỹ thuật dự kiến 1,2 triệu thùng/ngày cuối năm 2017 được đặt ra cho công ty dầu quốc gia khó có thể thực hiện. Sự phục hồi sản lượng của Nigeria, đạt trung bình 1,57 triệu thùng/ngày cũng có thể khiến thỏa thuận của OPEC khó đạt được. Tùy thuộc vào khả năng của chính phủ trong việc giải quyết các vấn đề ở khu vực đồng bằng sông Niger, Nigeria có thể sẽ cung cấp thêm 300.000 thùng dầu/ngày.

Vấn đề thứ tư thuộc về nhóm các nước ngoài OPEC. Nga dù có cam kết hỗ trợ cho việc cắt giảm sản lượng của OPEC hay không cũng sẽ tiếp tục tăng nguồn cung trong năm 2017. Quốc gia này đã bỏ quá nhiều nỗ lực

để nâng cao hiệu quả thu hồi dầu ở Tây Siberia, cho nên sẽ khó có thể dừng khai thác ở khu vực này trong những tháng tới.

Nguồn cung cũng gia tăng từ các quốc gia khác. Ở Kazakhstan, sản lượng từ mỏ Kashagan đã được khởi động lại và sẽ cung cấp thêm ít nhất 200.000 thùng/ngày vào giữa năm 2017. Các dự án được khởi động khi giá ở vịnh Mexico cao hơn sẽ nâng sản lượng lên gần 15% đạt 1,9 triệu thùng/ngày vào năm 2017. Biển Bắc (Anh), Ghana, Canada cũng sẽ góp thêm nhiều thùng dầu vào năm tới.

Đó là lý do giá dầu năm 2017 phụ thuộc rất nhiều vào OPEC. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự kiến cung dầu trong năm 2017 sẽ tăng 0,5 triệu thùng/ngày ở nhóm các nước ngoài OPEC. Giả sử dự báo tăng trưởng nhu cầu toàn cầu vào năm 2017 đạt 1,2 triệu thùng/ngày là chính xác, việc OPEC cắt giảm 1,23 triệu thùng/ngày từ mức sản lượng của tháng 10/2016 và gia tăng sản lượng từ các nước ngoài OPEC thấp, có thể giúp làm tổng nguồn cung toàn cầu giảm khoảng 0,7 triệu thùng/ngày. Do đó, việc cắt giảm sản lượng của OPEC sẽ làm giảm nhanh

Diễn biến giá dầu năm 2016 theo giá dầu Brent giao ngay

USD/thùng

100
80
60
40
20
0

10/2015

11/2015

12/2015

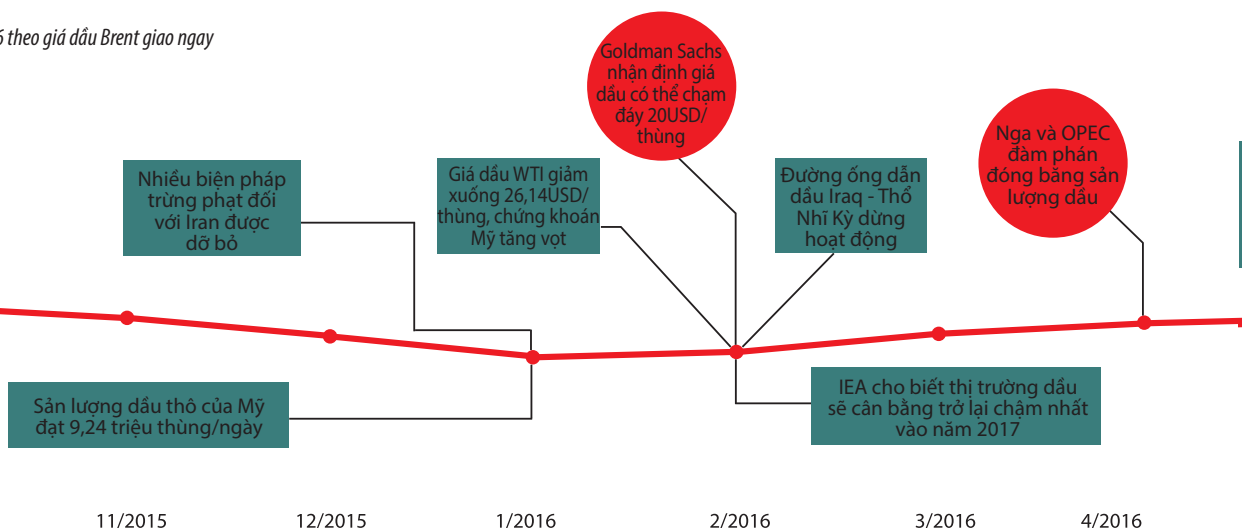
1/2016

2/2016

3/2016

4/2016

Nguồn: Petroleum Economist Outlook 2017/Reuters, EIA



lượng dầu dư thừa và sản lượng khai thác mới.

Để tăng giá dầu thì thị trường dầu năm 2017 phải thắt chặt nguồn cung hơn nữa. Tuy nhiên, ở mức giá 45USD/thùng việc đàm phán thỏa thuận cắt giảm sản lượng dầu thành công đã rất khó khăn. Nếu giá dầu Brent đạt mức trên 60USD/thùng, có lẽ không chỉ Saudi Arabia và các nước thành viên OPEC mà cả các nước xuất khẩu dầu mỏ khác cũng có thể sẽ tăng sản lượng.

Nhu cầu dầu năm 2017 cũng gây nhiều lo lắng trên thị trường. Nhu cầu dầu sẽ không còn phụ thuộc vào Trung Quốc khi nền kinh tế và nhu cầu năng lượng của quốc gia này suy giảm. Ấn Độ được nhận định sẽ trở thành quốc gia có nhu cầu năng lượng lớn nhất thế giới, mặc dù nền kinh tế của nước này đang phát triển nhanh, nhưng nhu cầu dầu vẫn chưa tạo được ảnh hưởng đáng kể. Theo dự báo của IEA, nhu cầu dầu toàn cầu trong năm 2017 dự kiến sẽ tăng khoảng 1,3 triệu thùng/ngày, đạt 97,6 triệu thùng/ngày. Có thể thấy, giá dầu thấp cũng không thể thúc đẩy nhu cầu dầu như trước đây.

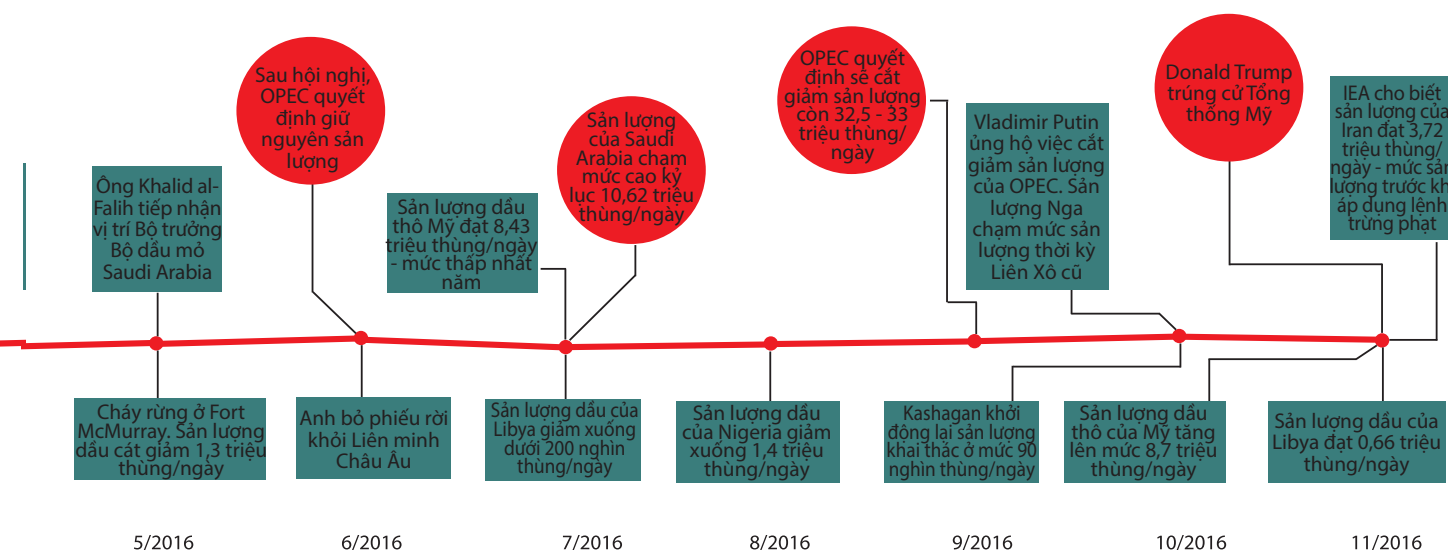
Vẫn còn những yếu tố khiến cho thị trường trở nên khó dự đoán như cuộc tranh cử Tổng thống Mỹ. Việc ông Donald Trump đắc cử đã khiến dự đoán về nền kinh tế vĩ mô và một số dự án về nguồn cung của Mỹ trở nên khó xác định cũng như làm giảm cơ hội tăng lãi suất của Cục Dự trữ Liên bang Mỹ (FED). Nếu ông Trump nỗ lực thực hiện các chính sách như đã công bố trong chiến dịch tranh cử thì Mỹ sẽ nhanh chóng nâng thuế và các quy định về sản xuất, mở rộng thêm các diện tích khoan khai thác và giảm bớt các quy định về ô nhiễm, tức là bỏ qua các cam kết theo Hiệp định Paris về biến đổi khí hậu, khôi phục lại đường ống Keystone XL của TransCanada, tạo điều kiện cho các nhà khai thác dầu cát của Canada, thì sản lượng dầu chắt sít ở khu vực Bắc Mỹ có lẽ sẽ tăng nhanh với chi phí sản xuất thấp hơn. Ông Trump cũng có thể hỗ trợ các nhà sản xuất trong nước bằng cách hủy các thỏa thuận với Iran, có thể ảnh hưởng đến kế hoạch khai thác. Mặt khác, nếu Mỹ bắt đầu áp dụng các loại hàng rào thuế quan đối với hàng hóa Trung Quốc hoặc loại bỏ các hiệp định thương mại quốc tế thì năm 2017 sẽ rất khó khăn đối với các nền kinh tế

mới nổi, tăng trưởng kinh tế toàn cầu cũng như nhu cầu dầu mỏ.

Các mối đe dọa đến nhu cầu dầu khác đến từ xe điện và thay đổi động cơ đốt trong. Rất nhiều nhà quản lý dầu vẫn chưa tin tưởng vào tiềm năng của xe điện, hay sử dụng khí trong giao thông vận tải. Tuy nhiên, một khi giá dầu năm 2017 tăng cao sẽ càng tạo điều kiện thuận lợi cho những thay đổi này.

Về cơ bản, OPEC đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định thị trường năm 2017, mặc dù sẽ cần một thời gian để giải quyết các điều khoản trong thỏa thuận cắt giảm sản lượng. Nhưng nếu thỏa thuận này được thực hiện thì giá dầu có thể sẽ tăng, dự trữ dầu thô sẽ giảm và bắt đầu trở lại bình thường trong Quý IV/2017. Những thay đổi về nguồn cung và nhu cầu dầu mỏ trong năm 2017 sẽ là yếu tố quyết định chính. Tuy nhiên, nhận định thị trường và xây dựng các kế hoạch sản xuất kinh doanh năm 2017 ở khoảng giá dầu từ 45 - 60USD/thùng được coi là khoảng giá an toàn nhất cho các nhà sản xuất.

Quang Trung (theo PE Outlook 2017)





VIETSOVPETRO NGHIÊN CỨU TỐI ƯU CÔNG NGHỆ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Trong năm 2017, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đặt mục tiêu khai thác an toàn trên 5 triệu tấn dầu/condensate và 188 triệu m³ khí thiên nhiên, thu gom và cung cấp vào bờ 500 triệu m³ khí từ Lô 09-1. Liên doanh tiếp tục nghiên cứu, áp dụng các giải pháp tối ưu công nghệ khai thác để hoàn thành, sớm đưa các công trình quan trọng như: Thở Trắng, Cá Tầm vào khai thác.

Trong điều kiện đặc biệt khó khăn do sản lượng dầu sụt giảm, giá dầu giảm sâu và kéo dài, được sự quan tâm chỉ đạo sâu sát của lãnh đạo Việt Nam - Liên bang Nga, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft, với tinh thần đoàn kết nhất trí, nỗ lực của tập thể người lao động, Vietsovpetro đã hoàn thành vượt mức kế hoạch khai thác dầu, khoan thăm dò, khoan khai thác và gia tăng trữ lượng dầu khí, kế hoạch cung cấp khí vào bờ, xây dựng các công trình biển và các chỉ tiêu tiết giảm chi phí.

Trong công tác tìm kiếm thăm dò, Vietsovpetro đã khoan 3 giếng thăm dò gồm: ThT-8X, BH-47 và CT-4X đều có phát hiện dòng dầu khí công nghiệp. Trữ lượng dầu thu hồi phát hiện tại các giếng này đạt 4,8 triệu tấn so với kế hoạch 2,3 triệu tấn (tính riêng phần của Vietsovpetro). Đặc biệt, phát hiện Cá Tầm tại Lô 09-3/12 với trữ lượng

thu hồi dự kiến khoảng 50 triệu thùng dầu không chỉ là tin vui với người lao động Vietsovpetro nói riêng, Ngành Dầu khí Việt Nam nói chung, mà còn tạo điều kiện để Vietsovpetro tiếp tục duy trì sản lượng khai thác dầu trong thời gian tới.

Trong lĩnh vực khoan khai thác, Vietsovpetro đã thực hiện 98,4 nghìn mét khoan (đạt 103% kế hoạch), kết thúc thi công 26 giếng và thực hiện sửa chữa lớn 19 lượt giếng khoan (gồm 3 giếng sửa chữa đặc biệt), trong đó nhiều giếng khoan mới đã khoan cho lưu lượng dầu tốt, góp phần hoàn thành sản lượng dầu khai thác của Vietsovpetro. Tốc độ thương mại của khoan khai thác là 2.607m/tháng/máy, so với kế hoạch được giao 2.457m/tháng/máy (đạt 106% kế hoạch), cao hơn so với kỷ lục năm 2015 (2.273m/tháng/máy). Đây là kỷ lục về tốc độ khoan thương mại của Vietsovpetro từ trước đến nay.



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: VSP

Do giá dầu duy trì ở mức thấp, Vietsovpetro đã nỗ lực tăng công việc tự thực hiện, giảm thuê ngoài, quản lý sử dụng ngân sách tiết kiệm và hiệu quả, cũng như giảm tiến độ một số công việc chưa thực sự cần thiết. Tổng tiết giảm chi tiêu Lô 09-1 ước đạt 138 triệu USD, vượt khoảng 20% so với Chương trình tiết giảm chi phí hai phía giao tại kỳ họp Hội đồng ngày 29/1/2016.

Trong năm 2016, Vietsovpetro đã khai thác 5,04 triệu tấn dầu thô và cung cấp vào bờ 1,68 tỷ m³ khí (đạt 130% kế hoạch). Trong đó, lượng khí khai thác từ Lô 09-1 ước đạt 684 triệu m³, vượt kế hoạch 284 triệu m³ (đạt 171% kế hoạch năm). Như vậy, tính đến cuối


 Vietsovpetro đặt mục tiêu khai thác an toàn trên 5 triệu tấn dầu/condensate và 188 triệu m³ khí trong năm 2017.

Ảnh: Vietsovpetro

năm 2016, Vietsovpetro đã khai thác trên 223 triệu tấn dầu thô, cung cấp vào bờ trên 30,9 tỷ m³ khí đồng hành.

Trong lĩnh vực xây dựng cơ bản, Vietsovpetro đã hoàn thành công tác xây lắp và đưa vào hoạt động giàn RC-9 tại Lô 09-1 (6/6/2016) sớm trước 1 tháng 9 ngày so với kế hoạch; lắp đặt giàn BK Thiên Ứng tại Lô 04-3. Vào 5 giờ ngày 7/12/2016, Vietsovpetro đã bắt đầu gọi dòng và đưa vào khai thác mỏ Thiên Ứng với sản lượng ban đầu khoảng 500.000m³ khí và 200m³ condensate/ngày đêm.

Trong năm 2016, doanh thu bán dầu của Vietsovpetro đạt gần 1,7 tỷ USD; nộp ngân sách Nhà nước phía Việt Nam trên 683 triệu USD; lợi nhuận phía Nga đạt 121 triệu USD, phía Việt Nam gần 126 triệu USD.

Trong năm 2017, Vietsovpetro sẽ triển khai các giải pháp đảm bảo khai thác an toàn với kế hoạch sản lượng 5 triệu tấn dầu/condensate, sản lượng khí thiên nhiên 188 triệu m³, thu gom và cung cấp vào bờ 500 triệu m³ khí từ Lô 09-1. Trong công tác tìm kiếm thăm dò, Vietsovpetro thực hiện kế hoạch khoan thăm dò với 14,3 nghìn mét khoan, kết thúc khoan và thử vỉa 4 giếng ở Lô 09-1, khoan 4,68 nghìn mét khoan và kết thúc khoan thử vỉa 1 giếng ở Lô 09-3/12. Trữ lượng dầu thu hồi tính riêng của Vietsovpetro dự kiến đạt gần 4 triệu tấn.

Để đảm bảo quỹ giếng cho khai thác dầu khí, Vietsovpetro tiếp tục triển khai các giải pháp nhằm đảm bảo hoàn thành khối lượng trên 55.000m khoan khai thác, kết thúc thi công 17 giếng mới, sửa chữa lớn 22 lượt sửa chữa giếng khoan và cắt thân hai tại 14 giếng. Bên cạnh đó, Vietsovpetro tập trung lực lượng đảm bảo tiến độ chế tạo, lắp đặt, xây dựng để đưa vào khai thác giàn nhẹ ThTC-3 trong Quý II/2017; đảm bảo tiến độ triển khai các dự án: mở rộng công suất nén khí Lô 09-1, cải hoán hệ thống công nghệ trên mỏ Rồng để tăng khả năng tách nước sản phẩm dầu...

Về công tác mở rộng vùng hoạt động, Vietsovpetro thực hiện nhiệm vụ trong chương trình công tác và ngân sách đã được phê duyệt và các nghĩa vụ đối với các lô hiện có, đồng thời tiếp tục nghiên cứu tiềm năng dầu khí và khả năng tham gia vào các lô mở ở Việt Nam, Liên bang Nga, các nước thứ ba.

Với sản lượng khai thác trong năm 2017 dự kiến là 5 triệu tấn dầu/condensate (giá kế hoạch 50USD/thùng và 188 triệu m³ khí (giá 2USD/triệu BTU), Vietsovpetro ước đạt doanh thu 1,9 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước 775 triệu USD, lợi nhuận phía Việt Nam gần 142 triệu USD và lợi nhuận phía Liên bang Nga 136 triệu USD.

Anh Phương



Trong năm 2017, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đặt mục tiêu vận hành an toàn, hiệu quả và đảm bảo an ninh các công trình khí; kinh doanh hiệu quả: 9.244 triệu m³ khí, 1.050 nghìn tấn LPG, 56 nghìn tấn condensate. Đồng thời, PV GAS tập trung kiểm soát tiến độ, chất lượng, chi phí các dự án đầu tư xây dựng: đưa vào vận hành Nhà máy xử lý khí Cà Mau; chuẩn bị và thực hiện đầu tư các dự án Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2, Sư Tử Trắng, Sao Vàng - Đại Nguyệt, Cá Rồng Đỏ, Nhà máy sản xuất Polypropylene; nâng cao hệ số thu hồi LPG tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố...

Kế hoạch sản lượng vượt 7 - 46%

Trong năm 2016, PV GAS đã tập trung kiểm soát, đảm bảo hệ thống các công trình khí vận hành an toàn, ổn định, cấp khí tối đa cho khách hàng. Tổng công ty đã hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng từ 7 - 46%, trong đó có chỉ tiêu về đích trước kế hoạch từ 2 - 3 tháng; sản xuất và cung cấp cho các khách hàng gần 10,4 tỷ m³ khí, 1,5 triệu tấn LPG, trên 69 nghìn tấn condensate. Với việc triển khai đồng bộ các giải pháp, PV GAS đang tập trung hoạt động hiệu quả và hoàn chỉnh trong các khâu từ thu gom - xuất nhập khẩu - vận chuyển - chế biến/chế

biến sâu - tàng trữ - dịch vụ - kinh doanh khí và sản phẩm khí, tích cực tham gia đầu tư thương mại khí; giữ vai trò chủ đạo trong ngành công nghiệp khí Việt Nam, góp phần quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

PV GAS đã tích cực hoàn thành công tác đàm phán, ký kết các hợp đồng/phụ lục hợp đồng với khách hàng về việc áp dụng giá khí, cước phí mới, xây dựng và ban hành áp dụng Quy chế kinh doanh sản phẩm khí; xây dựng và triển khai Chiến lược kinh doanh bán lẻ LPG. Công tác bảo dưỡng sửa chữa, kiểm định hiệu chuẩn các công trình



Kho cảng PV GAS. Ảnh: CTV

khí luôn được Tổng công ty triển khai theo kế hoạch, đúng quy trình, có chất lượng và đảm bảo hệ thống/công trình/nhà máy hoạt động ổn định, liên tục. PV GAS đã hoàn thành công tác bảo dưỡng sửa chữa 4 hệ thống khí, đưa vào vận hành an toàn trước tiến độ.

Các chỉ tiêu tài chính của PV GAS trong năm 2016 đều hoàn thành vượt mức kế hoạch từ 4 - 9%, đóng góp đáng kể vào ngân sách Nhà nước. Với mức đóng góp khoảng 14% doanh thu và 25% lợi nhuận của toàn Tập đoàn, PV GAS nằm trong Top các đơn vị có tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn chủ sở hữu trên 12%.

Đảm bảo tiến độ các dự án khí trọng điểm

Trong năm 2017, PV GAS đặt mục tiêu tiếp tục vận hành an toàn, đảm bảo công tác an ninh an toàn các công trình, dự án khí; đảm bảo hiệu quả sản xuất kinh doanh; cung cấp tối đa khí và các sản phẩm khí cho khách hàng, đáp ứng trên 70% nhu cầu LPG trong nước. Trên cơ sở đó, Tổng công ty tập trung kiểm soát, đảm bảo tiến độ các dự án chuẩn bị và thực hiện đầu tư; đẩy mạnh công tác phát triển thị trường tiêu thụ khí; gia tăng thị phần bán lẻ LPG lên đến 30% trong nước. PV GAS tiếp tục thực hiện các giải pháp tiết kiệm,

PV GAS đang quản lý 4 hệ thống khí với trên 1.200km đường ống, 2 nhà máy xử lý khí, 12 kho chứa khí hóa lỏng LPG với công suất gần 100.000 tấn... Cơ sở hạ tầng của ngành công nghiệp khí đã được xây dựng tương đối hoàn chỉnh từ thu gom, chế biến, vận chuyển, tàng trữ và phân phối khí. Việc đưa các công trình khí trọng điểm vào vận hành đã góp phần nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn tài nguyên thiên nhiên của đất nước, tạo động lực thúc đẩy sự phát triển kinh tế - xã hội.

tiết giảm chi phí, hạ giá thành sản phẩm, nâng cao năng suất lao động, hiệu quả sản xuất kinh doanh; chuẩn bị các phương án để sẵn sàng với thị trường khí giá cao trong tương lai...

Theo kế hoạch, PV GAS sẽ kinh doanh hiệu quả: 9.244 triệu m³ khí, 1.050 nghìn tấn LPG, 56 nghìn tấn condensate. Tập trung kiểm soát tiến độ, chất lượng, chi phí các dự án đầu tư xây dựng: đưa vào vận hành Nhà máy xử lý khí Cà Mau; chuẩn bị và thực hiện đầu tư các dự án Nam Côn Sơn 2 - giai đoạn 2, Sư Tử Trắng, Sao Vàng - Đại Nguyệt, Cá Rồng Đỏ, Nhà máy sản xuất Polypropylene; nâng cao hệ số thu hồi LPG tại Nhà máy xử lý khí Đình Cố...

Tổng công ty tiếp tục tiết giảm chi phí trong mọi hoạt động sản xuất, kinh doanh, đầu tư, tài chính; nâng cao năng suất lao động; triển khai tích cực "Hệ thống quản trị nguồn nhân lực" và Phương án tái cấu trúc giai đoạn 2016 - 2020 để nâng cao hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh; lựa chọn thu gom các nguồn khí trong nước, tìm kiếm các nguồn khí ngoài nước, tham gia đầu tư thượng nguồn.

Trong giai đoạn 2016 - 2025, PV GAS đặt mục tiêu tăng trưởng bình quân trên 10%/năm, tổng tài sản đến năm 2020 gấp 2 lần năm 2015, trở thành doanh nghiệp khí mạnh, hiệu quả, có sức cạnh tranh cao; giữ vững vai trò chủ đạo trong công nghiệp khí trên toàn quốc, phấn đấu trở thành doanh nghiệp khí hàng đầu khu vực Đông Nam Á (ASEAN) và có tên trong các thương hiệu khí mạnh của châu Á.

Hồng Minh



BSR ĐẨY MẠNH ỨNG DỤNG KHOA HỌC KỸ THUẬT, TỐI ƯU HÓA SẢN XUẤT

Chưa khi nào Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) phải đối mặt với nhiều khó khăn như năm 2016 do biến động giá dầu thô và sản phẩm; chính sách thuế nhập khẩu xăng dầu còn bất cập, cách tính thuế suất cho sản phẩm cho xăng dầu Dung Quất chưa bình đẳng so với sản phẩm của các nước được hưởng thuế nhập khẩu ưu đãi đặc biệt theo Hiệp định Thương mại tự do (FTA)... Tuy nhiên, BSR đã vững vàng vượt thách thức, đưa sản lượng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất về đích trước 52 ngày, doanh thu tăng thêm 12.000 tỷ đồng.

Doanh thu tăng thêm 12 nghìn tỷ đồng

Vào 21 giờ ngày 9/11/2016, BSR đã chính thức hoàn thành chỉ tiêu sản lượng sản xuất 5,8 triệu tấn sản phẩm, về đích sớm 52 ngày so với kế hoạch Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao. Sản lượng sản xuất cả năm đạt 6,84 triệu tấn (vượt 17,16%), sản lượng tiêu thụ đạt 6,8 triệu tấn (vượt 16,47%), doanh thu đạt 72.516 tỷ đồng (vượt 3%), nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 11.986 tỷ đồng (tương đương 0,5 tỷ USD).

Để có được kết quả này phải kể đến “nút thắt” về chính sách thuế đã được Chính phủ “gỡ”. Với Quyết định số 1725/QĐ-TTg ngày 3/9/2016, Chính phủ đã bỏ quy định thu điều tiết đối với sản phẩm lọc hóa dầu do BSR sản xuất, chế biến tiêu thụ trong nước từ ngày 1/1/2017.

Ông Trần Ngọc Nguyên - Tổng giám đốc BSR phân tích: “Với quyết định này, BSR sẽ chủ động cạnh tranh trên thị trường. Hiện nay, BSR mới sản xuất đáp ứng được 40% nhu cầu, còn 60% nhu cầu xăng dầu vẫn phải nhập khẩu. Vì vậy việc đưa giá xăng dầu cạnh tranh với sản phẩm ngoại nhập là điều kiện rất

tốt để các doanh nghiệp phân phối xăng dầu mua sản phẩm của BSR trong thời gian tới”. Khi sản lượng tiêu thụ tăng, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ vận hành ở công suất tối ưu (110%), góp phần nâng cao hiệu quả kinh tế cho doanh nghiệp - nhà nước và xã hội.

Trong năm 2016, BSR đã tiết giảm được 633,08 tỷ đồng từ nâng cao hiệu quả chế biến, sản xuất, tiết giảm chi phí sản xuất kinh doanh, vượt kế hoạch 43%. Công tác bảo dưỡng thường xuyên được tổ chức và thực hiện với nhiều cải tiến và tối ưu, đảm bảo vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn và ổn định ở 105 - 107% công suất. Năm 2016, BSR đã tổ chức thực hiện 52.357 lượt bảo dưỡng phòng ngừa (PM) và 8.500 lượt sửa chữa (CM) cho khoảng 67.000 thiết bị có trên hệ thống CMMS.

Làm lợi trên 130 triệu USD

Trong 7 năm vận hành, quản lý Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, BSR đã có 130 sáng kiến, làm lợi cho Nhà nước 128,9 triệu USD; có 596 cải tiến Kaizen, làm lợi 1,85 triệu USD và thực hiện 33 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học. Trong đó, có thể kể đến các



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được vận hành an toàn và ổn định ở 105 - 107% công suất. Ảnh: BSR

Tăng 10% công suất tức là Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ lọc thêm khoảng 15.000 thùng dầu/ngày, trong khi chi phí nhân lực, quản lý không thay đổi; chi phí năng lượng, hóa phẩm, xúc tác chỉ tăng 5 - 7%. Khi hoạt động ở công suất 104 - 105% công suất thiết kế, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẽ tạo thêm lợi nhuận khoảng 4,6 triệu USD/năm.

Trên cơ sở đó, BSR đang tập trung triển khai các nhóm giải pháp ngắn hạn (tối ưu hóa năng lượng; tối ưu hóa công nghệ, sản xuất và sáng kiến cải tiến; dầu thô và sản phẩm; tối ưu hóa hóa phẩm - xúc tác; tiết giảm chi phí; công tác quản lý; dự án nhập cấu tử) và nhóm giải pháp dài hạn để nâng cao hiệu quả vận hành. Cụ thể, BSR đã nghiên cứu, triển khai các giải pháp tiết kiệm năng lượng; nâng công suất vận hành của một số phân xưởng CDU (110%), NHT/ISOM (115%), KTU (130%); đưa vào sử dụng hóa phẩm loại Fe và Ca trong dầu thô nhằm tiết kiệm chi phí xúc tác RFCC, tối ưu hóa sử dụng xúc tác RFCC, thử nghiệm thành công và đưa vào sử dụng chất ức chế nickel, thiết lập chương trình tối ưu và thử nghiệm hấp phụ xúc tác...

Mục tiêu của BSR trong giai đoạn 2016 - 2020 là duy trì hiệu quả vận hành (OA) trên 95% với công suất trung bình 100% công suất thiết kế ban đầu (148.000 thùng/ngày); hiệu quả sử dụng năng lượng (EII) và chi phí bảo trì bảo dưỡng (MEI) nằm trong nhóm dẫn đầu của khu vực theo đánh giá của Solomon; chế biến dầu/hỗn hợp dầu ngọt nhẹ có hàm lượng lưu huỳnh thấp hơn 0,14% khối lượng; chế biến thêm nguyên liệu từ naphtha/condensate trong nước và nhập khẩu...

Trong năm 2017, BSR tập trung thực hiện 4 mục tiêu lớn: vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả; triển khai Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; thực hiện lộ trình cổ phần hóa và bảo dưỡng tổng thể lần thứ 3. Theo kế hoạch, BSR sẽ sản xuất trên 5,13 triệu tấn sản phẩm; doanh thu đạt trên 62 nghìn tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước trên 7,1 nghìn tỷ đồng.

Đức Chính - Hồng Minh



Lãnh đạo BSR đặt mục tiêu sản xuất trên 5,13 triệu tấn sản phẩm trong năm 2017. Ảnh: BSR

sáng kiến tiêu biểu như: “Thu hồi hoàn toàn dầu thải nhẹ tại Phân xưởng chưng cất dầu thô (CDU)” với giá trị làm lợi khoảng 8,51 triệu USD/năm; “Tối ưu hóa cơ cấu sản phẩm của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất” đem lại hiệu quả kinh tế cao (khoảng 12,6 triệu USD/năm)...

BSR đã hợp tác với Solomon (đơn vị chuyên đánh giá xếp loại các nhà máy lọc dầu trên thế giới) để xác định vị trí của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trong 400 nhà máy lọc dầu trên thế giới. Từ phân tích của Solomon, Shell Global khuyến nghị BSR triển khai các

giải pháp kỹ thuật để nâng cao hiệu quả chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Trên cơ sở đó, Phòng Kỹ thuật BSR đã chọn 17 giải pháp để áp dụng tại các phân xưởng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất như: giảm tỷ lệ hồi lưu tháp NHT Splitter T1202, giảm tỷ lệ tuần hoàn hydro (H_2 :Oil) ở Phân xưởng CCR (giai đoạn 1), giảm áp suất đầu ra máy nén MAB, giảm tiêu thụ MPS tại thiết bị phản ứng của phân xưởng RFCC, hạn chế xả được ở D2401... Hiện nay, BSR đang áp dụng 11 giải pháp, mỗi tháng tiết kiệm khoảng 3,6 tỷ đồng.



PVFCCo

MỞ RỘNG QUY MÔ SẢN XUẤT HÓA CHẤT

Ngoài sản phẩm phân bón chủ lực, Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đã và đang triển khai các dự án sản xuất hóa chất, nhằm đa dạng hóa sản phẩm và nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Trong đó, kinh nghiệm vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ sẽ là một lợi thế lớn của PVFCCo trong quá trình tham gia đầu tư xây dựng dự án.

Việc Nhà máy Đạm Phú Mỹ vận hành an toàn, ổn định, vượt công suất thiết kế trong năm 2016 là yếu tố quan trọng nhất giúp PVFCCo hoàn thành sớm các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh, giữ vững vị thế là doanh nghiệp hàng đầu Việt Nam trong lĩnh vực sản xuất và kinh doanh phân bón. Sản lượng sản xuất của Nhà máy Đạm Phú Mỹ đạt 818 nghìn tấn (vượt 2,2% so với kế hoạch năm), sản lượng tiêu thụ đạt 830 nghìn tấn (đạt 100% kế hoạch năm). Trong quá trình vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ, PVFCCo đã áp

dụng hiệu quả các bộ định mức tiêu hao hóa chất và năng lượng, dự phòng vật tư tối thiểu hợp lý, phù hợp với tình hình sản xuất thực tế. Ngày 3/8/2016, Nhà máy Đạm Phú Mỹ lần thứ 2 được nhận “Chứng chỉ vận hành xuất sắc” do Haldor Topsoe A/S (Đan Mạch) - nhà cung cấp bản quyền công nghệ sản xuất Ammonia (NH_3) - trao tặng. Xưởng sản xuất NH_3 của Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã hoạt động ổn định liên tục trong 279 ngày đêm (từ ngày 21/9/2015 - 27/6/2016), vượt mốc thành tích 188 ngày đạt được trước đó.



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Mặc dù thị trường phân bón trong nước cung vượt cầu, song PVFCCo vẫn giữ vững nhịp độ tăng trưởng do tiếp tục mở rộng hệ thống phân phối. Đến nay, PVFCCo có 77 đại lý/cửa hàng cấp 1, 8 cửa hàng kinh doanh phân bón và hóa chất, 3.000 cửa hàng cấp 2. Kết thúc năm 2016, PVFCCo đạt doanh thu 8,16 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận hợp nhất sau thuế đạt 1,14 nghìn tỷ đồng, tỷ suất lợi nhuận hợp nhất sau thuế/vốn chủ sở hữu bình quân đạt 13,6%.

Ngoài sản phẩm phân bón chủ lực, PVFCCo đang triển khai các dự án sản xuất hóa chất. Sản lượng NH_3 do PVFCCo sản xuất đạt 32,7 nghìn tấn trong năm 2016 và dự



PVFCCo ký Biên bản ghi nhớ với đối tác Nhật Bản nghiên cứu tiền khả thi dự án đầu tư xây dựng Nhà máy NH_3 . Ảnh: PVFCCo

kiến sẽ tăng mạnh khi Dự án nâng công suất Xưởng NH_3 đi vào hoạt động trong năm 2017. PVFCCo tham gia đầu tư và đưa Nhà máy sản xuất CO_2 lỏng với công suất thiết kế 47,5 nghìn tấn/năm vào vận hành thương mại từ tháng 7/2016...

Trong năm 2016, PVFCCo đã ký kết Biên bản ghi nhớ với các đối tác Nhật Bản gồm UBE Industries Ltd. (UBE) và Sojitz Corporation (Sojitz) để nghiên cứu cơ hội đầu tư xây dựng Nhà máy Ammonia (NH_3) và các dẫn xuất từ nguồn khí tại khu vực Đông Nam Bộ. Theo đó, các bên sẽ hợp tác nghiên cứu tiền khả thi dự án sản xuất NH_3 tại khu vực Đông Nam Bộ, với công suất dự kiến từ 1.500 - 2.000 tấn/ngày và khả năng chế biến các dẫn xuất từ NH_3 , CO_2 ... Nhà máy sẽ đáp ứng nhu cầu NH_3 ngày càng tăng để sản xuất các sản phẩm ngoài urea như phân DAP, AS, cao su và các sản phẩm hóa dầu.

Dự án này nằm trong chiến lược phát triển dài hạn của PVFCCo nhằm trở thành doanh nghiệp hàng đầu tại Việt Nam và khu vực trong lĩnh vực phân bón và hóa chất, trong đó đặc biệt chú trọng đến lĩnh vực hóa chất. PVFCCo đang vận hành an toàn và hiệu quả Nhà máy Đạm Phú Mỹ từ năm 2004 và đang thực hiện nâng công suất Xưởng NH_3 thuộc Nhà máy Đạm Phú Mỹ từ 450.000 tấn lên 540.000 tấn/năm. Kinh nghiệm vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ trong đó có Xưởng NH_3 sẽ là

Xưởng NH_3 là một trong những phân xưởng quan trọng nhất của Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Từ khi đi vào hoạt động vào năm 2004, Nhà máy Đạm Phú Mỹ luôn hoạt động ổn định, an toàn, hiệu quả. Nhằm nâng cao năng lực hoạt động của Xưởng, PVFCCo đang triển khai dự án nâng công suất Xưởng NH_3 từ 450.000 tấn/năm lên 540.000 tấn/năm, dự kiến sẽ hoàn thành vào cuối năm 2017. Sản lượng NH_3 tăng thêm sẽ được sử dụng làm nguyên liệu cho nhà máy sản xuất phân bón NPK Phú Mỹ và một phần đáp ứng nhu cầu NH_3 trong nước hiện còn thiếu hụt rất lớn.

một lợi thế lớn của PVFCCo trong việc tham gia đầu tư xây dựng Nhà máy NH_3 công suất tương đương, đặc biệt việc hợp tác với các đối tác lớn trong ngành sản xuất và kinh doanh hóa chất sẽ giúp PVFCCo mở rộng thị phần hóa chất tại thị trường Việt Nam và khu vực.

Trong năm 2017, PVFCCo duy trì sản xuất ổn định, thực hiện thành công đợt bảo dưỡng Nhà máy Đạm Phú Mỹ; đảm bảo tiến độ dự án, đưa vào hoạt động Xưởng NH_3 (nâng công suất) và Nhà máy NPK Phú Mỹ; chuẩn bị thị trường cho các sản phẩm mới.

Bùi Hà



ĐẨY MẠNH NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN SẢN PHẨM MỚI

Định hướng chiến lược của Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) trong thời gian tới là đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới, đa dạng hóa sản phẩm, phát triển dòng sản phẩm có hiệu quả cao, thân thiện với môi trường trên nền tảng cốt lõi là urea hạt đục của Đạm Cà Mau, nhằm nâng cao giá trị gia tăng, tham gia hiệu quả vào chuỗi giá trị gia tăng sản phẩm nông nghiệp.

Nâng công suất Nhà máy Đạm Cà Mau lên 110%

Năm 2016, hoạt động sản xuất kinh doanh của Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đối mặt với nhiều khó khăn. Giá urea thế giới và trong nước ở mức thấp nhất trong 5 năm trở lại đây. Giá FOB urea hạt đục Trung Đông giảm trên 28,1% so với cùng kỳ năm 2015 kéo theo giá bán urea Đạm Cà Mau thấp hơn cùng kỳ năm 2015 khoảng 18,4%. Do tác động tiêu cực của tình trạng biến đổi khí hậu, hạn hán, xâm nhập mặn trên quy mô lớn, đặc biệt là khu vực Đồng bằng sông Cửu Long, Campuchia là thị trường chính của PVCFC đã gây thiệt hại lớn đến tình hình sản

xuất nông nghiệp, khiến nhu cầu tiêu thụ urea giảm mạnh. Việc không áp dụng thuế giá trị gia tăng với mặt hàng phân bón làm tăng chi phí ảnh hưởng đến kết quả sản xuất kinh doanh của doanh nghiệp. Tình trạng hàng giả, hàng kém chất lượng trên thị trường phân bón chưa được kiểm soát chặt chẽ...

Trong điều kiện còn nhiều khó khăn, PVCFC đã vận hành an toàn, hiệu quả Nhà máy Đạm Cà Mau với công suất trung bình 103% và trong cuối năm đã nâng công suất lên 110%, hoàn thành vượt mức kế hoạch sản xuất và tiêu thụ phân bón. Năm 2016, sản lượng sản xuất urea quy đổi của Đạm Cà Mau đạt 804 nghìn tấn, đạt 102% kế hoạch năm;



Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: PVCFC

sản lượng tiêu thụ urea quy đổi đạt 813,76 nghìn tấn đạt 104% kế hoạch năm.

Nghiên cứu phát triển sản phẩm mới

Trong năm 2017, PVCFC tiếp tục bám sát chiến lược, chủ động triển khai các giải pháp toàn diện nhằm tiếp tục duy trì vị thế số 1 tại Đồng bằng sông Cửu Long; gia tăng thị phần tại khu vực Đông Nam Bộ, Campuchia; phát triển tại thị trường Tây Nguyên, miền Trung, miền Bắc; đồng thời đẩy mạnh kinh doanh và phân phối trọn bộ sản phẩm phân bón khác để tối ưu hóa khả năng sinh lời, nâng cao giá trị gia tăng.

Công ty tiếp tục đẩy mạnh các phong trào nghiên cứu, đổi mới, sáng tạo nhằm tiết kiệm chi phí, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh

doanh; quản trị chặt chẽ chi phí, đảm bảo giá thành cạnh tranh... Tổng giám đốc PVCFC Bùi Minh Tiến cho biết trong 5 năm qua, Công ty đã đẩy mạnh công tác nghiên cứu, phát triển và tiếp tục ra mắt sản phẩm phân bón mới với nhiều tính năng hiệu quả, cung cấp thêm giải pháp dinh dưỡng tốt nhất cho các loại cây trồng.

Sản phẩm phân bón mới N46.Plus mà PVCFC cung cấp cho thị trường cuối năm 2016 có phủ lớp N Dual Protect “bảo vệ đạm kép” công nghệ châu Âu của Solvay (Bi) - một tập đoàn hóa chất và vật liệu tiên tiến quốc tế, giúp giảm thất thoát đạm tối đa, gia tăng hiệu quả khi sử dụng, giúp tiết kiệm 20 - 30% lượng phân bón so với sử dụng urea thông thường. N46.Plus có chứa chất phụ gia sinh học thân thiện với môi trường. Để sản xuất sản phẩm mới này, PVCFC đã đầu tư hệ thống máy móc dây chuyền công nghệ hiện đại, tiếp tục khẳng định thương hiệu phân bón uy tín tại thị trường trong nước và khu vực Đông Nam Á. Sản phẩm phân bón N46.Plus được

PVCFC tập trung phân phối tại khu vực Đồng bằng sông Cửu Long với cây trồng chính là lúa, ngô, cây ăn quả, rau, hoa màu, mía và vùng Đông Nam Bộ - Tây Nguyên với các loại cây trồng chính là cà phê, tiêu, cao su, ngô, chè, mía, sắn. Sau Đạm Cà Mau và N.Humate+TE, N46.Plus sẽ là sản phẩm chiến lược để PVCFC xuất khẩu sang thị trường các nước trong khu vực Đông Nam Á.

Định hướng chiến lược của PVCFC trong thời gian tới là đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới ở phân khúc thị trường tiềm năng, phù hợp với định hướng phát triển của nền nông nghiệp nước nhà, cũng như định hướng xuất khẩu sản phẩm chất lượng cao vào các thị trường khó tính trên thế giới; nghiên cứu đa dạng hóa sản phẩm, phát triển những dòng sản phẩm có hiệu quả cao, thân thiện với môi trường trên nền tảng cốt lõi là urea hạt đục của Đạm Cà Mau, nhằm nâng cao giá trị gia tăng, tham gia hiệu quả vào chuỗi giá trị gia tăng sản phẩm nông nghiệp.

Lan Anh

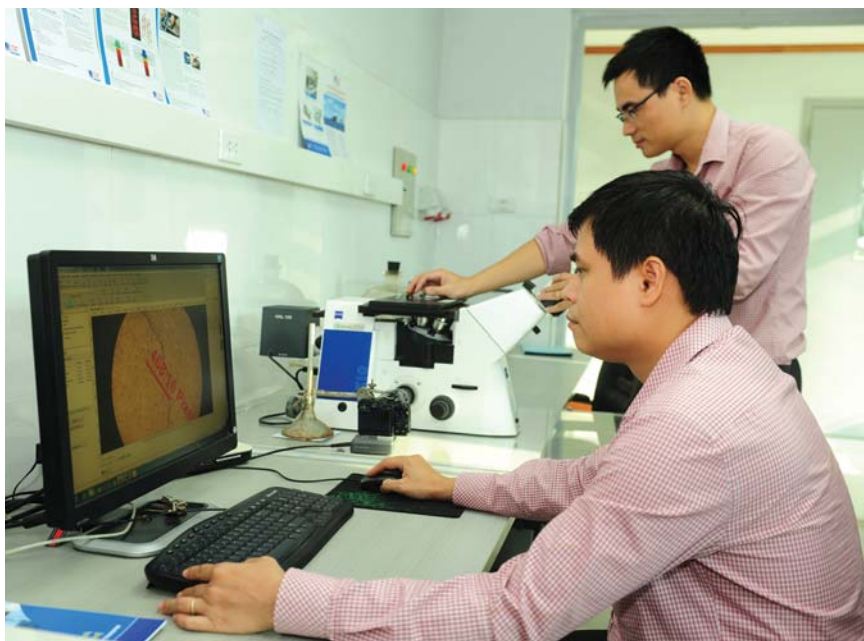


PVCFC đẩy mạnh nghiên cứu sản phẩm hiệu quả cao, thân thiện với môi trường. Ảnh: PVCFC



VIỆN DẦU KHÍ VIỆT NAM: LẤY NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG LÀM TRỌNG TÂM

Trong năm 2017, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) tổ chức thực hiện hiệu quả phong trào thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, sáng kiến cải tiến kỹ thuật, tập trung nâng cao chất lượng, giá trị thực tiễn và tính ứng dụng của các nghiên cứu khoa học nhằm tăng hiệu quả quản trị và năng suất lao động, đảm bảo hoạt động ổn định và phát triển bền vững.



VPI tập trung nâng cao chất lượng, giá trị thực tiễn và tính ứng dụng của các nghiên cứu khoa học. Ảnh: Ngọc Linh

Mặc dù các công ty/nhà thầu dầu khí trong năm 2016 tiếp tục cắt giảm kinh phí nghiên cứu khoa học, dừng/giãn tiến độ dự án do giá dầu giảm, nhưng các nhà khoa học, người lao động của Viện Dầu khí Việt Nam đã vượt qua khó khăn, triển khai thực hiện 344 hợp đồng nghiên cứu khoa học công nghệ; thực hiện phân tích mẫu theo hợp đồng khung; đọc phản biện, nhận xét 24 báo cáo RAR, ODP, FDP... cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Bộ Công Thương.

Theo Viện trưởng TS. Nguyễn Anh Đức, Viện Dầu khí Việt Nam đã tập trung nâng cao chất lượng khoa học công nghệ, triển khai các nghiên cứu có tính ứng dụng cao; phát triển các sản phẩm đặc trưng (phần mềm xử lý đặc biệt, anode hy sinh nhôm, chống đóng cặn, chất đệm chống ăn mòn, đẩy mạnh hoạt động sáng kiến sáng chế...) và tập trung phát triển nguồn lực, đưa vào sử dụng công trình Trung

tâm Phân tích Thí nghiệm và Văn phòng tại Tp. Hồ Chí Minh.

Đặc biệt, Viện Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh xây dựng, triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: Nghiên cứu cấu trúc địa chất và các điều kiện hình thành khí hydrate ở vùng nước sâu thềm lục địa khu vực miền Trung và Đông Nam Bộ; Nghiên cứu tổ hợp các phương pháp địa chất - địa vật lý dự báo các bẫy phi cấu tạo trong trầm tích Miocene - Pliocene ở khu vực trung tâm bể trầm tích Nam Côn Sơn, Đông Nam thềm lục địa Việt Nam; Nghiên cứu ứng dụng và phát triển nghiên cứu công nghệ chế tạo phụ gia ZSM-5 từ các nguồn nguyên liệu trong nước dùng để tăng hiệu suất propylene của Phân xưởng RFCC...

Trong năm 2016, Viện Dầu khí Việt Nam đã đẩy mạnh công tác đăng ký bản quyền sáng chế, giải pháp hữu ích, được Cục Sở

hữu Trí tuệ (Bộ Khoa học và Công nghệ) chấp nhận 13 đơn đăng ký sáng chế/giải pháp hữu ích: Quy trình thử nghiệm quá trình ngưng tụ khí condensate vùng cận đáy giếng; Quy trình mô phỏng quá trình ngưng tụ pha lỏng trong lòng giếng; Quy trình cấy kim loại tuần hoàn để làm giảm hoạt tính chất xúc tác cracking tầng sôi thương mại; Chất xúc tác dùng cho quá trình cracking xúc tác naphtha và condensate và phương pháp chế tạo chất xúc tác này; Quy trình phục hồi hoạt tính chất xúc tác vanadium pentoxide thải, chất xúc tác thải đã được phục hồi hoạt tính và quy trình hoàn nguyên chất xúc tác này cho quá trình sản xuất acid sulfuric; Quy trình sản xuất xăng có trị số octane cao từ nguồn condensate; Vật liệu gel khí (aerogel) dùng để hấp phụ dầu tràn và nước thải nhiễm dầu và quy trình chế tạo vật liệu này; Chế phẩm rửa tay dạng gel và quy trình điều chế chế phẩm này; Phương pháp sản xuất khí hydro từ khí tự nhiên có hàm



lượng khí carbon dioxide cao; Phương pháp sản xuất diesel sinh học gốc B100; Chế phẩm sinh học có khả năng phân hủy dầu; Chủng vi khuẩn *Pseudomonas Mendocina* VPI-BR để xử lý ô nhiễm dầu; Phương pháp thu hồi muối của các kim loại đất hiếm có trong chất xúc tác của quá trình cracking xúc tác tầng sôi đã qua sử dụng... Viện Dầu khí Việt Nam có sản phẩm anode hy sinh nhôm đã được chọn vào Top 10 sản phẩm “Tự hào trí tuệ lao động Việt Nam” 2016 và 1 sáng kiến được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam công nhận: “Xây dựng phương pháp và chương trình tính toán để phân chia sản phẩm dầu cho các giếng khai thác đồng thời nhiều tầng sản phẩm”.

Trong năm 2017, Viện Dầu khí Việt Nam xây dựng kế hoạch nghiên cứu khoa học gắn liền với hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, tiếp tục nâng cao chất lượng, giá trị nghiên cứu khoa học, lấy nghiên cứu ứng dụng làm trọng tâm; đồng thời tiếp tục đẩy mạnh việc triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: Điều tra, đánh giá cấu trúc địa chất, địa động lực và

quá trình phát triển trầm tích Pliocene - Đệ Tứ vùng nước sâu xa bờ phục vụ phát triển kinh tế biển; Xây dựng chương trình tổng thể áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) cho các mỏ dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam; Tiết kiệm năng lượng và hao hụt nhằm giảm chi phí sản xuất, tăng hiệu quả hoạt động cho các nhà máy lọc hóa dầu; Nghiên cứu phát triển và ứng dụng các giải pháp công nghệ khai thác, vận chuyển, sử dụng hiệu quả các mỏ đã và đang chuẩn bị đưa vào phát triển, khai thác...

Đặc biệt, Viện Dầu khí Việt Nam tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện công nghệ sản xuất anode hy sinh ứng dụng trong chống ăn mòn và bảo vệ kim loại; phát triển các sản phẩm thương mại: sản xuất hóa chất khai thác (chống đóng cặn, deoiler), sản phẩm thông dụng (cồn rửa tay), phần mềm dầu khí chuyên dụng... Bên cạnh đó, Viện Dầu khí Việt Nam tập trung ổn định cơ cấu tổ chức và mô hình “Tự đảm bảo chi thường xuyên và chi đầu tư” theo Nghị định 54/2016/NĐ-CP ngày 14/6/2016 của Chính phủ quy định cơ chế tự

Trung tâm Phân tích Thí nghiệm được đầu tư hệ thống trang thiết bị hiện đại và phần mềm chuyên dụng sẽ giúp Viện Dầu khí Việt Nam phân tích toàn diện các loại mẫu lõi, mẫu lưu thể (dầu, khí, nước), các phân tích đặc biệt về nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR)... tiết kiệm chi phí gửi và phân tích mẫu ở nước ngoài, tiết kiệm thời gian cho nhà thầu, bảo mật thông tin dầu khí của quốc gia. Công trình này sẽ giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/Viện Dầu khí Việt Nam làm chủ kỹ thuật phân tích tiên tiến nhất, các thiết bị thí nghiệm hiện đại nhất, đẩy mạnh công tác nghiên cứu khoa học, phát triển ứng dụng đổi mới và chuyển giao công nghệ, tăng cường hợp tác quốc tế, gắn kết nghiên cứu - ứng dụng - đào tạo nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh.

chủ của tổ chức khoa học và công nghệ công lập; tăng cường hợp tác, mở rộng đối tượng và phạm vi cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ; tăng cường đào tạo nguồn nhân lực, tập trung triển khai kế hoạch đào tạo chuyên sâu, phát triển chuyên gia, ưu tiên đào tạo theo các định hướng nghiên cứu dài hạn.

Để thực hiện thành công các nhiệm vụ này, Viện Dầu khí Việt Nam đã và đang thực hiện đồng bộ các giải pháp, đẩy mạnh phong trào thi đua lao động giỏi, lao động sáng tạo, sáng kiến cải tiến kỹ thuật, tập trung nâng cao chất lượng, giá trị thực tiễn và tính ứng dụng của các nghiên cứu khoa học nhằm tăng hiệu quả quản trị và năng suất lao động, thực hiện các mục tiêu đã đề ra trong giai đoạn 2016 - 2020.

Quang Minh



Công ty dầu khí nước ngoài tham quan Trung tâm Phân tích Thí nghiệm của Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: Lê Khoa



PV Power ĐẠT MỤC TIÊU SẢN XUẤT TRÊN 21 TỶ KWH ĐIỆN

Năm 2016, sản lượng điện sản xuất của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam về đích trước kế hoạch 14 ngày, vượt 930 triệu kWh (4,6%), giữ vững vị trí nhà cung cấp điện lớn thứ hai của đất nước. Để đạt được kết quả này, Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) đã thực hiện các giải pháp để tối ưu hóa sản xuất, vận hành các nhà máy điện an toàn, ổn định, hiệu quả, vượt công suất thiết kế.

Sản lượng điện đạt trên 21 tỷ kWh

Tổng công ty đã vận hành an toàn, ổn định các nhà máy điện; đáp ứng nhu cầu phụ tải huy động của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0), huy động tối đa công suất của các nhà máy điện, bảo đảm cung cấp điện cho lưới điện quốc gia theo đúng kế hoạch. Năm 2016, các nhà máy đều vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả, vượt công suất thiết kế: Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 đạt 8,13 tỷ kWh (vượt 10% so với kế hoạch năm); Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 đạt 3,56 tỷ kWh (vượt 32%), Nhà máy Điện Nhơn

Trạch 2 đạt 5,22 tỷ kWh (vượt 21%), Nhà máy Thủy điện Nậm Cắt đạt 14,5 triệu kWh (vượt 12%)... Tổng sản lượng điện sản xuất của PV Power đạt trên 21 tỷ kWh, tổng doanh thu đạt 26.522 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 1.126 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế đạt 1.595 tỷ đồng.

Công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện đảm bảo chất lượng, an toàn và theo kế hoạch đã thống nhất với EVN/A0, trong đó, công tác tiểu tu Nhà máy Thủy điện Hòa Na vượt tiến độ 3 ngày so với kế hoạch; Nhà máy Thủy điện Đắkdrinh vượt 6 ngày so với kế hoạch...



Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Ảnh: PVN



Công tác bảo dưỡng, sửa chữa tại các nhà máy điện đảm bảo chất lượng, tiến độ. Ảnh: PV Power

Năm 2016, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã đề nghị bổ sung vào Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia các dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 với quy mô công suất khoảng 750 - 800MW/nhà máy tại khu công nghiệp Ông Kèo, huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai. Đoàn công tác của Bộ Công Thương đã đi kiểm tra thực tế cơ sở hạ tầng đảm bảo xây dựng Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4. Thứ trưởng Bộ Công Thương Hoàng Quốc Vượng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam/PV Power chuẩn bị các nguồn lực, để có thể triển khai xây dựng sớm 2 dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 ngay sau khi Thủ tướng Chính phủ phê duyệt, đáp ứng tiến độ phát điện thương mại vào năm 2020 - 2021.

Tính đến nay, PV Power đang có 4 đơn vị tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, đang quản lý vận hành Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2, Nhà máy Thủy điện Hòa Na, Nhà máy Thủy điện Đăkdrinh. Sau hơn 4 năm tham gia thị trường phát điện cạnh tranh, các nhà máy đều vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả, vượt công suất thiết kế. Trong đó, Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2 được các chuyên gia đánh giá có ưu thế vượt trội về kỹ thuật, công nghệ, độ tin cậy, tính khả dụng và hiệu suất cao, có khả năng vận hành linh hoạt trong dải công suất lớn từ 110 - 750MW. Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 thường xuyên triển khai các giải pháp để tối ưu quá trình vận hành, quản trị chi phí sản xuất nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Với phương châm “Thân

thiện - Hiệu quả - An toàn”, Công ty CP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 đang nghiên cứu triển khai Dự án thu hồi và sản xuất CO₂ lỏng từ khí thải Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2.

Tập trung tái cơ cấu, cổ phần hóa

Trong thời gian qua, Tổng công ty đã tích cực triển khai công tác tái cơ cấu: sắp xếp tổ chức lại các đơn vị thành viên, thoái vốn tại các công ty con và công ty liên kết; tăng cường tiếp xúc với các đối tác chiến lược, ký kết thỏa thuận hợp tác với các nhà đầu tư nước ngoài (như SK, Kospo, Tohoku, Tan Power...), xác định giá trị doanh nghiệp để đảm bảo tiến độ cổ phần hóa theo chỉ đạo của Chính phủ, Bộ Công Thương và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Trong năm 2017, PV Power đặt mục tiêu sản xuất trên 21 tỷ kWh điện, doanh thu đạt

29.000 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 1.367 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 1.105 tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, Tổng công ty sẽ xây dựng và chuẩn bị triển khai các phương án cho mọi kịch bản về giá dầu thô và tỷ giá ngoại tệ; phối hợp với các đơn vị liên quan đảm bảo các nhà máy điện sản xuất an toàn, hiệu quả; tăng cường kiểm soát định mức kinh tế - kỹ thuật, tiết giảm chi phí nhằm hạ giá thành sản xuất điện; gia tăng tỷ lệ nội địa hóa đối với dịch vụ bảo dưỡng, sửa chữa; đẩy mạnh ứng dụng công nghệ thông tin để nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh. Đồng thời, Tổng công ty tiếp tục bám sát diễn biến thị trường, xây dựng phương án chào giá tối ưu, tích cực tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

Thúy Hằng

DANH MỤC CÁC ĐỀ TÀI/NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC ĐÃ HOÀN THÀNH NĂM 2016

Trong năm 2016, Viện Dầu khí Việt Nam và các đơn vị nghiên cứu trong nước đã hoàn thành 43 đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ phục vụ cho nhu cầu sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Các đề tài này đã được các Hội đồng xét duyệt nghiệm thu cấp Tập đoàn nghiệm thu hoàn thành và kết quả nghiên cứu đang được lưu trữ tại Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (PAC) - Viện Dầu khí Việt Nam. Tạp chí Dầu khí trân trọng giới thiệu với bạn đọc danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành và được nghiệm thu trong năm 2016. Bạn đọc có thể tham khảo thông tin thêm về danh mục các đề tài/nhiệm vụ nghiên cứu khoa học đã hoàn thành trước đó trên Tạp chí Dầu khí hoặc trên website www.nckh.pvn.vn.

TT	Đề tài/Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
I LĨNH VỰC TÌM KIẾM THẨM ĐÒ, KHAI THÁC DẦU KHÍ					
1	Xây dựng mô hình địa chất và mô hình mô phỏng thủy động lực cho mỏ khí Cá Voi Xanh, Lô 117 - 119	Phạm Trường Giang	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3852/BB-DKVN 28/6/2016
2	Nghiên cứu, đánh giá và tối ưu mô hình khai thác, chính xác hóa mô hình địa chất mỏ Nagumanov	Nguyễn Văn Đô	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	3852/BB-DKVN 28/6/2016
3	Mình giải tài liệu địa chấn 2D Dự án điều tra cơ bản khảo sát địa chấn 2D liên kết các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam (Dự án PVN-12)	Trịnh Xuân Cường	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	6023/BB-DKVN 28/9/2016
4	Nghiên cứu phục vụ quản lý khai thác các mỏ dầu khí do nhà thầu nước ngoài điều hành tại Việt Nam	Nguyễn Minh Quý	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	7626/BB-DKVN 30/11/2016
5	Nghiên cứu phục vụ quản lý khai thác các mỏ dầu khí tại dự án Nhenhetxky Liên bang Nga	Lê Thế Hùng	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	7625/BB-DKVN 30/11/2016
II LĨNH VỰC HÓA - CHẾ BIẾN DẦU KHÍ					
1	NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất khí mỏ Thăng Long và Diamond nhằm bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam	Nguyễn Xuân Hợp	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	592/BB-DKVN 29/1/2016
2	NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Sư Tử Vàng Tây Nam và Sư Tử Nâu (dầu thô, khí) nhằm bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam	Nguyễn Thị Anh Thư	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	592/BB-DKVN 29/1/2016
3	Nghiên cứu phương án xử lý xúc tác RFCC thải cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất	Đào Thị Thanh Xuân	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	1917/BB-DKVN 4/4/2016
4	Nghiên cứu tổng hợp chất diệt khuẩn nano bạc dùng cho nước bơm ép	Cù Thị Việt Nga	VPI/EPC	PAC/VPI/EPC	1917/BB-DKVN 4/4/2016
5	Nghiên cứu khả năng sản xuất các sản phẩm hóa dầu từ nguồn nguyên liệu khí thiên nhiên mỏ Cá Voi Xanh	Trương Minh Huệ	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	3416/BB-DKVN 7/6/2016
6	Nghiên cứu giải pháp khắc phục đường ống công nghệ trong các nhà máy lọc hóa dầu, hóa chất và chế biến dầu khí có nguy cơ sự cố bằng vật liệu nano composite chịu nhiệt độ cao, áp suất cao	Nguyễn Khánh Toàn	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	3416/BB-DKVN 7/6/2016
7	Nghiên cứu xúc tác lưỡng tính điều chế Dimethyl ether	Ngô Xuân Hưng	PVMTC	PAC/PVMTC	4576/BB-DKVN 29/7/2016
8	Nghiên cứu đánh giá bản chất của các tạp chất kim loại Fe, Ni, Ca và Na lắng đọng trên xúc tác FCC cân bằng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, từ đó đưa ra hướng xử lý các kim loại này trong giai đoạn khử muối nước của nguyên liệu dầu thô nhằm tăng hiệu quả hoạt động của phân xưởng FCC	Trần Thị Như Mai	ĐHKHTN	PAC/ĐHKHTN	4576/BB-DKVN 29/7/2016
9	NVTX: Phân tích, đánh giá tính chất sản phẩm mỏ Thái Bình (khí, condensate) nhằm bổ sung cho Hệ thống cơ sở dữ liệu dầu khí Việt Nam	Nguyễn Bá Khoa	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	5309/BB-DKVN 29/8/2016

TT	Đề tài/Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
10	Chương trình quản lý ăn mòn và đánh giá rủi ro cho thiết bị công nghệ mỏ Cá Voi Xanh giai đoạn 2015 - 2017. Nghiên cứu, đánh giá ăn mòn thiết bị công nghệ và đường ống vận chuyển khí mỏ Cá Voi Xanh (giai đoạn 1)	Lê Thị Phương Nhung	VPI/CTAT	PAC/VPI/CTAT	5309/BB-DKVN 29/8/2016
11	Nghiên cứu khả năng đầu tư xây dựng nhà máy sản xuất QTA và PTA từ nguồn nguyên liệu p-Xylene của các nhà máy lọc hóa dầu tại Việt Nam	Trương Minh Huệ	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	7377/BB-DKVN 21/11/2016
III LĨNH VỰC AN TOÀN - SỨC KHỎE - MÔI TRƯỜNG					
1	Nghiên cứu điều tra lập báo cáo đánh giá tình trạng sức khỏe bệnh nghề nghiệp của người lao động và đề xuất các biện pháp ngăn ngừa, giảm thiểu tại các đơn vị thành viên thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Thái Lộc	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2016/BB-DKVN 6/4/2016
2	Nghiên cứu xây dựng dự thảo Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia quy định điều kiện cho phép sử dụng chất phân tán tại Việt Nam phục vụ công tác ứng phó sự cố tràn dầu	Phạm Thị Trang Vân	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2016/BB-DKVN 6/4/2016
3	Xây dựng Hướng dẫn thiết lập và áp dụng bộ chỉ số hiệu quả an toàn công nghệ nhằm tăng cường hiệu quả quản lý an toàn cho hoạt động lọc hóa dầu và chế biến khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Phùng Đình Liễu	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	2016/BB-DKVN 6/4/2016
4	Nghiên cứu đề xuất Hướng dẫn thu dọn mỏ và đường ống dầu khí ngoài khơi Việt Nam	Phạm Chiến Thắng	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3288/BB-DKVN 1/6/2016
5	Đánh giá ảnh hưởng của hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tới môi trường và hệ sinh thái biển tại khu vực hoạt động dầu khí bốn trũng Cửu Long	Bùi Hồng Diễm	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	3288/BB-DKVN 1/6/2016
6	Xây dựng Hướng dẫn đào tạo, kiểm tra, giám sát công tác bảo vệ môi trường trong hoạt động dầu khí	Phạm Hồng Quang	PVU	PAC/PVU	5443/BB-DKVN 6/9/2016
7	Biên soạn (lần đầu) Brochure thường niên chuyên đề an toàn sức khỏe môi trường	Hoàng Nguyên	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	5444/BB-DKVN 6/9/2016
8	Xây dựng bản đồ nhạy cảm môi trường và bổ sung kế hoạch ứng phó sự cố tràn dầu tỉnh Thanh Hóa	Đinh Bá Phú	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	5444/BB-DKVN 6/9/2016
9	Nghiên cứu nhận diện mối nguy và đề xuất biện pháp kiểm soát an toàn cho các nhà máy sử dụng nguồn khí có hàm lượng H ₂ S và CO ₂ cao từ mỏ Cá Voi Xanh	Bùi Thị Lệ Anh	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	5444/BB-DKVN 6/9/2016
10	Nghiên cứu xây dựng Hướng dẫn thực hiện các quy định về lập và trình nộp các tài liệu về quản lý an toàn theo quy chế quản lý an toàn trong các hoạt động dầu khí	Phạm Hồng Ngọc	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	5962/BB-DKVN 26/9/2016
11	Nghiên cứu đánh giá tác động môi trường và đề xuất Hướng dẫn xây dựng Chương trình quản lý môi trường xã hội cho các nhà máy điện sử dụng khí có hàm lượng H ₂ S và CO ₂ cao từ mỏ Cá Voi Xanh theo hướng tiệm cận với tiêu chuẩn vay vốn quốc tế	Nguyễn Đình Phong	VPI/CPSE	PAC/VPI/CPSE	5962/BB-DKVN 26/9/2016
IV LĨNH VỰC KINH TẾ - QUẢN LÝ					
1	Hoàn thiện cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý hợp đồng dầu khí trong nước (giai đoạn 2)	Đoàn Văn Thuận	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	111/BB-DKVN 7/1/2016
2	Đánh giá hiệu quả quản lý chi phí và các giải pháp để nâng cao hiệu quả quản lý chi phí trong các dự án xây dựng kho xăng dầu thuộc PVN	Lê Việt Trung	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	154/BB-DKVN 11/1/2016
3	Vận hành website thông tin thị trường sản phẩm dầu khí; xây dựng báo cáo phân tích dự báo thị trường sản phẩm dầu khí năm 2015	Đoàn Tiến Quyết	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	2019/BB-DKVN 6/4/2016
4	Nghiên cứu đề xuất cơ chế khuyến khích cho các dự án thu gom khí đồng hành ở Việt Nam	Phạm Kiều Quang	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4625/BB-DKVN 2/8/2016

TT	Đề tài/Nhiệm vụ	Chủ nhiệm	Đơn vị chủ trì	Nơi lưu trữ kết quả nghiên cứu	Biên bản họp nghiệm thu
5	Khảo sát, đánh giá tổng quát hiện trạng doanh nghiệp và đề xuất hướng xử lý đối với Công ty TNHH MTV Đóng tàu đặc chủng Nhơn Trạch	Phan Thị Mỹ Hạnh	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4672/BB-DKVN 2/8/2016
6	Xây dựng sổ tay hướng dẫn chế độ thống kê của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam	Trần Tiến	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4673/BB-DKVN 3/8/2016
7	Xây dựng cơ sở dữ liệu và phần mềm quản lý hoạt động đầu tư tại các hợp đồng/dự án thăm dò khai thác dầu khí ở nước ngoài của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Nguyễn Thu Hương	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	5100/BB-DKVN 19/8/2016
8	Nghiên cứu xây dựng mô hình quản lý tập trung bộ mã vật tư, phụ tùng thay thế tại Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Hoàng Mạnh Anh	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	4723/BB-DKVN 5/8/2016
9	Nghiên cứu các phương án tiêu thụ và đề xuất cơ chế chính sách thúc đẩy phát triển nguồn khí Cá Voi Xanh	Lê Việt Trung	VPI/EMC	PAC/VPI/EMC	7378/BB-DKVN 21/11/2016
10	Đánh giá ảnh hưởng của các Hiệp định Thương mại tự do đến hoạt động xuất bán hàng hóa của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030 và đề xuất các giải pháp	Trần Nam Thanh	VPI/PVPro	PAC/VPI/PVPro	7407/BB-DKVN 22/11/2016
V LĨNH VỰC ĐIỆN					
1	Đánh giá các yếu tố kỹ thuật - công nghệ và đề xuất kế hoạch triển khai đầu tư, xây dựng các Nhà máy điện sử dụng nguồn khí Cá Voi Xanh tại miền Trung	Nguyễn Vũ Thịnh	PCC	PAC/PCC	5126/BB-DKVN 22/8/2016
2	Nghiên cứu, đánh giá khả năng truyền tải của Hệ thống điện hiện tại và đề xuất giải pháp kỹ thuật để giải phóng hết công suất cụm Nhà máy điện khí tại khu vực miền Trung dùng khí từ Lô 118 với các kịch bản công suất đến 5.000MW	Nguyễn Vũ Thịnh	PCC	PAC/PCC	5126/BB-DKVN 22/8/2016
3	Nghiên cứu, đánh giá thực trạng công tác tổ chức, quản lý vận hành và bảo dưỡng sửa chữa Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 nhằm đề xuất các giải pháp nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cho các nhà máy nhiệt điện tương tự của PVN	Võ Hồng Thái	CTAT	PAC/VPI/CTAT	17/BB-DKVN 3/1/2017
4	Tổng kết, đánh giá công tác vận hành và bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy điện khí của PVN để đề xuất định hướng trong công tác điều hành hoạt động và đầu tư lĩnh vực điện khí của PVN	Võ Hồng Thái	CTAT	PAC/VPI/CTAT	17/BB-DKVN 3/1/2017
VI LĨNH VỰC KHÁC					
1	Nghiên cứu phương án tổ chức công tác bảo dưỡng sửa chữa các nhà máy của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	Mai Tuấn Đạt	BSR	PAC/BSR	3266/BB-DKVN 1/6/2016
2	Xây dựng phương án phòng vệ an ninh mạng của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - giai đoạn 1	Hoàng Thế Dũng	PVN	PAC	4252/BB-DKVN 15/7/2016

Ghi chú:

VPI: Viện Dầu khí Việt Nam
PAC: Trung tâm Lưu trữ Dầu khí (thuộc VPI)
EPC: Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm, Thăm dò và Khai thác Dầu khí (thuộc VPI)
CTAT: Trung tâm Ứng dụng và Chuyển giao Công nghệ (thuộc VPI)
EMC: Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí (thuộc VPI)
CPSE: Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển An toàn và Môi trường Dầu khí (thuộc VPI)
PVPro: Trung tâm Nghiên cứu và Phát triển Chế biến Dầu khí (thuộc VPI)
VPI-Labs: Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (thuộc VPI)
BSR: Công ty TNHH MTV Lọc hóa dầu Bình Sơn
PVMTC: Trường Cao đẳng nghề Dầu khí
PVU: Trường Đại học Dầu khí Việt Nam
ĐHKHTN: Trường Đại học Khoa học tự nhiên - Đại học Quốc gia Hà Nội

Phạm Văn Huy (giới thiệu)

THƯ MỜI VIẾT BÀI

Tạp chí Dầu khí là Tạp chí khoa học của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Tập đoàn). Qua 40 năm xây dựng và phát triển, Tạp chí Dầu khí đã khẳng định vai trò của ấn phẩm cấp quốc gia đầu tiên của ngành Dầu khí Việt Nam, nơi công bố, trao đổi các công trình nghiên cứu khoa học, công nghệ trong nước; giới thiệu các thông tin, tiến bộ khoa học công nghệ dầu khí trong nước và quốc tế.

Tạp chí Dầu khí được phát hành định kỳ hàng tháng bằng tiếng Việt (10 số/năm) và tiếng Anh (2 số/năm) trên phạm vi toàn quốc. Độc giả của Tạp chí Dầu khí là lãnh đạo Đảng, Nhà nước; các cơ quan quản lý, đơn vị nghiên cứu, đào tạo trong lĩnh vực dầu khí trong và ngoài nước; Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị thành viên; các nhà khoa học, cán bộ công nhân viên; các nhà thầu dầu khí, các tổ chức quốc tế, các doanh nghiệp và nhà đầu tư nước ngoài...

Nội dung của Tạp chí Dầu khí bao trùm tất cả các lĩnh vực hoạt động của Tập đoàn, cụ thể là:

- Các định hướng phát triển của Tập đoàn;
- Các thành tựu nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ từ khâu đầu đến khâu cuối và các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý;
- Các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh;
- Các thông tin về tiến bộ khoa học công nghệ dầu khí thế giới;
- Các hoạt động sản xuất kinh doanh của Tập đoàn;
- Giới thiệu các sản phẩm và các dịch vụ của Tập đoàn.

Song hành với sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí đã trở thành diễn đàn khoa học, công nghệ - kỹ thuật của ngành Dầu khí Việt Nam nói riêng, đồng thời cũng là tiếng nói của các nhà khoa học, các doanh nghiệp sản xuất kinh doanh dầu khí trong và ngoài nước.

Để Tạp chí Dầu khí đáp ứng nhu cầu thông tin của độc giả, Tạp chí Dầu khí rất mong nhận được sự cộng tác nhiệt tình của các nhà khoa học và quý bạn đọc. Mỗi tác giả, mỗi bài viết sẽ thiết thực góp phần đáng kể vào sự nghiệp xây dựng ngành khoa học dầu khí hiện đại, là cầu nối giữa ngành Dầu khí Việt Nam với đối tác, bạn bè quốc tế.

Trân trọng cảm ơn!



THẺ LỆ VIẾT BÀI GỬI ĐĂNG TẠP CHÍ DẦU KHÍ

1. Nội dung bài viết: các kết quả nghiên cứu khoa học và phát triển công nghệ dầu khí từ khâu đầu đến khâu cuối; các vấn đề nghiên cứu/lý luận về kinh tế và quản lý trong lĩnh vực dầu khí; các kinh nghiệm, sáng kiến cải tiến kỹ thuật và áp dụng kết quả nghiên cứu khoa học, sáng kiến/sáng chế vào sản xuất, các biện pháp cải tiến tổ chức, quản lý nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh; các thông tin về tiến bộ KHCN của dầu khí thế giới. Bài viết gửi đăng phải là tác phẩm chưa được đăng tải/công bố trên bất kỳ Tạp chí khoa học nào (nếu là bài dịch, tác giả phải ghi nguồn cụ thể).

2. Bài viết được đánh máy vi tính trên Microsoft Word, mã nguồn Unicode theo font Arial, cỡ chữ 10 gửi về E-mail của Tòa soạn hoặc được gửi theo đường bưu điện (bài viết được in trên giấy A4, dài không quá 15 trang đánh máy, bao gồm cả hình vẽ và phụ bản nếu có), kèm theo một đĩa CD/DVD. Các thông báo ngắn và tin tức không dài quá 2 trang.

3. Thứ tự sắp xếp một bài báo gửi đăng Tạp chí Dầu khí:

- Tên bài báo (tiếng Việt và tiếng Anh).
- Họ và tên tác giả, học hàm, học vị, đơn vị công tác, số điện thoại, địa chỉ liên hệ.
- Tóm tắt bài báo: Bài báo nhất thiết phải có tóm tắt bằng tiếng Việt và tiếng Anh, khoảng 100 - 200 từ.
- Từ khóa/keywords.
- Nội dung bài báo cần phân rõ phân, mục, có đánh số thứ tự, lời văn súc tích, trong sáng, sử dụng thuật ngữ khoa học và đơn vị đo lường hợp pháp do Bộ Khoa học và Công nghệ ban hành. Nếu lấy số liệu hay trích đoạn từ các tài liệu khác thì phải có chú dẫn cụ thể. Các công thức Toán học dùng Microsoft Equation Editor và đánh số thứ tự về phía bên phải. Các bản vẽ phải theo đúng quy định vẽ kỹ thuật. Các bài có đưa bản đồ từng vùng hay cả nước cần vẽ theo mẫu chính xác, đúng quy cách hiện hành. Các bản vẽ, bảng biểu phải đánh số thứ tự và ghi lời chỉ dẫn. Các hình vẽ phải rõ nét, chú thích hình vẽ dùng font Arial, cỡ chữ 8 hoặc 9 (nếu là bài viết bằng tiếng Việt thì chú thích hình phải để tiếng Việt, còn bài viết bằng tiếng Anh thì chú thích hình bằng tiếng Anh).
- Tài liệu tham khảo được đặt ngay sau phần kết luận của bài báo và được ghi theo trình tự: Thứ tự tài liệu (chữ số thường). Tên tác giả. Tên bài báo (sách hoặc báo cáo khoa học). Tên tài liệu, số hiệu (nếu là bài báo và sách) hoặc tên Hội nghị, Hội thảo, ngày và nơi họp (nếu là bài báo khoa học), nơi xuất bản. Năm xuất bản. Số xuất bản (tập). Từ trang... đến trang... (nếu có). Tài liệu tham khảo bằng tiếng Nga phải dịch ra tiếng Việt hoặc phiên âm ra tiếng La-tinh.

Lưu ý: Khi bài viết có nhiều tác giả, cần ghi đầy đủ tên của các tác giả đó, bắt đầu bằng tên của chủ biên. Trường hợp số tác giả vượt quá 3 người thì ghi họ tên 3 người kèm theo cụm chữ "nnk" hoặc "et al".

4. Bài gửi đăng sẽ được ít nhất một Ủy viên trong Ban biên tập Tạp chí Dầu khí và một người có am hiểu chuyên sâu về lĩnh vực bài viết để cập đọc, góp ý, sửa chữa và cho ý kiến có thể công bố ở Tạp chí Dầu khí hay không.

5. Ban biên tập Tạp chí Dầu khí có quyền biên tập lại nội dung bài viết cho phù hợp với tôn chỉ, mục đích của Tạp chí và định hướng phát triển của Tập đoàn. Tạp chí Dầu khí chỉ đăng những bài đáp ứng các yêu cầu nói trên. Trong trường hợp viết không được đăng, Tòa soạn không gửi lại bản thảo.

6. Tạp chí Dầu khí (ISSN - 0866 - 854X) nằm trong Danh mục các Tạp chí khoa học chuyên ngành được tính điểm công trình khoa học quy đổi khi xét công nhận đạt chuẩn chức danh giáo sư, phó giáo sư.

7. Tác giả có bài đăng trên Tạp chí Dầu khí được hưởng nhuận bút theo quy định hiện hành của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

8. Định kỳ hàng năm, Ban biên tập Tạp chí Dầu khí sẽ lựa chọn các bài viết xuất sắc để trao giải thưởng "Bài báo khoa học có chất lượng".

Thư từ trao đổi và bài viết xin gửi theo địa chỉ:

TÒA SOẠN TẠP CHÍ DẦU KHÍ

Tầng M2, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam
Số 167, Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội
Tel: 84-04- 37727108 Fax: 84-4-37727107
E-mail: tapchidk@vpi.pvn.vn (hoặc tcdaukhi@gmail.com)