

Dầu Khí



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

■ SỐ 1 - 2020

ISSN-0866-854X





TỔNG BIÊN TẬP

TS. Nguyễn Quốc Thập

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

KS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

THƯ KÝ TÒA SOẠN

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ

Lê Hồng Văn

TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN

Viện Dầu khí Việt Nam

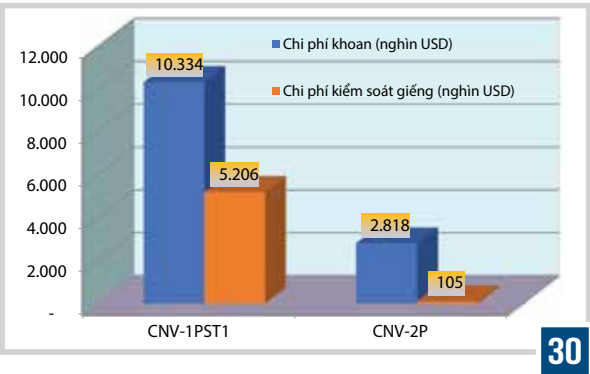
Ảnh bìa: Lễ chào cờ trên giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: BIENDONG POC

TÒA SOẠN VÀ TRỊ SỰ

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

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

CONTENTS



FOCUS

- 7. Deputy Prime Minister Trinh Dinh Dzung: Mechanisms and policies not sufficient to support the oil and gas industry to overcome difficulties
- 16. Petrovietnam aims to produce over 10.6 million tons of crude oil

SCIENTIFIC RESEARCH

- 20. Improving oil production for high water cut well by diesel injection
- 30. Efficiency of managed pressure drilling technology for oil and gas wells in Vietnam and building a computing model for determining managed pressure drilling parameters for wells in Cuu Long basin
- 41. Investigation of in situ gel for water shut-off/reduction in multi-zoned production wells
- 49. The crude oil market in 2019 and outlook for 2020

HIGH DETERMINATION -
SOUND SOLUTION -
MEETING TARGETS
AHEAD OF TIME

- 58. Vietsovpetro focuses on ultimate exploration and expansion of its operating areas
- 60. PVEP optimises operational costs
- 62. BIENDONG POC: Technology is the lever for sustainable development
- 64. PV GAS focuses on dealing with gas shortage
- 66. Dung Quat Refinery prepares for 4th overall maintenance
- 68. PVOIL develops retail channel with technologies and innovation
- 70. PV POWER: Strong revenue and profit growth
- 72. PVFCCo sets profit target 2.5 times higher than 2019
- 74. PVCFC aims to increase revenues by 10% over 2019
- 76. VPI concentrates resources for long-term research programmes
- 78. PVChem develops potential oil and gas technical services





TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Số 18 Láng Hạ, P. Thành Công, Q. Ba Đình, Hà Nội

Điện thoại (84-4) 825 2526 * Fax: (84-4) 826 5942

Website: www.petrovietnam.com.vn

THƯ CHÚC MỪNG NĂM MỚI 2020

Thân mến gửi toàn thể cán bộ, công nhân viên ngành Dầu khí!

Nhân dịp đất nước, dân tộc vui đón xuân mới - Xuân Canh Tý 2020, thay mặt Đảng ủy, lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tôi xin gửi lời cảm ơn và chúc mừng tốt đẹp nhất đến toàn thể cán bộ, đảng viên, công nhân viên - những người lao động Dầu khí qua các thời kỳ đã và đang hết lòng cống hiến sức lực, đóng góp trí tuệ cho công cuộc “chấn hưng” sự nghiệp Dầu khí.

Ý thức đầy đủ về trách nhiệm là Tập đoàn kinh tế quan trọng của đất nước, năm 2019 vừa qua, Tập đoàn chúng ta tiếp tục khẳng định bản lĩnh và trí tuệ của người Dầu khí, nỗ lực từng ngày, vượt qua khó khăn, thử thách để hoàn thành tốt mọi nhiệm vụ ở tất cả các lĩnh vực sản xuất kinh doanh của Tập đoàn, trong đó có nhiều chỉ tiêu quan trọng “về đích trước”. Những thành tựu chúng ta đạt được có ý nghĩa chính trị, kinh tế - xã hội quan trọng, góp phần vào tăng trưởng GDP, bảo đảm an ninh năng lượng, giữ vững chủ quyền quốc gia, khẳng định vai trò, vị thế của Tập đoàn trong sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước.

Năm 2020 là năm đặc biệt quan trọng đối với đất nước ta - năm cuối của Kế hoạch 5 năm (2015 - 2020) - năm diễn ra Đại hội Đảng các cấp tiến tới Đại hội Đảng toàn quốc vào Xuân 2021. Dưới sự lãnh đạo của Đảng và Chính phủ, chúng ta có nhiều thuận lợi nhưng khó khăn vẫn luôn thách thức bản lĩnh và trí tuệ Người dầu khí. Nhưng tôi chắc chắn rằng chúng ta nhất định về đích thắng lợi nếu chúng ta đoàn kết và dám hành động như là một nét đẹp của Văn hóa Dầu khí.

Mừng năm mới 2020, mừng xuân Canh Tý, tôi xin chúc toàn thể cán bộ, đảng viên và người lao động đã và đang công tác trong ngành Dầu khí cùng gia đình năm mới sức khỏe, an lành, hạnh phúc và gặt hái nhiều thành công!

Chúc Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam tiếp tục lập nên những thành tích mới, xứng đáng với niềm tin và kỳ vọng của Đảng, Nhà nước và nhân dân.

Chào thân ái!

Trần Sỹ Thanh
Ủy viên BCH Trung ương Đảng,
Phó Trưởng ban Kinh tế Trung ương,
Bí thư Đảng ủy, Chủ tịch Hội đồng Thành viên
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam



Mừng Xuân Canh Tý

Năm 2020 - năm cuối của Kế hoạch 5 năm (2016 - 2020) có ý nghĩa hết sức quan trọng đối với sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam trong bối cảnh Tập đoàn phải đối diện với thách thức rất lớn khi hệ số gia tăng trữ lượng bù trừ vào sản lượng khai thác dầu khí liên tục giảm xuống mức báo động; các khu vực truyền thống nước nông đã được tìm kiếm thăm dò khá tỉ mỉ với các phát hiện chủ yếu có quy mô nhỏ. Tiềm năng dầu khí còn lại tập trung ở khu vực nước sâu xa bờ, đòi hỏi công nghệ cao, chi phí lớn nên gặp khó khăn trong việc thu hút đầu tư.

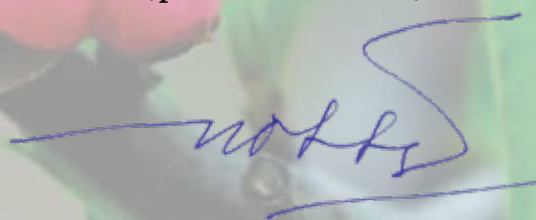
Để vượt qua các thách thức, tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2019 và triển khai nhiệm vụ năm 2020, Lãnh đạo Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ, các giải pháp phát triển bền vững ngành Dầu khí, tạo sản phẩm mới có khả năng cạnh tranh cao.

Là diễn đàn khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Tạp chí Dầu khí đã, đang và sẽ bám sát tôn chỉ mục đích, tập trung giới thiệu các kết quả nghiên cứu và phát triển, các công nghệ/giải pháp mới của thế giới... để góp phần duy trì sản lượng và gia tăng trữ lượng dầu khí, nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả, tiết giảm chi phí.

Trong không khí xuân đang đến rất gần, tôi mong rằng khát vọng đổi mới sáng tạo sẽ tiếp tục lan tỏa trong trái tim và khối óc của những Người lao động dầu khí. Tạp chí Dầu khí sẽ tiếp tục là cầu nối để các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước đóng góp trí tuệ, trí thức góp phần đưa Tập đoàn vượt qua thách thức, đi vào quỹ đạo phát triển ổn định và bền vững.

Thay mặt Ban biên tập, tôi xin gửi đến quý độc giả của Tạp chí Dầu khí lời chúc mừng năm mới thành công, bình an và hạnh phúc!

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



TS. Nguyễn Quốc Thập



PHÓ THỦ TƯỚNG TRỊNH ĐÌNH DŨNG: CƠ CHẾ CHƯA ĐỦ ĐỂ HỖ TRỢ NGÀNH DẦU KHÍ VƯỢT QUA KHÓ KHĂN

Tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2019, thực hiện kế hoạch năm 2020, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng cho rằng “đầu tư bao giờ cũng có cái được và có cái rủi ro” và “cơ chế, chính sách liên quan đến hoạt động dầu khí chưa đủ để hỗ trợ ngành Dầu khí vượt qua khó khăn”, đặc biệt là cơ chế cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí.



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng phát biểu chỉ đạo tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2019, kế hoạch năm 2020 của PVN
Ảnh: PVN

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng khẳng định: “Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có vai trò đặc biệt quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đóng góp lớn cho ngân sách Nhà nước, đóng góp quan trọng cho sự tăng trưởng của nền kinh tế cũng như đảm bảo an sinh xã hội”.

Đối mặt với khó khăn, thách thức, với khát vọng và nhiệt huyết, với truyền thống, tinh thần đoàn kết vượt qua khó khăn, bản lĩnh, tập thể cán bộ lãnh đạo, cán bộ quản lý, người lao động Dầu khí đã rất nỗ lực, hoàn thành rất tốt nhiệm vụ, đóng góp vào thành tựu chung của đất nước, đem lại niềm vui, niềm hy vọng mới đối với Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Tập đoàn và các đơn vị thành viên đã tập trung thực hiện nhiệm vụ được giao: Khai thác dầu trong nước vượt 6,2% kế hoạch (vượt kế hoạch 619 nghìn tấn, tương đương vượt 0,15 điểm GDP); khai thác khí vượt 5,2% kế hoạch. Sản xuất điện vượt 4,3% kế hoạch, đạt trên 22 tỷ KWh, đóng góp rất quan trọng vào mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Doanh

thu và lợi nhuận từ lĩnh vực công nghiệp điện của Tập đoàn đạt mức kỷ lục với doanh thu trên 35,9 nghìn tỷ đồng và lợi nhuận đạt trên 3,1 nghìn tỷ đồng. Sản xuất phân đạm vượt 9,1% kế hoạch; sản xuất xăng dầu đạt 11,5 triệu tấn...

Kết quả đó đã đưa Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam có tổng doanh thu đạt trên 736 nghìn tỷ đồng, vượt 20% kế hoạch, tăng 17% so với năm 2018; nộp ngân sách Nhà nước 108 nghìn tỷ đồng, vượt 23,5% kế hoạch (tương đương khoảng 20,5 nghìn tỷ đồng).

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng cho rằng đây là con số rất ấn tượng, hết sức quan trọng đóng góp không chỉ cho tăng trưởng, không chỉ giải quyết tốt vấn đề an sinh xã hội, mà còn đóng góp rất quan trọng cho việc tăng thu ngân sách để đáp ứng yêu cầu cho đầu tư phát triển...

Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng đánh giá cao các hoạt động thăm dò, khai thác, chế biến dầu khí cũng như các hoạt động sản xuất kinh doanh khác đều được đảm bảo an toàn tuyệt đối.

Thay mặt Chính phủ, Thủ tướng Nguyễn Xuân Phúc, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng ghi nhận, đánh rất giá cao và biểu dương tập

thể lãnh đạo, quản lý, đội ngũ cán bộ, chuyên gia khoa học đã nỗ lực cố gắng và đạt được những thành tích rất quan trọng trong năm 2019.

Bên cạnh kết quả đạt được, Phó Thủ tướng cho rằng, ngành Dầu khí đang đứng trước khó khăn, còn tồn tại, hạn chế cần tiếp tục khắc phục trong thời gian tới. “Các mỏ đã và đang khai thác đang suy giảm sản lượng, trong khi đó số giếng khoan mới rất ít, việc thăm dò, tìm kiếm, phát hiện các mỏ mới gặp rất nhiều khó khăn. Nhiệm vụ vừa phát triển kinh tế, vừa phải đảm bảo môi trường hòa bình, ổn định để phát triển, ảnh hưởng đến tiến độ triển khai các mỏ mới”.

Nhấn mạnh lĩnh vực nào cũng có rủi ro, Phó Thủ tướng cho rằng một số dự án đầu tư trong nước, ngoài nước kém hiệu quả nhưng chậm được giải quyết, khắc phục. Công tác đầu tư xây dựng gặp nhiều khó khăn, trong đó khó khăn nhất là thiếu vốn. Một số dự án quan trọng chậm tiến độ: Thái Bình 2, Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Long Phú 1, Lô B, Cá Voi Xanh...

Các đơn vị dịch vụ dầu khí gặp khó khăn do khối lượng công việc và giá dịch vụ giảm



sâu trong 3 năm vừa qua và thường xuyên ở trong tình trạng thiếu việc làm. Công tác tái cấu trúc tuy đã được tập trung chỉ đạo tích cực, triển khai thực hiện chưa đáp ứng yêu cầu để ra.

Phó Thủ tướng nhìn nhận “cơ chế, chính sách liên quan đến hoạt động dầu khí chưa đủ để hỗ trợ ngành Dầu khí vượt qua khó khăn”, đặc biệt là cơ chế cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Khẳng định “đầu tư bao giờ cũng có cái được và có cái rủi

ro, Phó Thủ tướng cho rằng “thăm dò cũng là đầu tư”, “có chí làm quan, có gan làm giàu”, do đó phải “vừa có chí, vừa có gan, vừa gặp thời, may mắn”.

Trước khó khăn, thách thức trên, Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ luôn đồng hành, chia sẻ với ngành Dầu khí, trong điều kiện hiện nay cần bình tĩnh, thận trọng, tháo gỡ dần khó khăn và tìm ra hướng đi mới để phát triển.

Năm 2020 là năm cuối của Kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội giai đoạn 2016 - 2020,

là năm có nhiều sự kiện quan trọng của đất nước, đặc biệt là Đại hội Đảng các cấp, tiến tới Đại hội Đảng toàn quốc lần thứ XIII vào năm 2021. Do đó, việc hoàn thành các mục tiêu kinh tế - xã hội năm 2020 rất quan trọng, có ý nghĩa quyết định hoàn thành nhiệm vụ giai đoạn 2016 - 2020, tạo ra nền tảng tiến vào giai đoạn mới, thời kỳ thực hiện chiến lược 10 năm 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2045.

Phó Thủ tướng cho biết tình hình thế giới, khu vực tiếp tục diễn biến phức tạp; tăng



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Huy Hùng

trường kinh tế, thương mại quốc tế đang có xu hướng giảm; chiến tranh thương mại, bảo hộ mậu dịch có xu hướng gia tăng. Cạnh tranh chiến lược giữa các nước lớn ngày càng gay gắt, chiến tranh cục bộ, xung đột vũ trang xảy ra ở nhiều nơi, tình hình Biển Đông tiềm ẩn các yếu tố phức tạp, ảnh hưởng đến môi trường ổn định để phát triển. Các thách thức an ninh truyền thống, phi truyền thống, nhất là thiên tai, dịch bệnh, biến đổi khí hậu, an toàn thông tin, an ninh mạng... ngày càng gia tăng. “Dầu khí là tập đoàn kinh tế lớn, độ mở cao, tình

hình thế giới có ảnh hưởng trực tiếp đến hoạt động như biến động giá dầu khí”.

Đại hội Đảng lần thứ XII tiếp tục khẳng định mục tiêu sớm đưa Việt Nam cơ bản trở thành một nước công nghiệp theo hướng hiện đại, do đó phải tập trung phát triển đất nước nhanh và bền vững. “Nhanh để không tụt hậu, bền vững để đảm bảo phát triển lâu dài và hiệu quả của nền kinh tế đất nước”. Để thực hiện mục tiêu trên, Đại hội yêu cầu tái cấu trúc nền kinh tế, gắn với chuyển đổi mô hình tăng

trường để nâng cao năng suất, chất lượng, hiệu quả và sức cạnh tranh của nền kinh tế...

Là đơn vị chủ lực, Phó Thủ tướng yêu cầu ngành Dầu khí phải tập trung tái cấu trúc, trở thành ngành kinh tế kỹ thuật hoàn chỉnh, đồng bộ, đảm bảo từ khâu tìm kiếm thăm dò, khai thác, vận chuyển, chế biến, tồn trữ, phân phối, xuất khẩu... Đồng thời, phát triển ngành Dầu khí, trong đó Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và các doanh nghiệp có tiềm lực mạnh về tài chính, về khoa học công nghệ, có sức cạnh tranh, chủ động, tích cực hội nhập.

Trên cơ sở đó, Phó Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thực hiện 4 nhiệm vụ: Vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả các dự án, công trình dầu khí, phấn đấu năm 2020 đạt kết quả cao hơn năm 2019. Tăng cường công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí để duy trì sản lượng và gia tăng trữ lượng dầu khí, phát triển mạnh ngành công nghiệp khí. Đẩy nhanh tiến độ thực hiện các dự án trọng điểm dầu khí, nhất là Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, chuỗi dự án khí Cá Voi Xanh, Lô B, bảo đảm đủ nguồn cung xăng dầu, khí đốt và cùng với Tập đoàn Điện lực Việt Nam đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Cơ bản hoàn thành giải quyết các vấn đề khó khăn, sớm đưa vào vận hành các dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, Long Phú 1...

Để đạt được các mục tiêu trên, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục nêu cao tinh thần đoàn kết, trách nhiệm cao, dám nghĩ, dám làm và thực hiện đồng bộ các giải pháp.

Phó Thủ tướng yêu cầu trên cơ sở tái cấu trúc ngành Dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung xây dựng chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam 10 năm, tầm nhìn đến năm 2045, từ đó xây dựng kế hoạch phát triển 5 năm đến năm 2025, đến 2030. Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn “tập trung tái cấu trúc về ngành, lĩnh vực, sản phẩm”.

Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn tiếp tục nâng cao công tác quản trị doanh nghiệp, xây dựng đội ngũ cán bộ chất lượng, thiết lập và



thực hiện hệ thống quản lý, quản trị doanh nghiệp hiện đại.

Về đầu tư, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn “lựa chọn các dự án để ưu tiên đầu tư, từ đó ưu tiên nguồn lực thực hiện các dự án trọng điểm, bao gồm các dự án từ tìm kiếm thăm dò, khai thác, vận chuyển, tồn trữ, chế biến dầu khí... Bám sát tình hình trên biển để triển khai có hiệu quả các dự án dầu khí ở vùng chủ quyền của Việt Nam. Tập trung đẩy nhanh tiến độ các dự án trọng điểm; có giải pháp triệt

để và thực hiện xử lý dứt điểm các tồn tại của các dự án chậm tiến độ, tránh lãng phí đầu tư; có giải pháp xử lý, tháo gỡ khó khăn cho các dự án đầu tư ở nước ngoài”.

Về tài chính, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn chủ động được nguồn tài chính do nhu cầu đầu tư rất lớn; xây dựng, củng cố và mở rộng quan hệ với các ngân hàng thương mại trong và ngoài nước, các quỹ/tổ chức nước ngoài. “Năm 2019, PVN đã được Tổ chức xếp hạng tín nhiệm quốc tế Fitch Ratings đánh giá

tín nhiệm độc lập ở mức BB+. Đây là niềm vui, để tăng tín nhiệm, thu xếp nguồn tài chính thuận lợi hơn”.

Về thị trường, Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn cần làm tốt công tác thông tin dự báo làm cơ sở cho việc xây dựng kế hoạch và triển khai hoạt động sản xuất phù hợp.

Phó Thủ tướng yêu cầu Tập đoàn chủ động và tích cực phối hợp chặt chẽ với Bộ Quốc phòng, Bộ Ngoại giao và các Bộ/ngành liên quan khác trong các hoạt động sản xuất



Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch (PQP-HT). Ảnh: Lê Khoa

kinh doanh và đầu tư, đặc biệt là công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ, các giải pháp ứng dụng cho phát triển bền vững ngành Dầu khí, tạo sản phẩm mới có khả năng cạnh tranh cao. Tuyệt đối tuân thủ các quy định của pháp luật Việt Nam về đảm bảo an toàn; tiết kiệm năng lượng trong sản xuất; chuẩn bị đề phòng và sẵn sàng ứng phó mọi tình huống phát sinh.

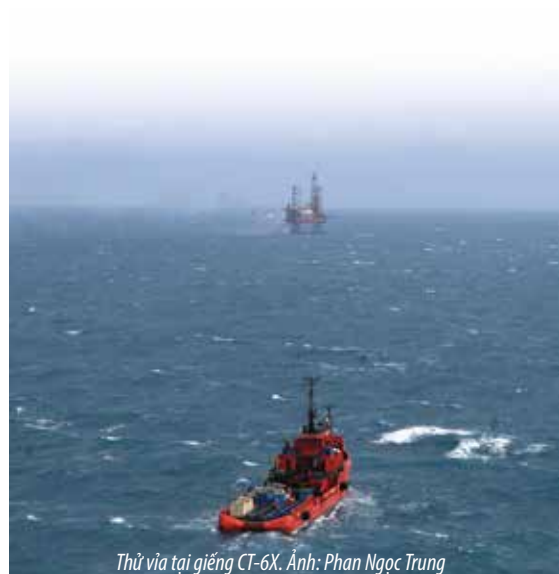
Phó Thủ tướng cũng yêu cầu Tập đoàn quan tâm đến công tác xây dựng Đảng, quan tâm đến công tác xây dựng các tổ chức đoàn thể chính trị - xã hội, quan tâm đến đời sống việc làm của người lao động. Tiếp tục quan tâm đến việc thực hiện các chính sách an sinh đối với vùng khó khăn, đặc biệt là trong dịp Tết Nguyên đán...

Thay mặt Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ, Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng yêu cầu các bộ, ngành, địa phương phối hợp với

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam kịp thời giải quyết, xử lý các khó khăn vướng mắc.

Phó Thủ tướng tin tưởng rằng, ngành Dầu khí, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam sẽ tiếp tục nêu cao tinh thần đoàn kết, bản lĩnh, đổi mới, sáng tạo, phát huy truyền thống vẻ vang của ngành Dầu khí Việt Nam tạo ra nhiều thành tích to lớn hơn nữa, góp phần thực hiện thắng lợi nhiệm vụ của đất nước.

Việt Hà (ghi)





Lễ khởi công xây dựng kho cảng LNG Thị Vải. Ảnh: PV GAS



Một góc giàn công nghệ trung tâm mỏ Hải Thạch.
Ảnh: Phan Ngọc Trung



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm tra công tác vận hành khai thác tại mỏ Bạch Hổ



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chúc Tết CBCNV trên giàn STV CPP. Ảnh: PVN



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chúc Tết CBCNV trên giàn công nghệ trung tâm 2



Fitch Ratings công bố kết quả đánh giá tín nhiệm độc lập PVN ở mức BB+. Ảnh: PVN



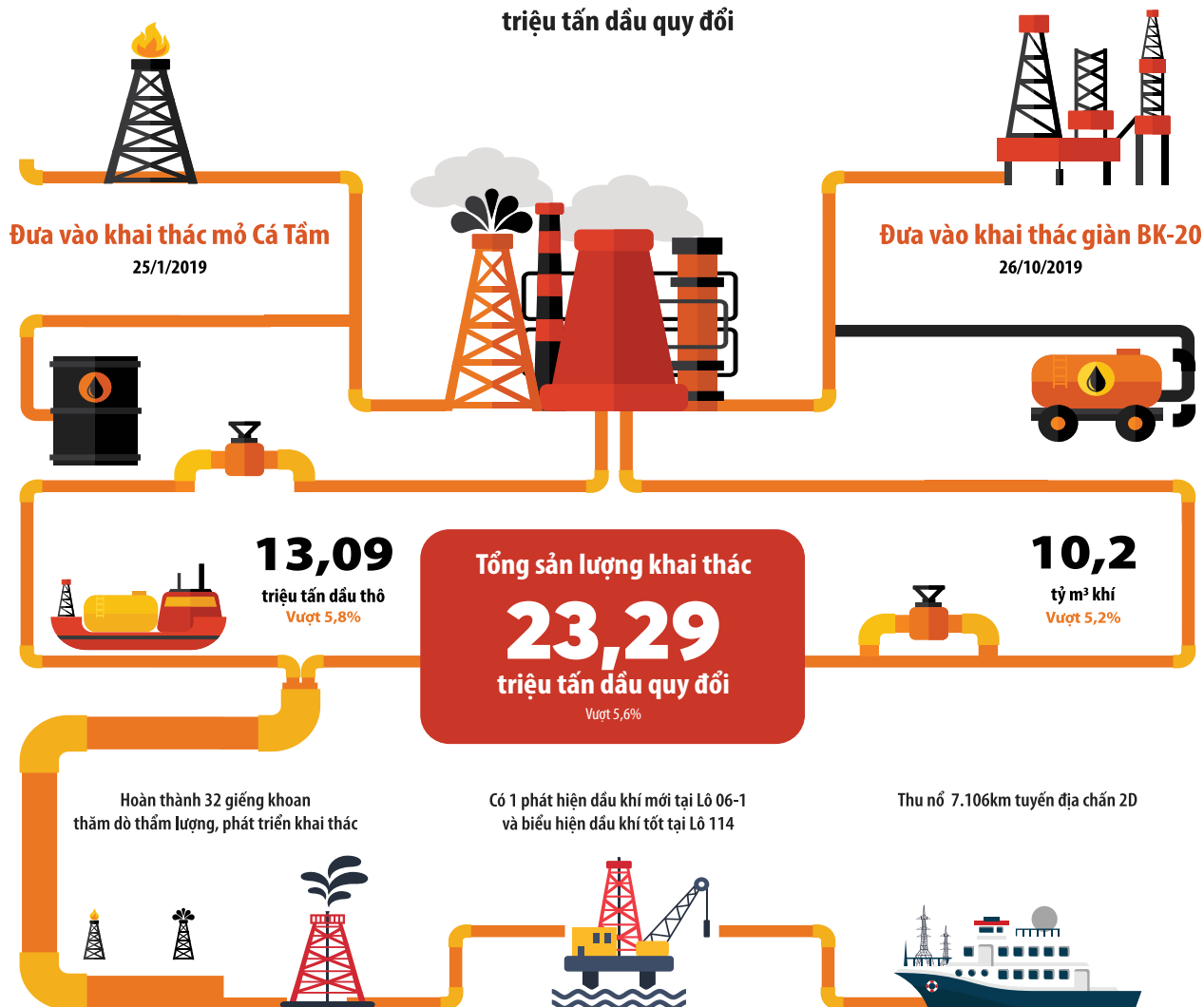
Tàu GT Equality của BB Energy tiếp nhận 6.000 tấn MFO từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất

TÌM KIẾM THĂM DÒ VÀ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Gia tăng trữ lượng dầu khí

13,38

triệu tấn dầu quy đổi



- 30.283m khoan thăm dò
- 23.162m khoan khai thác
- Sản lượng khai thác dầu đạt 3,71 triệu tấn
- Sản lượng khí đưa vào bờ đạt 1,06 tỷ m³



- Khoan 5 giếng thăm dò thăm lược
- Gia tăng trữ lượng dầu khí 1,82 triệu tấn dầu quy đổi
- Sản lượng khai thác dầu đạt 3,13 triệu tấn
- Sản lượng khai thác khí đạt 1,32 tỷ m³



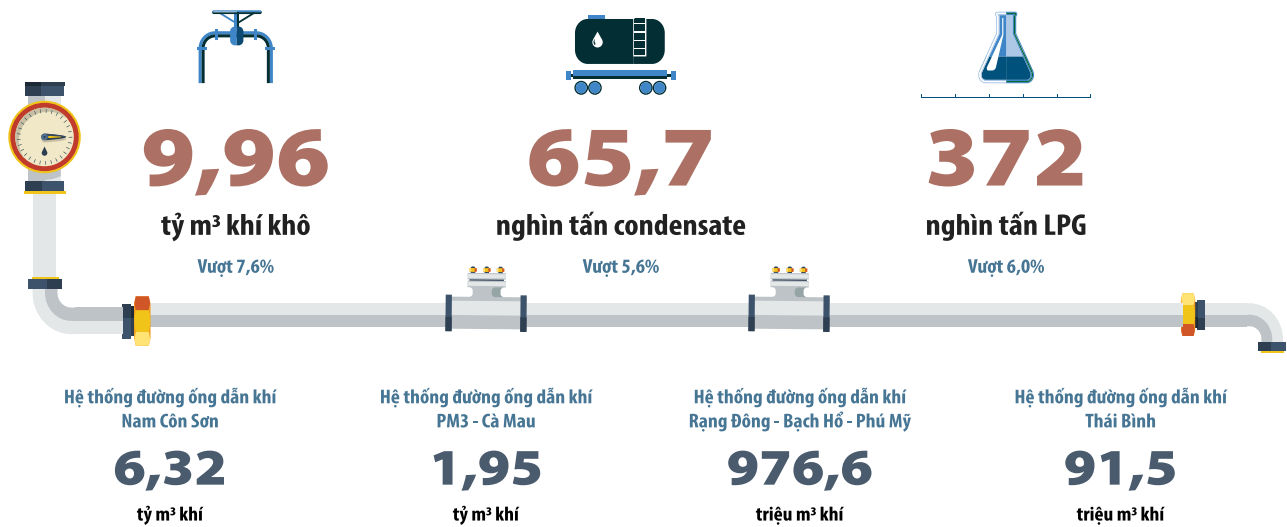
- Sản lượng khí đạt 2,1 tỷ m³, vượt 5%
- Sản lượng condensate đạt 350 nghìn tấn, vượt 25%



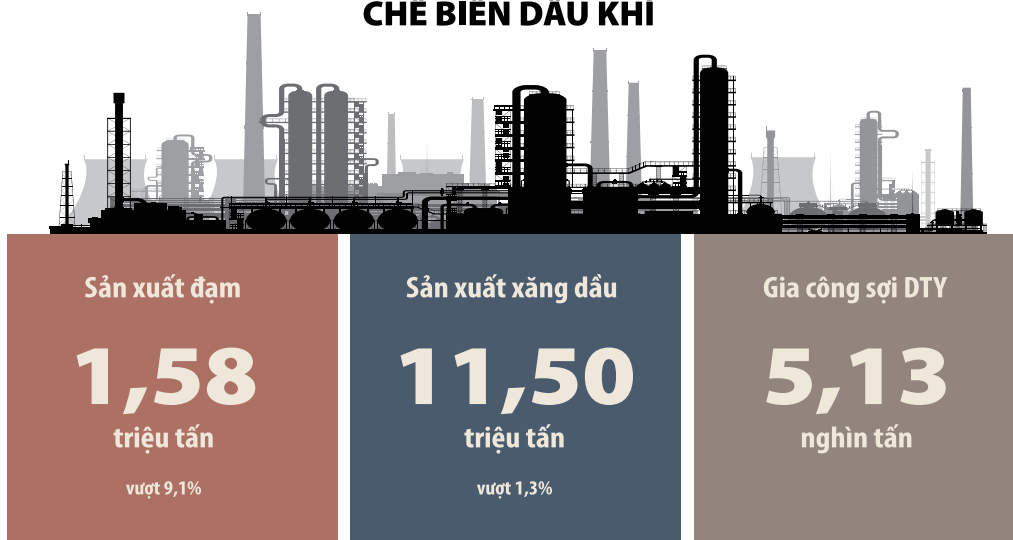
- Khoan 3 giếng thăm dò
- Khoan 10 giếng phát triển khai thác
- Sửa chữa lớn 46 giếng khoan khai thác
- Đưa 12 giếng vào khai thác
- Sản lượng khai thác dầu phía Việt Nam đạt 1,54 triệu tấn



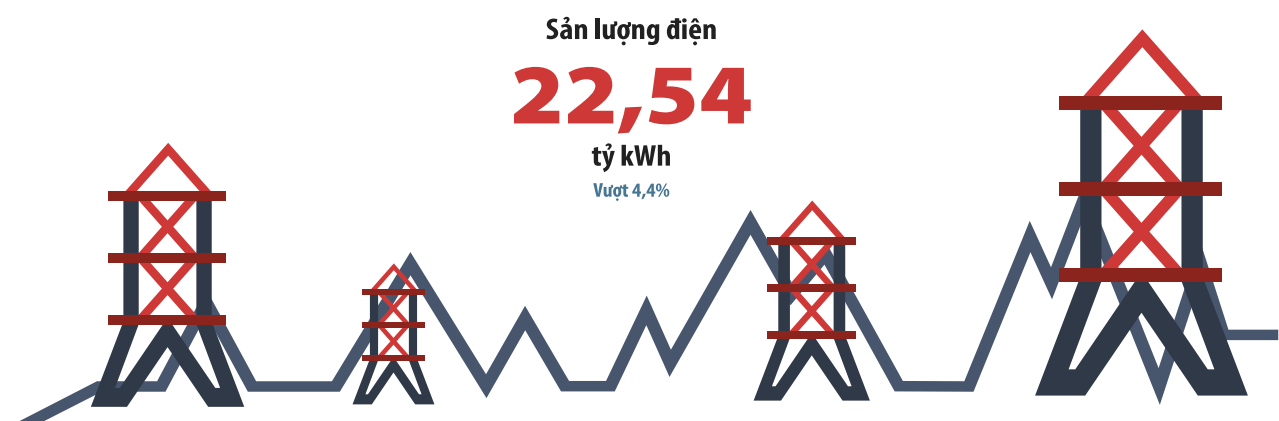
CÔNG NGHIỆP KHÍ



CHẾ BIẾN DẦU KHÍ



CÔNG NGHIỆP ĐIỆN





PETROVIETNAM

ĐẶT MỤC TIÊU KHAI THÁC TRÊN 10,6 TRIỆU TẤN DẦU THÔ

Trong điều kiện đặc biệt khó khăn khi hệ số gia tăng trừ lượng bù trừ sản lượng khai thác vẫn ở mức báo động, sản lượng khai thác ở các mỏ chủ lực suy giảm với tốc độ nhanh, rủi ro cấu tạo địa chất cao... Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khẳng định quyết tâm vượt khó với phương châm “Bản lĩnh, đoàn kết, đổi mới, hành động”, đặt mục tiêu khai thác an toàn, hiệu quả 10,62 triệu tấn dầu thô và 9,74 triệu m³ khí trong năm 2020.

Theo TS. Lê Mạnh Hùng - Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam: Hệ số gia tăng trừ lượng bù trừ vào sản lượng khai thác năm thứ 4 liên tiếp

kể từ năm 2016 đến nay ở mức báo động (đạt 0,63 lần). Đây là mục tiêu quyết định đến quy mô, chất lượng phát triển tất cả các lĩnh vực vệ tinh khác (khai thác, công nghiệp khí, chế biến, điện, dịch vụ), quyết định đến

sự phát triển bền vững của Tập đoàn trong những năm tiếp theo.

Sản lượng các mỏ suy giảm với tốc độ nhanh hơn so với dự kiến, các dự báo trước đây chưa lường trước hết những rủi ro cấu tạo



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN



TS. LÊ MẠNH HÙNG
TỔNG GIÁM ĐỐC PVN

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam sẽ tiếp tục phối hợp chặt chẽ với Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp, các đơn vị liên quan để trình Chính phủ sớm phê duyệt Đề án tái cấu trúc giai đoạn 2019 - 2025; đồng thời tích cực thực hiện công tác chuẩn bị để đẩy mạnh công tác thoái vốn, sắp xếp, tái cơ cấu các đơn vị thành viên; rà soát, cập nhật, điều chỉnh Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 phù hợp với quan điểm, định hướng của Bộ Chính trị tại Kết luận 3 năm thực hiện Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 và tình hình thực tế.

địa chất phức tạp, sản lượng thực tế thấp hơn nhiều so với kế hoạch phát triển mỏ. Các mỏ mới đưa vào khai thác từ năm 2011 đến nay chủ yếu là mỏ nhỏ, để đạt được sản lượng như kế hoạch phải dùng các biện pháp gia tăng với chi phí cao.

Trong khi đó, Quy chế tài chính Công ty mẹ chưa được cấp thẩm quyền phê duyệt, dẫn đến công tác tìm kiếm thăm dò tiếp tục gặp khó khăn về vốn; các chính sách, cơ chế cho hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí chưa được sửa đổi, ban hành đã ảnh hưởng hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP).

Việc xử lý các kiến nghị, tháo gỡ khó khăn vướng mắc từ các cơ quan có thẩm quyền kéo dài, điển hình là: Phương án xử lý nguồn thực hiện nghĩa vụ ưu đãi thuế nhập khẩu theo cam kết của Chính phủ đối với Liên hợp Lộ hóa dầu Nghi Sơn chưa được cấp thẩm quyền tháo gỡ; Dự án Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 chưa có chủ trương về tiếp tục giải ngân vốn chủ sở hữu; Dự án Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 chưa có ý kiến của cơ quan có thẩm quyền về phương án triển khai tiếp theo...

Việc xem xét, phê duyệt đề án tái cấu trúc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2019 - 2025 từ cơ quan có thẩm quyền kéo

dài, đến nay chưa được phê duyệt đã ảnh hưởng đến tiến độ thoái vốn của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tại các đơn vị, ảnh hưởng mục tiêu đổi mới, nâng cao công tác quản trị doanh nghiệp.

Theo kế hoạch 2020, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết sẽ phấn đấu gia tăng trữ lượng dầu khí 10 - 15 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 20,36 triệu tấn dầu quy đổi (trong đó có 10,62 triệu tấn dầu thô và 9,74 triệu m³ khí); sản xuất 21,6 tỷ kWh điện, trên 1,562 triệu tấn đạm và trên 11,824 triệu tấn xăng dầu. Với phương án giá dầu 60USD/thùng, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dự kiến tổng doanh thu đạt trên 640 nghìn tỷ đồng,



nộp ngân sách Nhà nước trên 82 nghìn tỷ đồng.

Để thực hiện kế hoạch này, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam kiểm soát chặt chẽ các hoạt động dầu khí và triển khai công tác điều tra cơ bản trên biển Đông; thực hiện đồng bộ các giải pháp đảm bảo hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò dầu khí, kiểm soát chặt chẽ tiến độ phát triển các mỏ/công trình đưa vào khai thác và sản lượng khai thác dầu khí theo đúng kế hoạch đề ra, xây dựng các giải pháp và xử

lý dứt điểm các tổn động của các dự án thuộc lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Đặc biệt, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng và tổ chức thực hiện các giải pháp đột phá xử lý dứt điểm các khó khăn, vướng mắc tại các dự án nhiệt điện than (gồm: Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1, Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1), xác định năm 2020 là năm đột phá trong triển khai thực hiện các dự án nhiệt điện than. Tập trung thúc đẩy tiến độ các dự án trọng điểm

(chuỗi dự án Lô B; Cá Voi Xanh); tập trung hoàn thành xử lý các khó khăn, vướng mắc 5 dự án yếu kém theo đúng chủ trương đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1468/QĐ-TTg ngày 29/9/2017.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho biết sẽ tiếp tục phối hợp chặt chẽ với Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp, các đơn vị liên quan để trình Chính phủ sớm phê duyệt Đề án tái cấu trúc giai đoạn 2019 - 2025; đồng thời tích cực thực hiện công tác chuẩn bị để



Lễ chào cờ trên giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: PVN



ÔNG PHẠM XUÂN CẢNH
THÀNH VIÊN HĐQT PVN

Với tinh thần tập trung nâng cao chất lượng, hiệu quả xử lý, giải quyết công việc, tiếp tục phương châm "Bản lĩnh, đoàn kết, đổi mới, hành động", Đảng bộ Tập đoàn phát huy thành tựu kết quả đạt được, sẽ tập trung thực hiện tốt các nhiệm vụ trọng tâm. Kiên định tập trung 5 lĩnh vực sản xuất kinh doanh chính, 3 trụ cột 1 cốt lõi, triển khai toàn diện các mặt công tác xây dựng Đảng, phấn đấu hoàn thành, hoàn thành vượt mức các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh được cấp trên giao, tạo tiền đề vững chắc cho việc hoàn thành các chỉ tiêu kế hoạch 5 năm của Tập đoàn và các đơn vị, các chỉ tiêu, nhiệm vụ Đại hội nhiệm kỳ 2015 - 2020 đã đề ra, thiết thực chào mừng kỷ niệm các ngày lễ lớn của Đảng, của đất nước, của ngành Dầu khí Việt Nam trong năm 2020 và những năm tiếp theo.



TS. NGUYỄN QUỐC THẬP
PHÓ TỔNG GIÁM ĐỐC PVN

Cần có cơ chế tạo nguồn vốn và cơ chế khấu trừ chi phí (write off) đối với hoạt động khoan thăm dò/thăm lường, cơ chế khuyến khích, thu hút đầu tư đặc biệt cho các khu vực tiềm năng dầu khí hạn chế. Đối với khu vực nước sâu xa bờ có tiềm năng lớn cần có giải pháp Quốc gia để có thể triển khai thực địa, góp phần đảm bảo gia tăng trữ lượng bù cho sản lượng đã khai thác. Bên cạnh đó, Quỹ Tìm kiếm Thăm dò có vai trò quan trọng trong thúc đẩy công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm thăm dò, vì vậy cần tiếp tục duy trì, tăng thêm nguồn trích lập và mở rộng đối tượng sử dụng Quỹ này; việc xây dựng chiến lược phát triển khai thác đồng bộ cũng góp phần thu hút và tìm kiếm nguồn vốn đầu tư nước ngoài cho công tác tìm kiếm thăm dò.

đẩy mạnh công tác thoái vốn, sắp xếp, tái cơ cấu các đơn vị thành viên; rà soát, cập nhật, điều chỉnh Chiến lược phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 phù hợp với quan điểm, định hướng của Bộ Chính trị tại Kết luận 3 năm thực hiện Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 và tình hình thực tế.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá, rà soát các dự án đầu tư để xác định nhóm các

dự án ưu tiên theo từng lĩnh vực hoạt động phù hợp với khả năng cân đối, thu xếp vốn và dòng tiền cho nhu cầu đầu tư; chỉ đạo các đơn vị thực hiện đầu tư hiệu quả các dự án theo kế hoạch được phê duyệt/chấp thuận; xử lý các khoản đầu tư/các dự án đang tạm dừng hoặc hoạt động không/kém hiệu quả.

Bên cạnh đó, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tập trung triển khai các giải pháp khoa học công nghệ, tiếp tục đẩy mạnh ứng dụng công nghệ mới, kỹ thuật số vào công tác quản trị

doanh nghiệp, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh và năng suất lao động.

Chủ tịch HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh cho biết với bản lĩnh trên thực địa, ngành Dầu khí lấy phương châm "Bản lĩnh - Đoàn kết - Đổi mới - Hành động" làm sức mạnh, tập hợp lực lượng, hoàn thành tốt nhiệm vụ được Chính phủ giao.

Việt Hà - Linh Chi

DUY TRÌ KHAI THÁC DẦU CHO GIẾNG CÓ HÀM LƯỢNG NƯỚC CAO SAU QUÁ TRÌNH ĐÓNG GIẾNG BẰNG PHƯƠNG PHÁP BƠM DIESEL

Lê Minh Vũ, Nguyễn Đức Đông, Cao Hữu Bình, Vũ Việt Hưng

Tổng công ty Thẩm dò Khai thác Dầu khí

Email: vulm@pvep.com.vn

Tóm tắt

Sau một thời gian khai thác, nước vỉa xâm nhập vào giếng làm giảm lưu lượng dầu, gây khó khăn trong quá trình vận hành. Khó khăn lớn là phục hồi lại điều kiện khai thác của các giếng có hàm lượng nước cao sau thời gian đóng giếng.

Các giếng khai thác có hàm lượng nước cao, khi đóng giếng nước bị lưu giữ vùng cận đáy. Sau khi mở lại lưu lượng dầu bị giảm và hàm lượng nước cao hơn so với điều kiện trước khi đóng. Hiện tượng này là do tác dụng của “trễ” pha (hysteresis) làm giảm độ thấm pha dầu. Ứng dụng của hiện tượng “trễ” pha này có thể giúp duy trì khai thác cho các giếng có hàm lượng nước cao sau quá trình đóng giếng bằng bơm chất lưu không dính ướt (diesel).

Từ nghiên cứu hiện tượng đến mô phỏng và triển khai thực tế tại giếng DD-3P và DD-7P bằng phương pháp bơm diesel đã cho thấy việc khởi động giếng sau thời gian dài đóng giếng dễ dàng và lượng dầu khai thác còn được gia tăng khoảng 20 - 40% duy trì trong 1 thời gian.

Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả trình bày quy trình: lựa chọn giếng phù hợp bơm diesel, thiết kế thể tích bơm, mô phỏng hiện tượng và triển khai thực tế. Kết quả của nghiên cứu này có tính ứng dụng cao, không những tại mỏ Thăng Long - Đông Đô mà còn có thể áp dụng cho các mỏ lân cận đang gặp vấn đề hàm lượng nước cao.

Từ khóa: Bơm diesel, hiện tượng “trễ” pha, hàm lượng nước cao, duy trì khai thác.

1. Giới thiệu

Giếng khai thác có hàm lượng nước cao là vấn đề chung của các mỏ hiện nay. Khi nước xâm nhập làm giảm sản lượng dầu đáng kể mà còn xuất hiện các vấn đề cho vận hành khai thác. Hằng năm, các mỏ đều có khoảng thời gian đóng để sửa chữa định kỳ. Tái khởi động giếng trở lại như điều kiện khai thác trước khi đóng giếng là một vấn đề khó khăn. Đặc biệt, các giếng có hàm lượng nước cao, áp suất vỉa yếu. Mỏ Thăng Long - Đông Đô (TL-DD) ngoài khơi Việt Nam nằm ở phía Đông Bắc bốn trũng Cửu Long, cách Vũng Tàu khoảng 160km (Hình 1) về hướng Đông, hiện cũng gặp khó khăn tại các giếng khai thác hàm lượng nước cao.

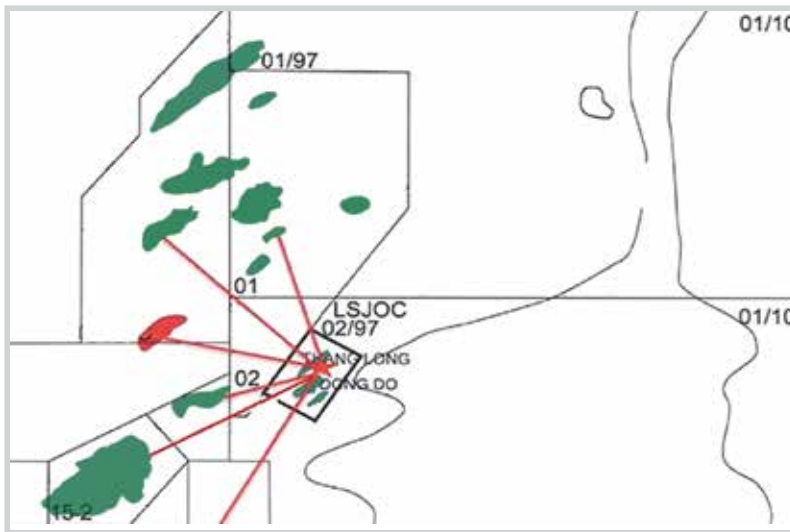
Hiện nay, các giếng khai thác ở mỏ Thăng Long - Đông Đô (Hình 1) có hàm lượng nước cao, trung bình dao động từ 60 - 90%. Với điều kiện khai thác này, khi đóng giếng để bảo trì hằng năm đến khi khởi động lại giếng rất khó

khăn. Năng lượng vỉa yếu và nước trong ống khai thác lưu ở vùng cận đáy giếng đã làm một số giếng không khởi động lại được, hoặc khởi động lại với hàm lượng nước khai thác cao hơn.

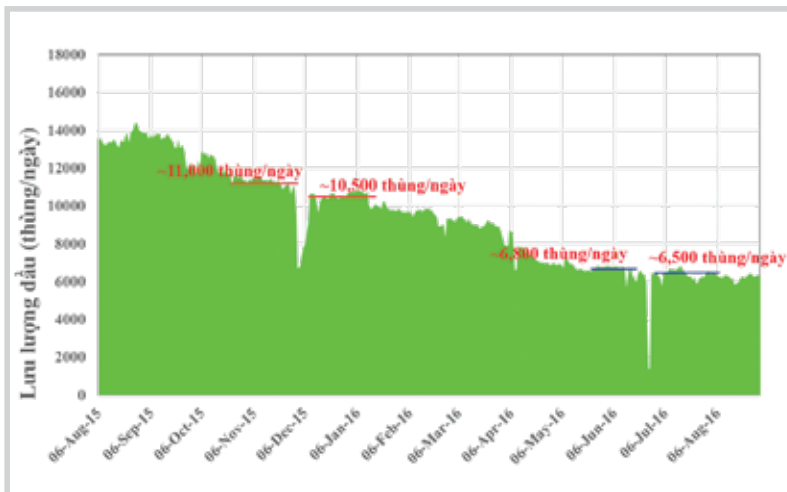
Lượng dầu mất mát lớn sau quá trình đóng giếng bảo trì đã đặt ra thách thức lớn trong việc duy trì sản lượng. Tại mỏ Thăng Long - Đông Đô, trung bình lưu lượng dầu khai thác giảm 300 - 500 thùng/ngày sau mỗi lần đóng mỏ bảo trì. Thời gian đóng càng dài, càng khó phục hồi lại lưu lượng dầu khai thác trước (Hình 2).

Nhiều giải pháp đã được nghiên cứu song vẫn gặp khó khăn trong quá trình triển khai thực tế (hóa chất, chất xúc tác, nâng áp suất máy nén khí năng...) và hiệu quả đạt được không đáng kể.

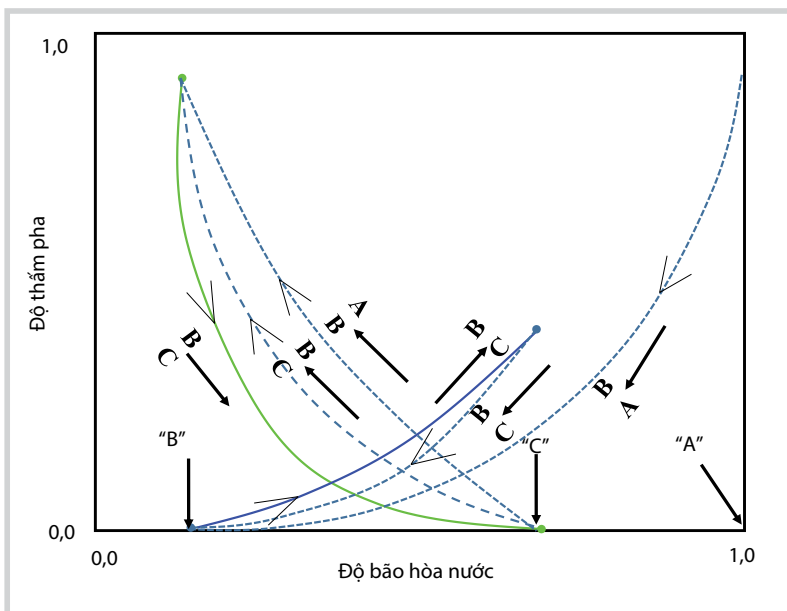
Nhà điều hành mỏ Thăng Long - Đông Đô đã nghiên cứu và triển khai bơm diesel vào giếng có hàm lượng nước cao trước khi đóng giếng. Việc áp dụng giải pháp này có thuận lợi là tại mỏ Thăng Long - Đông Đô có bơm diesel vào các giếng sử dụng bơm điện chìm để bảo quản bơm trong quá trình đóng giếng. Từ nghiên cứu đến mô phỏng



Hình 1. Vị trí mỏ Thăng Long - Đồng Đô



Hình 2. Lưu lượng dầu giảm sau mỗi lần đóng mỏ Thăng Long - Đồng Đô



Hình 3. Hiện tượng “trễ” pha trong hệ thống nước - dầu (pha dính ướt là nước)

và triển khai thực tế tại giếng DD-3P và DD-7P đã cho thấy hiệu quả của bơm diesel đối với các giếng có hàm lượng nước cao trong việc tái khởi động và duy trì sản lượng. Quá trình tái khởi động giếng sau thời gian dài đóng dễ dàng và lượng dầu khai thác còn được gia tăng trong một thời gian.

2. Hiện tượng “trễ” pha [1]

Lưu lượng dầu giảm và không thể phục hồi lại như trước khi đóng giếng là kết quả của quá trình ứ nước vùng cận đáy giếng. Hiện tượng này có ảnh hưởng mạnh tại các giếng có hàm lượng nước cao, áp suất vỉa yếu và thời gian đóng mỏ dài. Hiện tượng này được gọi là “trễ” pha (hysteretic phenomenon), làm giảm độ thấm pha dầu tại vùng cận đáy giếng.

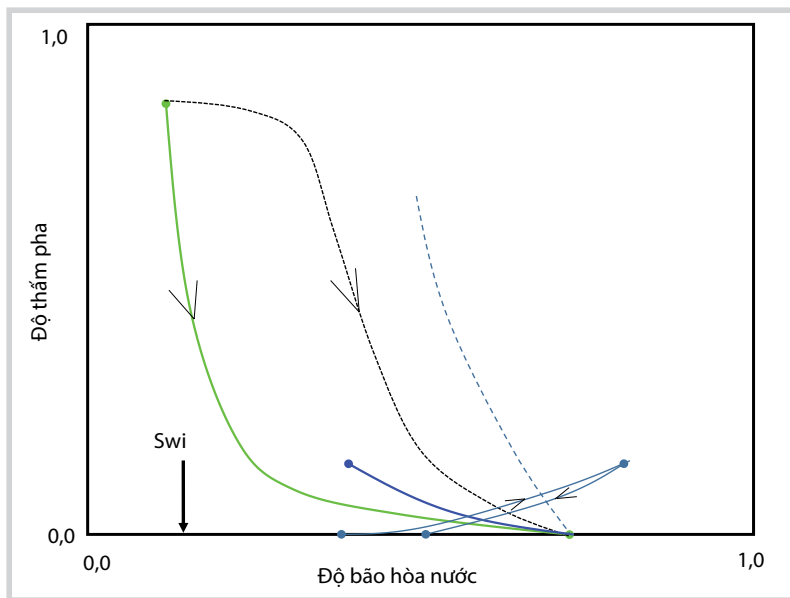
Hiện tượng “trễ” pha (Hình 3) ở hệ thống nước - dầu (pha dính ướt là nước). Mẫu lõi được bão hòa 100% nước (điểm “A”). Thực hiện quá trình bơm dầu, độ bão hòa nước giảm tới điểm “B” theo đường độ thấm pha A - B (quá trình thoát pha dính ướt). Thực hiện quá trình bơm nước lại, độ bão hòa nước tăng tới điểm “C” dọc theo đường độ thấm pha B - C (quá trình bơm pha dính ướt). Có thể thấy rằng, điều kiện độ bão hòa nước 100% không đạt lại được do một lượng dầu bị lưu giữ bởi áp suất mao dẫn. Kết quả quá trình này là đánh giá được độ bão hòa dầu dư.

Thực hiện thêm 1 quá trình thoát nước (C - B), 1 đường độ thấm pha nước đạt được khác so với quá trình bơm nước B - C ban đầu. Hiện tượng này gọi là “trễ” pha. Hiện tượng này xảy ra nhiều với pha không dính ướt hơn là pha dính ướt. Tuy nhiên, hiện tượng này vẫn xảy ra đồng thời 2 pha với thay đổi cả đường độ thấm pha và độ bão hòa.

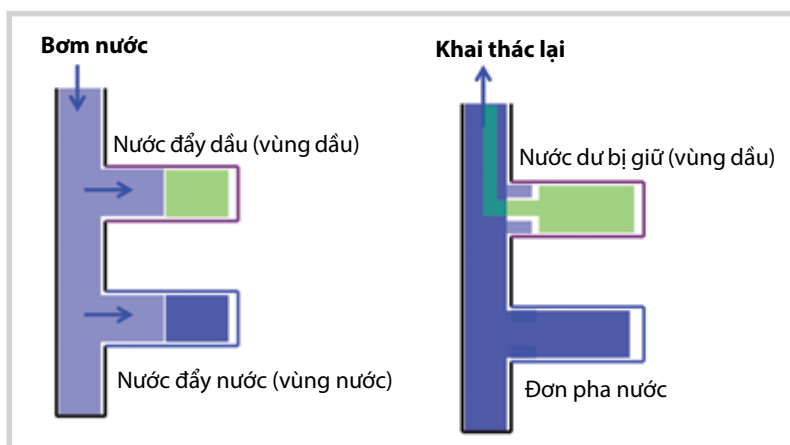
2.1. Ảnh hưởng của hiện tượng “trễ” pha [1]

2.1.1. Ảnh hưởng tốt

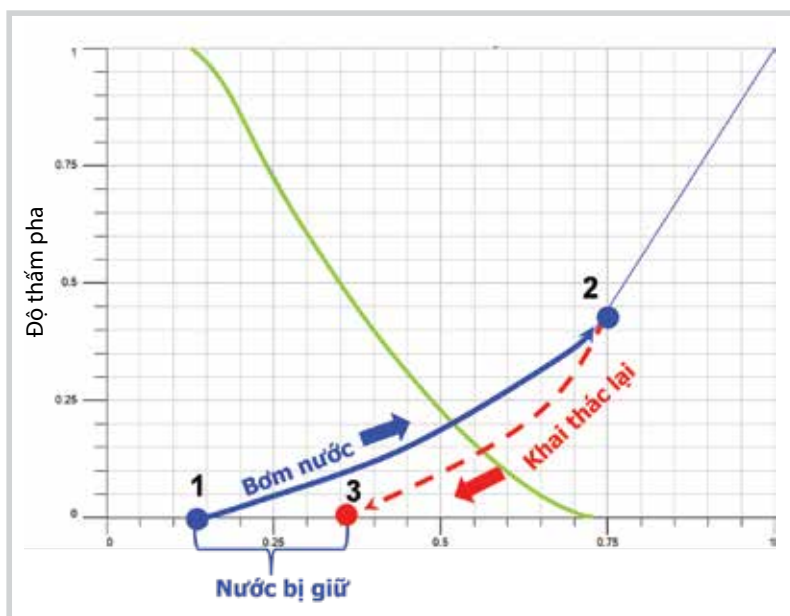
- Kiểm soát độ linh động: Tác dụng của hiện tượng trễ độ thấm pha thường được dùng để kiểm soát độ linh động (giảm



Hình 4. Minh họa ảnh hưởng tốt - xấu của hiện tượng "trễ" pha



Hình 5. Hiện tượng khi bơm pha dính ướt (nước) vào vùng đáy giếng



Hình 6. Hiện tượng "trễ" pha khi bơm pha dính ướt (nước) vào vùng cận đáy giếng

độ linh động) của pha đẩy (nước) trong hệ thống giúp cải thiện hiệu suất quét (quá trình đẩy).

- Giảm mũ nước xâm nhập: Tác dụng của hiện tượng trễ độ thấm pha có thể kháng lại nước xâm nhập dạng mũ cho các vỉa dầu nặng. Do tác dụng trực tiếp đến tỷ số độ nhớt giữa dầu nặng và nước đáy.

- Khai thác tăng cường chu kỳ: Mô hình mô phỏng với khả năng ảnh hưởng của hiện tượng trễ pha là phương pháp tốt nhất để dự báo khai thác chu kỳ, đặc biệt là bơm ép hơi nóng và vỉa dầu nặng.

- Quá trình đẩy thay thế chuyển tiếp: Hiện tượng trễ pha xem như là cơ sở đánh giá khai thác tận thu bằng bơm ép khí/nước không trộn lẫn.

2.1.2. Ảnh hưởng xấu

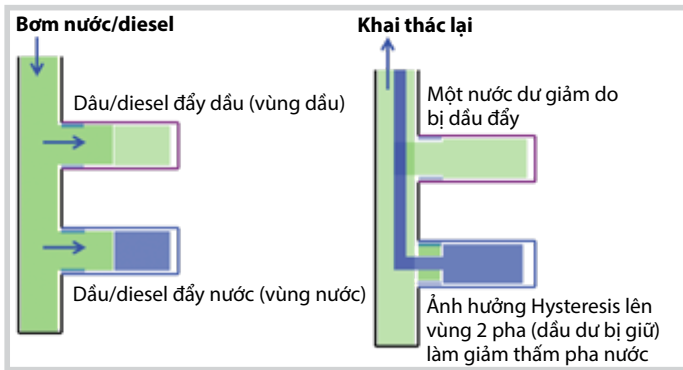
- Lưu giữ pha: gây ảnh hưởng đồng thời lên trễ độ bão hòa và trễ độ thấm pha.

- Thay đổi độ bão hòa tới hạn và lưu giữ pha: trong điều kiện một số vỉa, quá trình pha dính ướt tăng độ bão hòa và bị lưu giữ, khi thực hiện quá trình giảm độ bão hòa pha dính ướt thì độ bão hòa tới hạn bị đổi đáng kể (Hình 4).

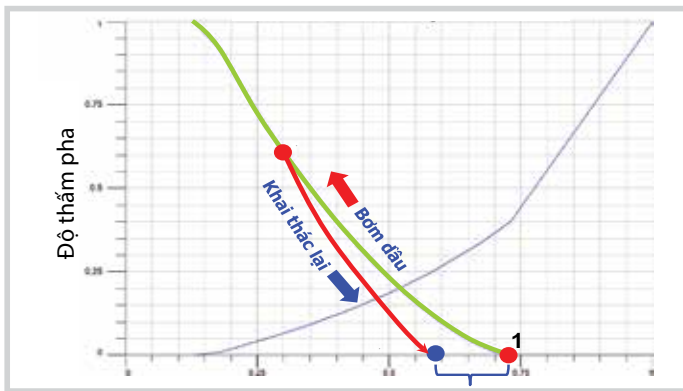
2.2. Mô tả hiện tượng "trễ" pha trong giếng khai thác

Hiện tượng "trễ" pha trong giếng khai thác dầu có hàm lượng nước cao có quá trình giống như trong phòng thí nghiệm. Vùng cận đáy giếng có các khoảng khai thác dầu và nước. Thực hiện quá trình bơm nước vào vùng cận đáy giếng. Tại khoảng khai thác dầu diễn ra quá trình nước đẩy dầu (pha dính ướt là nước) còn tại khoảng khai thác nước diễn ra quá trình nước đẩy nước (Hình 5). Tiến hành mở lại khai thác, tại khoảng khai thác dầu độ thấm pha dầu giảm do nước bị lưu giữ lại. Hình 6 giải thích hiện tượng "trễ" pha cho quá trình bơm nước và mở lại cho giếng khai thác.

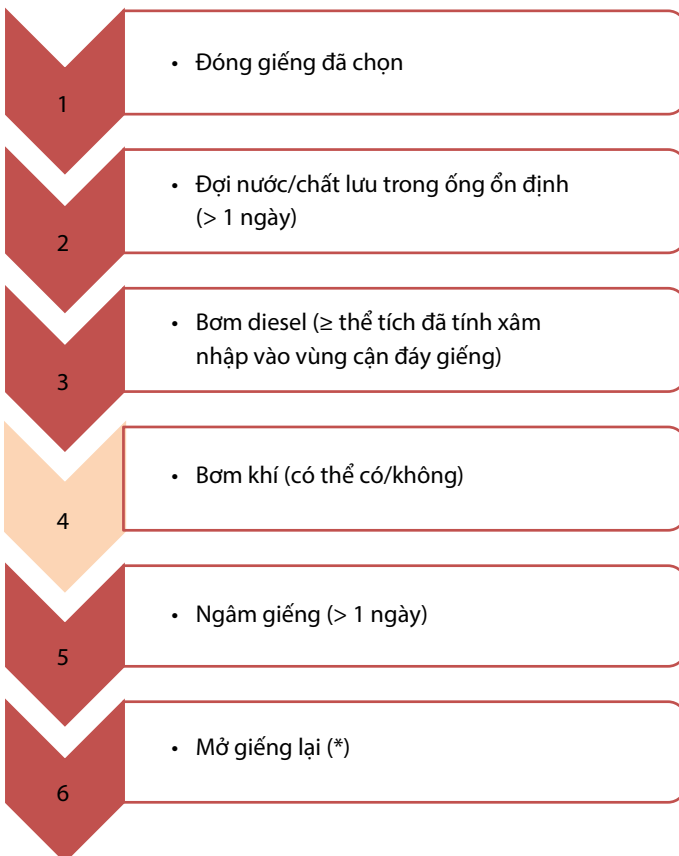
Hiện tượng này giải thích vì sao các giếng có hàm lượng nước cao khi đóng



Hình 7. Hiện tượng “trễ” pha khi bơm pha không dính ướt (diesel) vào vùng cận đáy giếng



Hình 8. Giải thích hiện tượng “trễ” pha khi bơm pha không dính ướt (dầu/diesel) vào vùng cận đáy giếng



Hình 9. Quy trình bơm diesel vào giếng có hàm lượng nước cao

* Bơm khí nâng vào hỗ trợ khi mở giếng

giếng một thời gian và mở lại thì dầu bị giảm. Độ thẩm pha dầu bị giảm do nước bị giữ lại vùng đáy giếng.

Cùng điều kiện giếng khai thác có hàm lượng nước cao, tiến hành bơm pha không dính ướt (dầu diesel) vào vùng cận đáy giếng. Quá trình diễn ra tại vùng cận đáy giếng được minh họa như Hình 7. Tại vùng dầu diễn ra quá trình dầu diesel đẩy dầu và tại vùng nước diễn ra quá trình dầu/diesel đẩy nước. Thực hiện mở khai thác lại, do ảnh hưởng của hiện tượng “trễ” pha tại vùng nước (dầu bị giữ lại) làm giảm độ thẩm pha nước. Hiện tượng này được giải thích như trên Hình 8.

Hiện tượng này cho thấy rõ ảnh hưởng tốt của “trễ” pha trong giảm độ thẩm pha của nước. Ứng dụng kết quả này sẽ giúp giếng tái khởi động lại dễ mà còn làm giảm khai thác nước tại các giếng có hàm lượng nước cao.

3. Duy trì khai thác sau quá trình đóng giếng bằng phương pháp bơm diesel

3.1. Quy trình bơm diesel vào giếng

Quy trình này được xây dựng cho phù hợp với quá trình đóng giếng bảo trì. Trong đó bao gồm 6 bước cơ bản: đóng giếng, chờ nước trong ống khai thác ổn định (> 1 ngày), bơm diesel với thể tích đã tính toán, bơm khí (có thể không áp dụng), ngâm (>1 ngày) và mở giếng lại. Bước bơm khí là 1 lựa chọn có thể dùng để tăng khả năng xâm nhập vào vùng vỉa và cũng giúp khởi động lại giếng tốt hơn (giảm tỷ trọng chất lưu trong ống).

3.2. Lựa chọn giếng cần bơm diesel

Lựa chọn giếng phù hợp sẽ giúp hiệu quả bơm diesel cao hơn. Trong đó, tiêu chí lựa chọn giếng như sau:

- + Có hàm lượng nước cao;
- + Có chỉ số khí dầu thấp GOR;
- + Khả năng khai thác hiện tại còn cao;
- + Khả năng phục hồi lại khó khăn (áp suất vỉa...);
- + Các tiêu chí khác: lịch sử vận hành, sự cố của giếng...

Với tiêu chí trên, các giếng khai thác mỏ Thăng Long - Đông Đô là phù hợp. Một thuận lợi của áp dụng bơm diesel vào các giếng khai thác mỏ Thăng

Bảng 1. Điều kiện khai thác các giếng cần bơm mỏ Thăng Long - Đông Đô

Tên giếng		Lưu lượng dầu (thùng/ngày)	Áp suất đáy tại đồng hồ (psia)	Áp suất đầu giếng (psia)	Hàm lượng nước (%)	Quý đạo của giếng	Loại vỉa
Thăng Long - Đông Đô	DD-3P	166	85	34	85	Độ nghiêng cao	Cát kết
	DD-2P	205	82	41	82	Độ nghiêng cao	Cát kết
	DD-4P	270	76	39	76	Độ nghiêng cao	Cát kết
	DD-6P	255	80	37	80	Độ nghiêng cao	Cát kết
	DD-7P	335	80	42	80	Độ nghiêng cao	Cát kết

Bảng 2. Đánh giá khả năng phục hồi giếng có hàm lượng nước cao

Giếng	DD-2P	DD-3P	DD-4P	DD-7P
Tên vỉa	BII.2.20	BII.2.20	BII.2.20	BII.2.30
Áp suất phục hồi (psia)	1.938	1.649	1.880	1.950
Độ sâu đồng hồ (mTVDss)	1.335	1.140	1.289	1.370
Độ cao cột lưu chất (mTVD)	1.330	1.120	1.288	1.356
Mức lưu chất hạ thấp (mTVD)	-5m	-11m	-1m	-14m

Bảng 3. Ước tính thể tích diesel cần bơm vào

Giếng lựa chọn		Thể tích ống khai thác (thùng)	Thể tích vùng cận đáy (thùng)	Thể tích xâm nhập 0,5m vào vỉa (thùng)	Tổng thể tích cần bơm (thùng)
TL-DD	DD-3P	34	137	283	454
	DD-7P	42	29	173	244

Bảng 4. Kế hoạch thực hiện bơm diesel

Đóng giếng DD-3P, DD-7P	Thu thập dữ liệu vỉa	Đóng khai thác toàn mỏ	Bơm lượng diesel vào giếng	Ngâm giếng	Khởi động lại giếng mỏ TL - DD
14/10	15/10	16/10*	17 - 18/10	18/10 - 9/11	9/11

*: Từ 16 - 31/10 (16 ngày): Dừng khai thác toàn mỏ Thăng Long - Đông Đô

Long - Đông Đô là diesel cũng cần bơm để bảo quản bơm điện chìm trong quá trình đóng giếng. Bảng 1 tổng hợp điều kiện khai thác của tất cả các giếng mỏ Thăng Long - Đông Đô.

Tiêu chí quan trọng khi lựa chọn giếng để bơm diesel là khả năng phục hồi lại của giếng. Giếng có hàm lượng nước cao, áp suất vỉa thấp sẽ phục hồi điều kiện khai thác kém hơn. Do đó, việc lựa chọn các giếng có khả năng hồi phục lại càng khó và phù hợp cho bơm diesel. Bảng số liệu phục hồi áp suất của các giếng, tính toán khả năng độ cao mực chất lưu trong giếng sẽ giúp lựa chọn giếng phù hợp nhất. Tính toán từ Bảng 2, DD-3P và DD-7P là 2 giếng phù hợp bơm diesel nhất do mực chất lưu sau khi đóng bị tụt xuống dưới thấp.

3.3. Tính toán thể tích diesel cần thiết

Thể tích diesel được ước tính tối ưu với thể tích vừa đủ tác động vùng cận đáy giếng. Về mặt kỹ thuật, bán kính diesel xâm nhập càng lớn thì sẽ có tác động nhiều hơn. Tuy nhiên, thể tích bơm diesel tăng gấp đôi khi tăng bán

kính xâm nhập từ 0,5m lên 1m. Chi phí gia tăng thể tích diesel để bơm xâm nhập 1m là lớn. Trong khi xâm nhập 0,1m thì thể tích quá nhỏ sẽ khó để thấy hiệu quả. Do đó, thực tế triển khai bơm diesel vào sâu 0,5m vùng cận đáy giếng đã được lựa chọn và ước tính như Bảng 3.

Kế hoạch bơm diesel đã được tối ưu và phụ thuộc vào kế hoạch đóng mỏ bảo trì hàng năm. Bảng 4 mô tả các mốc công việc cho công tác bơm diesel vào DD-3P và DD-7P. Hai giếng lựa chọn được đóng trước thời điểm đóng toàn mỏ 3 ngày để thu thập số liệu vỉa. Bơm diesel được thực hiện vào ngày đóng toàn mỏ. Bơm hết lượng diesel đã tính trước đó và tiến hành ngâm giếng trong khoảng thời gian hơn 15 ngày.

3.4. Mô phỏng đánh giá

Phần mềm Eclipse được sử dụng để mô phỏng hiện tượng “trễ” pha vùng cận đáy giếng khi bơm diesel. Có 4 giếng đang khai thác bằng bơm điện chìm tại tầng BII.2.20. Giếng DD-3P là đối tượng đánh giá, đang khai thác dầu từ tầng BII.2.20. Vị trí giếng DD-3P thể hiện trên Hình 10.

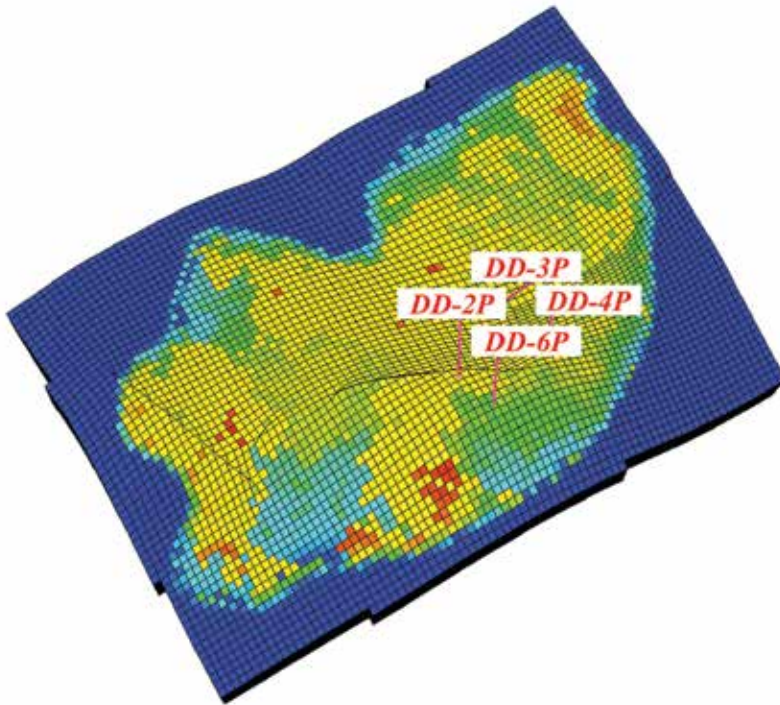


Dầu diesel bắt đầu bơm từ ngày 17/10/2017 đến 21/10/2017, tổng thể tích bơm là 300 thùng. Kết quả mô phỏng thể hiện trên Hình 11.

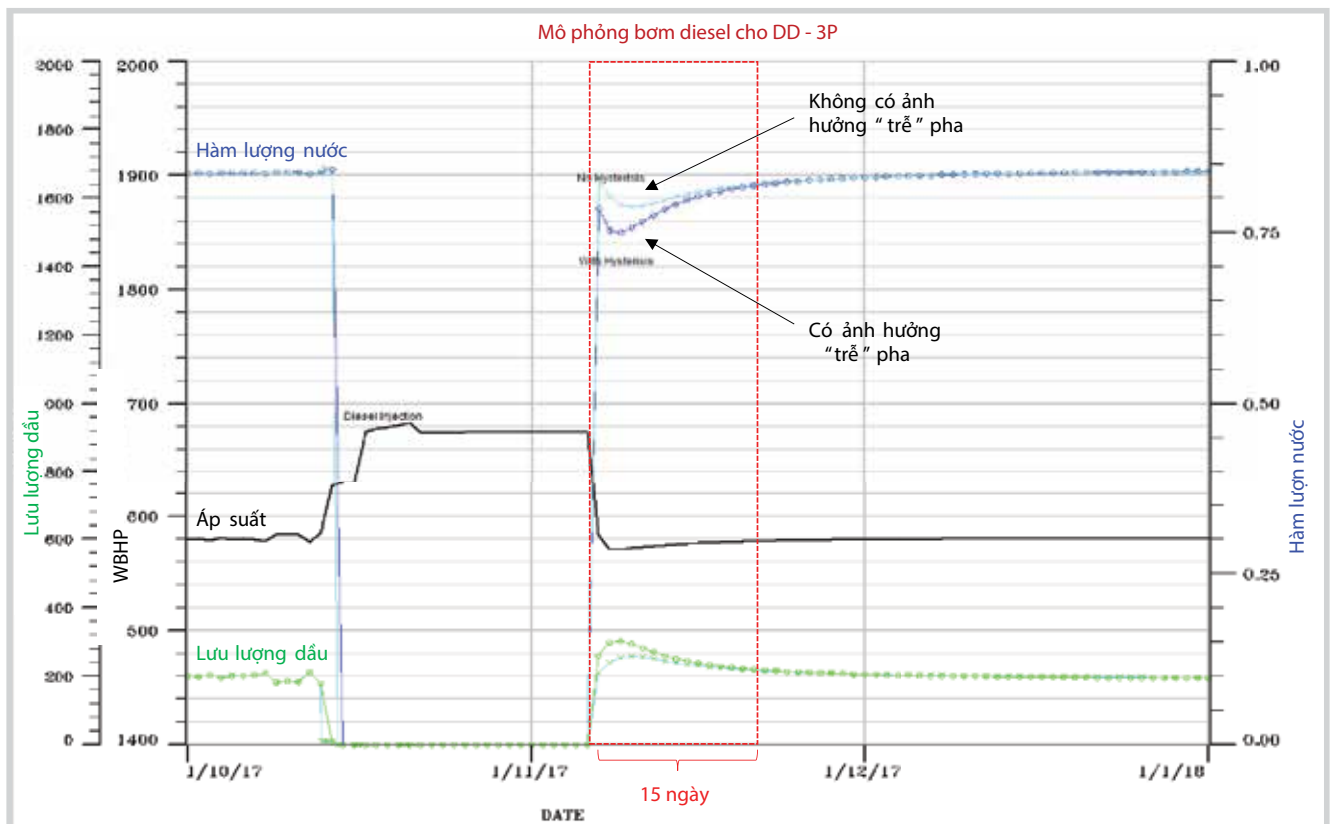
Khi có ảnh hưởng của hiện tượng “trễ” pha, khi khởi động lại giếng DD-3P lưu lượng dầu tăng và hàm lượng nước giảm. Khoảng 25 ngày

giếng DD-3P quay lại điều kiện khai thác trước khi đóng. Hiệu quả tăng lưu lượng dầu từ 185 thùng/ngày lên 300 thùng/ngày.

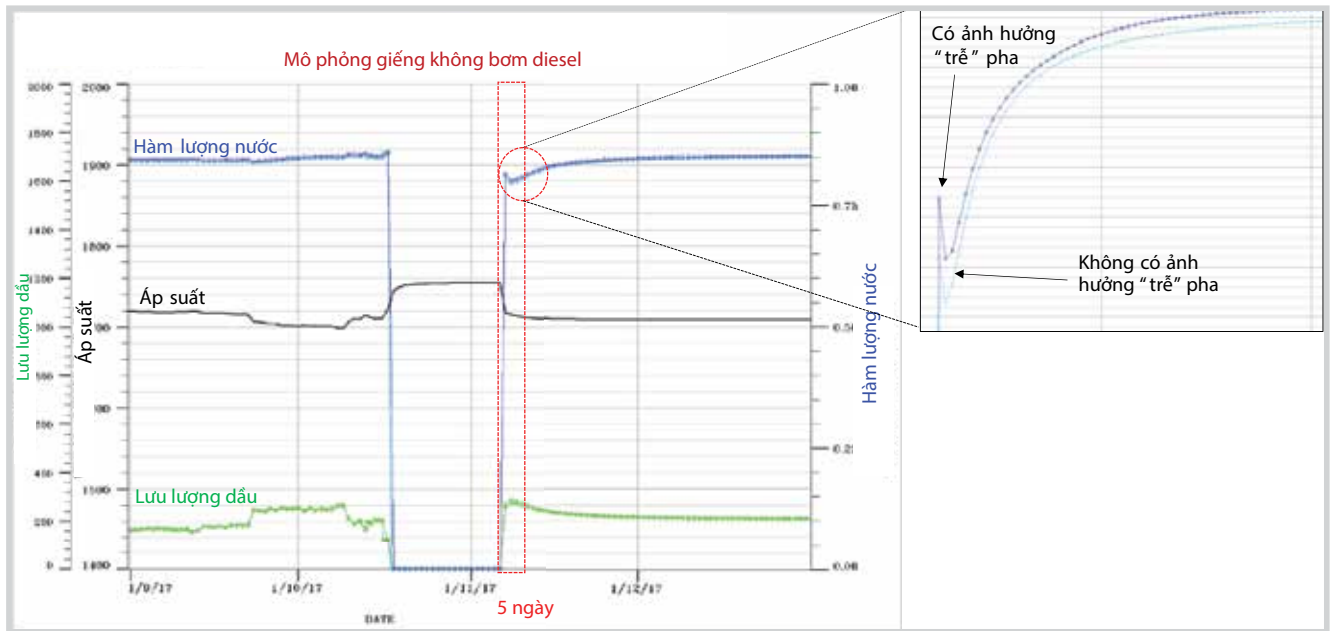
Trong khi tại giếng DD-6P không bơm dầu diesel thì biểu hiện ngược lại. Hình 12 thể hiện kết quả mô phỏng ảnh hưởng hiện tượng “trễ” pha tại giếng không bơm dầu diesel. Trường hợp có ảnh hưởng của hiện tượng “trễ” pha, nước bị lưu giữ tại vùng cận đáy giếng làm giảm độ thấm pha dầu. Hàm lượng nước quay lại rất nhanh (5 ngày) điều kiện trước khi đóng. Hàm lượng nước tăng nhanh và cao hơn so với điều kiện trước khi đóng khi có ảnh hưởng của hiện tượng “trễ” pha. Điều này giải thích vì sao các giếng hàm lượng nước cao sau khi đóng giếng và mở lại thì có sự giảm lưu lượng dầu. Ảnh hưởng của hiện tượng “trễ” pha đang hiện diện tại các giếng hàm lượng nước cao.



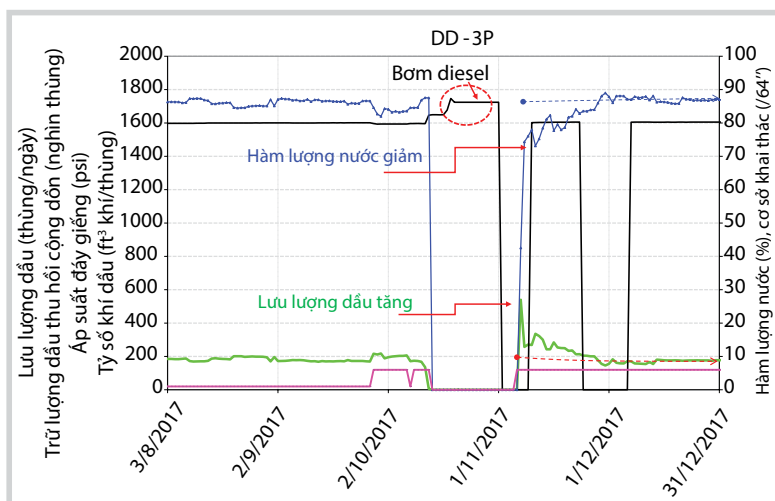
Hình 10. Vị trí giếng DD-3P tại tầng BII.2.20 mỏ Thăng Long - Đông Đô



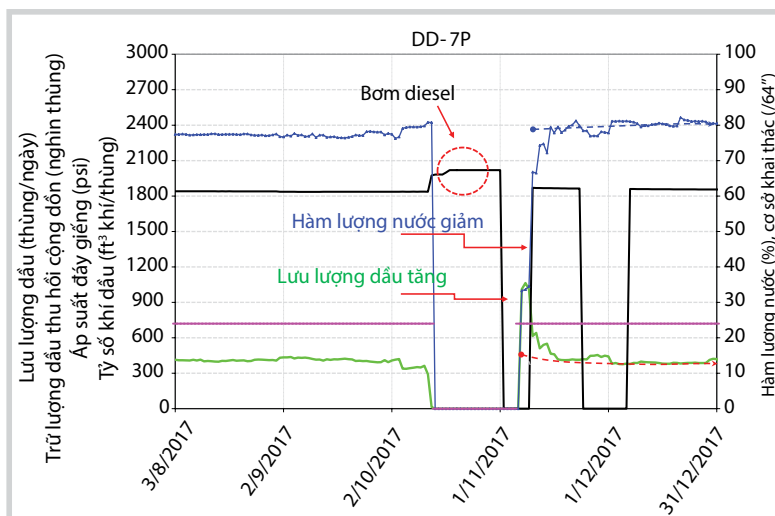
Hình 11. So sánh kết quả mô phỏng bơm diesel tại giếng DD-3P có và không có ảnh hưởng “trễ” pha



Hình 12. Kết quả mô phỏng và tại giếng không bơm diesel



Hình 13. Hiệu quả khởi động và tăng dầu khi bơm diesel vào giếng DD-3P



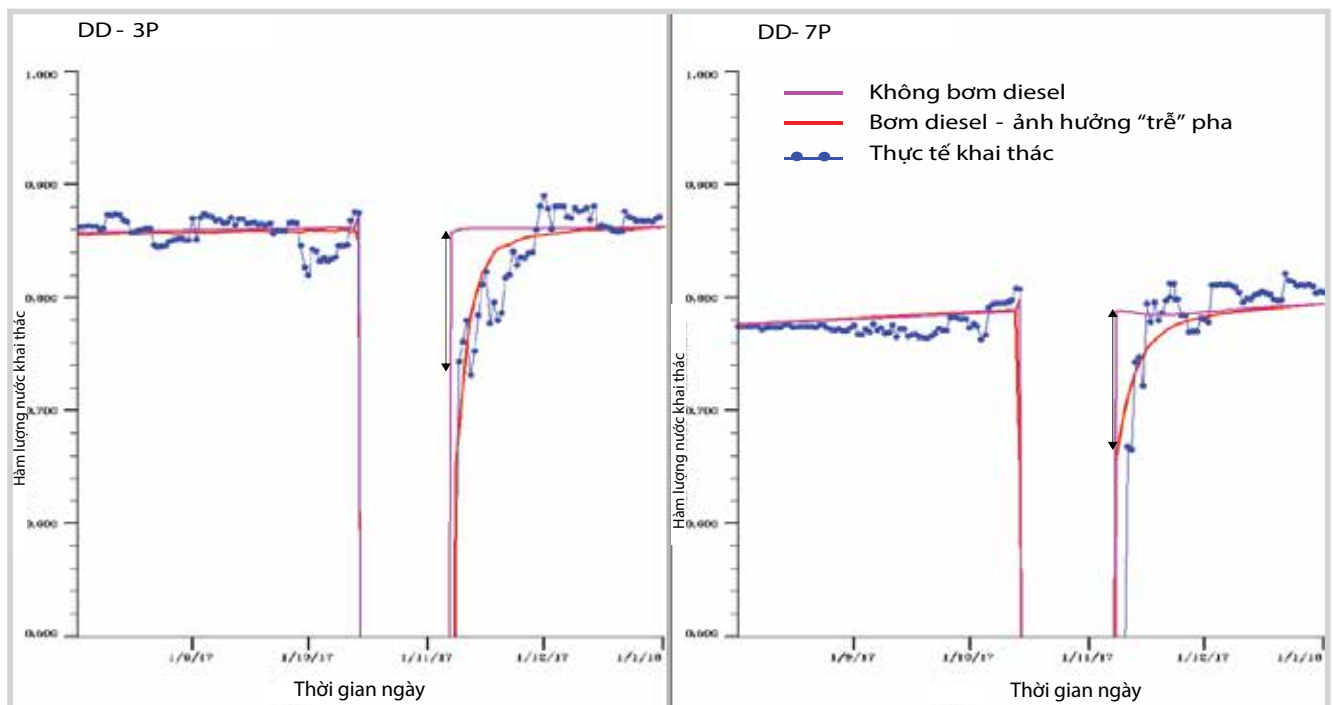
Hình 14. Hiệu quả khởi động và tăng dầu khi bơm diesel vào giếng DD-7P

4. Kết quả triển khai thực tế và đánh giá kết quả

4.1. Kết quả triển khai

DD-3P là giếng khai thác tầng BII.2.20 được lựa chọn áp dụng bơm diesel vào vùng cận đáy giếng. Do thời gian đóng giếng dài (15 ngày) nên kế hoạch đã được lên chi tiết như Bảng 4. Trước khi đóng giếng, DD-3P đang khai thác với hàm lượng nước cao, 89%, lưu lượng dầu là 185 thùng/ngày. Sau khi áp dụng bơm diesel, kết quả cho thấy giếng khởi động lại nhanh và đạt lưu lượng dầu 350 thùng/ngày (đã trừ lượng diesel bơm vào). Lưu lượng dầu cao hơn lúc trước khi đóng là 165 thùng/ngày (+85%), hàm lượng nước giảm từ 89% xuống 76%. Điều kiện khai thác tốt hơn này duy trì trong 1 tháng thì giếng quay lại điều kiện khai thác như trước khi áp dụng bơm diesel.

DD-7P là giếng khai thác tầng BII.2.30 mỏ Thăng Long - Đồng Đô, được lựa chọn để bơm diesel vào vùng cận đáy giếng. Điều kiện khai thác trước khi đóng giếng 12/10/2017 là lưu lượng dầu 320 thùng/ngày, hàm lượng nước 80%. Quá trình bơm lượng dầu diesel như đã tính toán giống như giếng DD-3P. Hình 14 thể hiện hiệu quả khởi động lại giếng DD-7P. Sau khi bơm dầu



Hình 15. Trùng khớp được hàm lượng nước khi bơm diesel có ảnh hưởng của “trễ” pha

diesel ngậm, DD-7P khởi động lại đạt điều kiện khai thác tốt hơn. Lưu lượng dầu khai thác là 600 thùng/ngày (đã trừ lượng dầu diesel), hàm lượng nước giảm còn 40%. Điều kiện khai thác tốt hơn duy trì trong 15 ngày thì giếng quay lại điều kiện khai thác như trước khi áp dụng bơm diesel.

Hiệu quả bơm diesel vào vùng cận đáy giếng cho các giếng có hàm lượng nước cao là rõ ràng. Kết quả này đã được nghiên cứu và đánh giá qua mô phỏng và thực tế áp dụng. Giải pháp bơm diesel sẽ được ứng dụng cho các giếng còn lại khi có kế hoạch đóng giếng để bảo trì.

4.2. Đánh giá

Bơm diesel vào vùng cận đáy giếng đã giúp giảm hàm lượng nước và gia tăng lưu lượng dầu. Điều này chứng tỏ ảnh hưởng rõ của hiện tượng “trễ” pha tại các giếng có hàm lượng nước cao. Vùng diesel xâm nhập (bán kính 0,5m) có sự thay đổi độ thấm pha dầu. Trùng khớp số liệu khai thác sau khi bơm diesel thể hiện trên Hình 15.

Để trùng khớp được hàm lượng nước giảm sau khi bơm diesel, mô phỏng hiện tượng “trễ” pha làm thay đổi độ thấm pha dầu và nước tại vùng cận đáy giếng. Tại giếng DD-3P tầng BII.2.20 hệ số hiệu chỉnh độ thấm pha không dính ướt là 0,25 còn giếng DD-7P tầng BII.2.30 là 0,45. Với hệ số hiệu chỉnh này, theo phương pháp Killough [3] có thể tính toán được sự thay đổi đường độ thấm pha dầu bị giữ lại. Công thức tính toán như sau:

$$Sncrt = Sncrd + \frac{Shy - Sncrd}{A + C (Shy - Sncrd)} \quad (1)$$

$$A = 1 + \alpha (Snmax - Shy) \quad (2)$$

$$C = \frac{1}{Sncr - Sncrd} + \frac{1}{Snmax - Sncrd} \quad (3)$$

Trong đó:

Sncrt là độ thấm pha không dính ướt bị giữ lại;

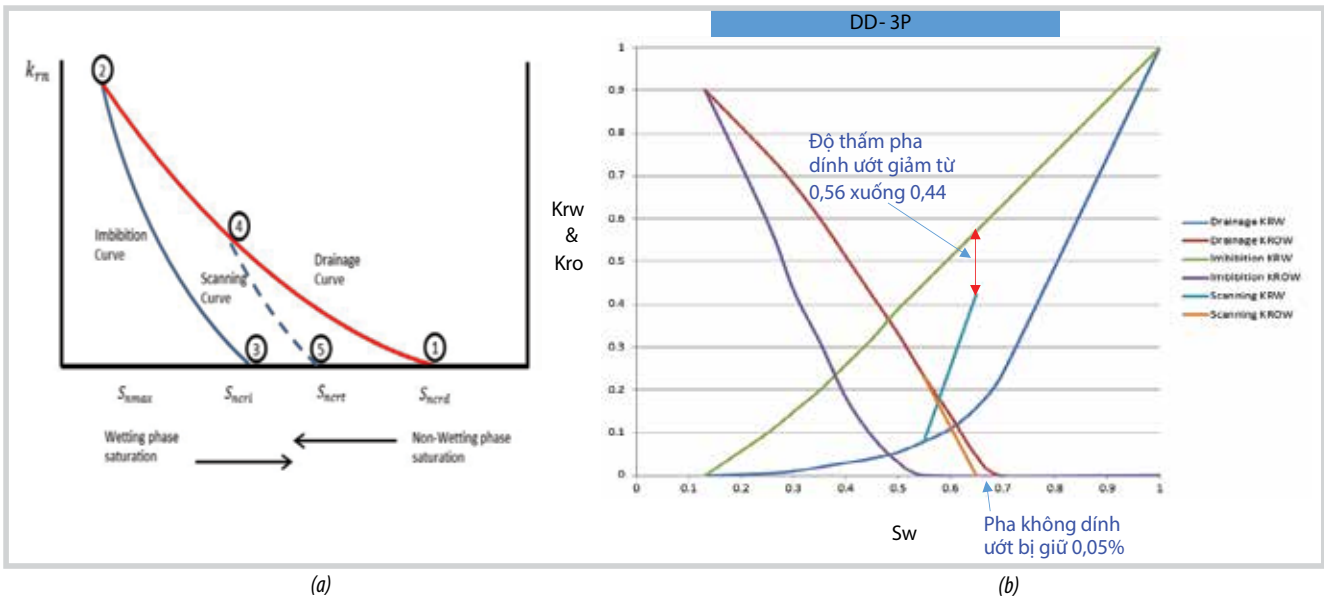
Sncrd là độ bão hòa pha không dính ướt bắt đầu quá trình “Drainage”;

Sncr là độ bão hòa pha không dính ướt kết thúc quá trình “Imbibition”;

Shy độ bão hòa pha không dính ướt tại các điểm trên đường “Drainage” giao cắt với đường “Scanning”.

Hệ số A, C là các thông số tính toán trung gian. Trong đó, hệ số α trong công thức (2) là hệ số hiệu chỉnh được sử dụng trong mô hình mô phỏng. Vị trí các điểm tính toán được mô phỏng trên Hình 16a. Với hệ số hiệu chỉnh $\alpha = 0,25$ tại giếng DD-3P để trùng khớp độ bão hòa nước giảm sau khi bơm diesel, có thể đánh giá sự thay đổi đường thấm pha dầu vùng cận đáy giếng DD-3P như Hình 16b.

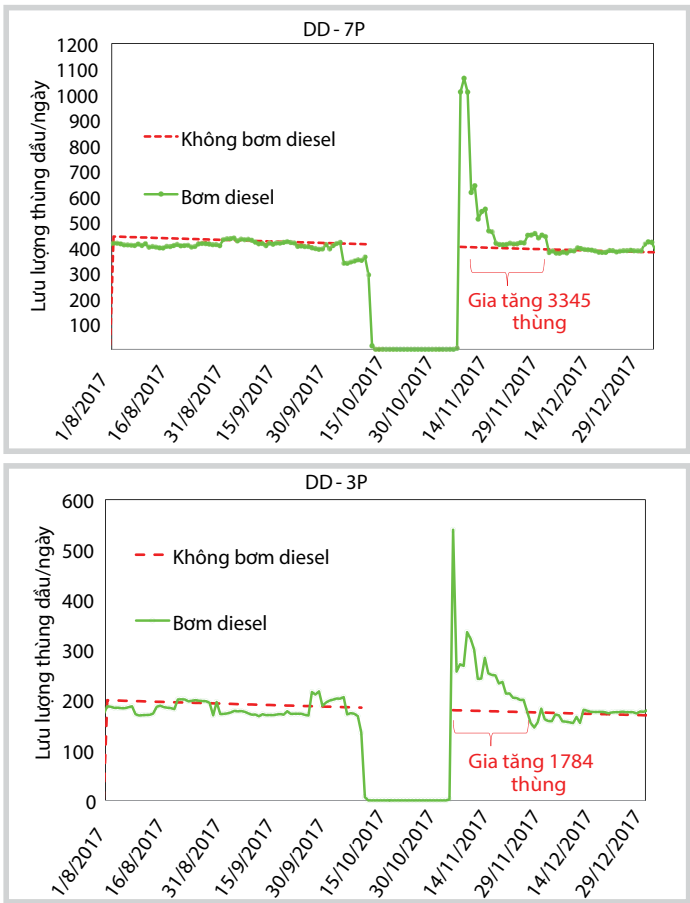
Đánh giá sự thay đổi đường độ thấm pha do ảnh hưởng của hiện tượng “trễ” pha cho thấy tác động thực tế của diesel tại vùng cận đáy giếng. Hiệu quả của phương pháp này sẽ cao hơn nếu bán kính xâm nhập của diesel



Hình 16. Thay đổi đường thẩm pha không dính

Bảng 5. Hiệu quả kinh tế khi bơm diesel

Giếng	Chi phí thực hiện bơm diesel trong 5 ngày (USD)	Chi phí diesel (USD)	Sản lượng gia tăng (thùng dầu)	Hiệu quả kinh tế với giá dầu 60USD/thùng
DD-3P	26.216	51.291	1.784	+29.533USD
DD-7P	26.216	33.183	3.345	+141.301USD
Tổng	52.432	84.474	5.129	+170.834USD



Hình 17. Sản lượng dầu gia tăng khi bơm diesel

là lớn hơn. Tuy nhiên chi phí diesel sẽ tăng cao có thể dẫn đến không kinh tế.

Hình 17 so sánh sản lượng dầu khi áp dụng bơm và không bơm diesel tại giếng DD-3P và DD-7P. Sản lượng dầu gia tăng 1.784 thùng và 3.345 thùng tương ứng cho 2 giếng. Sản lượng gia tăng duy trì trong một tháng thì quay lại đúng với đường suy giảm tự nhiên (màu đỏ).

Tùy thuộc vào thể tích cần xâm nhập vào vùng cận đáy mà chi phí cho diesel khác nhau. Bảng 5 thể hiện hiệu quả kinh tế cho công tác bơm diesel. Trung bình chi phí thực hiện bơm dao động từ 20 - 30 nghìn USD cho 1 giếng. Chi phí cho diesel chiếm đến 2/3 tổng chi phí. Với giá dầu 60 USD/thùng thấy rõ hiệu quả kinh tế cho công tác bơm diesel tại các giếng có hàm lượng nước cao. Ước tính hiệu quả đem lại trung bình 30 - 140 nghìn USD cho mỗi giếng.

5. Kết luận

Hiện tượng “trễ” pha vừa có ảnh hưởng tốt vừa có ảnh hưởng xấu đến khả năng khai thác của giếng. Bơm diesel trực tiếp vào vùng cận đáy giếng có thể làm giảm độ thẩm pha nước do ảnh hưởng của hiện tượng “trễ” pha. Hiện tượng này giúp cho các giếng



có hàm lượng nước cao không những phục hồi lại tốt sau quá trình đóng giếng dài mà còn giảm chi số nước - dầu.

Áp dụng bơm diesel vào giếng DD-3P và DD-7P mỏ Thăng Long - Đông Đô đã có hiệu quả cao. Hai giếng khởi động lại sau quá trình đóng giếng dài dễ dàng và điều kiện khai thác tốt hơn so với trước khi bơm diesel.

Kiến nghị nghiên cứu bơm diesel cho các giếng khai thác tầng móng nứt nẻ có hàm lượng nước rất cao. Kỹ thuật đơn giản, có khả năng ứng dụng thực tế cao, có thể áp dụng cho các mỏ lân cận.

Tài liệu tham khảo

1. D.Brant Bennion, F.Brent Thomas, A.K.M. Jamaluddin, T.Ma. *The effect of the trapped critical fluid saturations on reservoir permeability and conformance*. CIM ATN. 1998.
2. Schlumberger. *Eclipse user guide for hysteresis*. 1998.
3. Schlumberger. *Eclipse technical discription*. Hysteresis. 2014; 34: p. 410.

IMPROVING OIL PRODUCTION FOR HIGH WATER CUT WELL BY DIESEL INJECTION

Le Minh Vu, Nguyen Duc Dong, Cao Huu Binh, Vu Viet Hung

Petrovietnam Exploration and Production Corporation

Email: vulm@pvep.com.vn

Summary

After a long period of production, formation water breakthrough into the well not only reduces oil rate but also causes difficulties for operation. A major problem is to recover well performance in case of high water cut after shut-in period.

In case of shutting-in high water cut production wells, water volume will be settled down near the wellbore. After re-opening, oil rate will be reduced and water cut is higher than before shutting-in. This phenomenon is caused by the effect of hysteresis that reduces oil relative permeability. Application of this hysteresis phenomenon can maintain production for high water cut wells after shut-in stage by injecting non-wetting fluid (diesel).

From phenomenal research to simulation and actual implementation at DD-3P and DD-7P wells using diesel injection method, it has been shown that the re-starting of wells after long shut in period was easy and the oil production was increased by about 20% - 40% for a certain period of time.

In this study, the authors present a specific procedure including selecting a suitable diesel pump, designing pump volume, simulating and deploying. The result of the study is highly practical not only for Thăng Long - Đông Đô field but also for nearby fields where high water cut problems are encountered.

Key words: Diesel injection, hysteresis, high water-cut, improving oil production.

HIỆU QUẢ ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP KHOAN KIỂM SOÁT ÁP SUẤT KHI THI CÔNG CÁC GIẾNG DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM VÀ XÂY DỰNG MÔ HÌNH TÍNH TOÁN CÁC THÔNG SỐ KHOAN KIỂM SOÁT ÁP SUẤT CHO GIẾNG KHOAN BỂ CỬU LONG

Trần Đăng Tú¹, Lê Vũ Quân¹, Lê Quốc Trung¹, Nguyễn Thế Vinh², Nguyễn Khắc Long², Nguyễn Anh Tuấn¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mở - Địa chất

Email: tutd@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Công nghệ khoan kiểm soát áp suất đã được nghiên cứu và áp dụng ngày càng phổ biến trong hoạt động khoan dầu khí. Công nghệ này cho phép thi công an toàn trong điều kiện phức tạp, tiềm ẩn rủi ro như cửa sổ khoan hẹp, nước biển sâu, đá nứt nẻ, dị thường áp suất và nhiệt độ... mà phương pháp khoan truyền thống khó hoặc không thể thực hiện được. Bài báo trình bày các nghiên cứu đánh giá hiệu quả của phương pháp khoan kiểm soát áp suất khi khoan qua các điều kiện phức tạp nêu trên ở Việt Nam và xây dựng mô hình tính toán các thông số khoan kiểm soát áp suất khi thi công giếng khoan bể Cửu Long trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao.

Từ khóa: Khoan kiểm soát áp suất, phản áp bề mặt, áp suất cao - nhiệt độ cao, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

1.1. Công nghệ khoan truyền thống

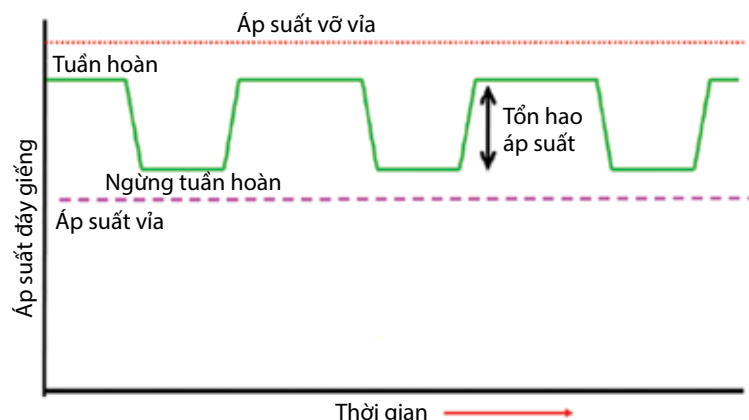
Công nghệ khoan truyền thống (CD) là hệ thống khoan với hệ tuần hoàn dung dịch mở với không khí, mùn khoan được đưa từ đáy giếng lên bề mặt rồi đi đến các thiết bị tách khí và tách chất rắn để xử lý. Trong công nghệ khoan truyền thống, dung dịch khoan được thiết kế với mục đích duy trì áp suất đáy giếng lớn hơn áp suất vỉa (khoan trên cân bằng) và nhỏ hơn áp suất vỡ vỉa để phòng hiện tượng chất lưu từ vỉa xâm nhập vào giếng khi ngừng tuần hoàn trong quá trình tiếp cận và tránh hiện tượng mất dung dịch. Hình 1 mô tả sự thay đổi áp suất đáy giếng trong quá trình khoan ở trạng thái tuần hoàn và ngừng tuần hoàn.

Tuy nhiên, đối với các giếng có cửa sổ khoan nhỏ (giá trị áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa gần nhau), sự chênh lệch áp suất đáy giếng giữa trạng thái tuần hoàn và ngừng tuần hoàn

có thể vượt quá các giá trị giới hạn của cửa sổ khoan, dẫn tới hiện tượng mất dung dịch khi khoan và chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng (hiện tượng kick) khi ngừng tuần hoàn (Hình 2).

1.2. Công nghệ khoan kiểm soát áp suất

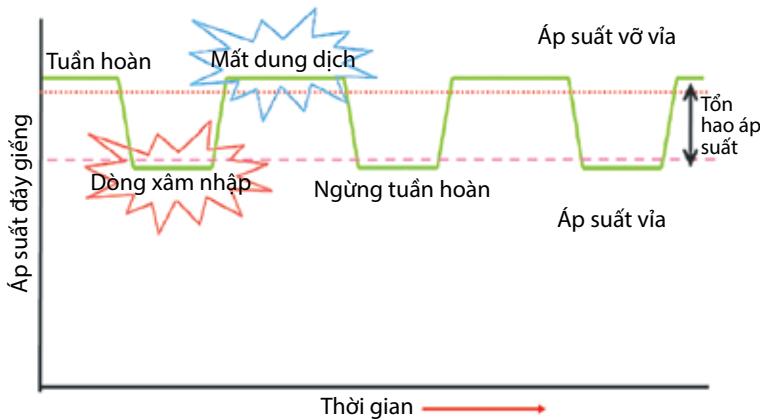
Hiệp hội các nhà thầu khoan quốc tế (IADC) định nghĩa công nghệ khoan kiểm soát áp suất (MPD) là công nghệ khoan có khả năng thích ứng, nhằm kiểm soát một cách chính xác áp suất ở khoảng không vành xuyên dọc theo thành giếng khoan. Mục đích của việc áp dụng công nghệ này là để đảm bảo chắc chắn giới hạn thay đổi của áp suất giếng khi khoan luôn phù hợp với áp suất vỉa, kiểm soát áp suất thủy tĩnh trong giếng một cách thích hợp để tránh các sự cố



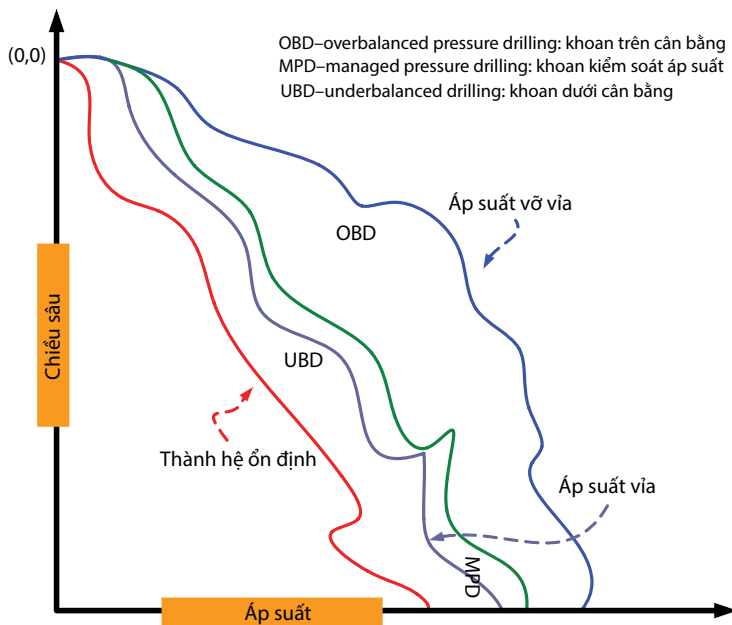
Hình 1. Sự thay đổi áp suất đáy giếng trong quá trình khoan

Ngày nhận bài: 18/11/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 18/11 - 19/12/2019.

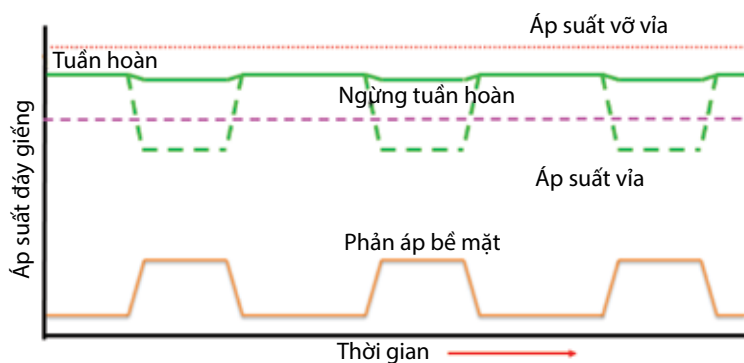
Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/12/2019.



Hình 2. Phức tạp trong giếng có cửa sổ khoan nhỏ



Hình 3. Biểu diễn các loại áp suất và các phương pháp khoan khác nhau [1]



$$P_{BHP} = P_{HH} + P_{AFP} + P_{SBP}$$

Hình 4. Áp suất đáy giếng trong phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi

liên quan tới áp suất có thể xảy ra trong quá trình khoan. Hình 3 biểu diễn các loại áp suất và các phương pháp khoan khác nhau [1].

1.3. Các phương pháp khoan kiểm soát áp suất

1.3.1. Phương pháp khoan duy trì áp suất đáy giếng không đổi

Phương pháp duy trì áp suất đáy giếng không đổi (CBHP) là phương pháp được sử dụng để điều chỉnh hay hạn chế tối đa ảnh hưởng của sự thay đổi đột ngột áp suất đáy giếng gây ra do thay đổi trạng thái tuần hoàn dung dịch khoan. Trong phương pháp này, hệ thống tuần hoàn dung dịch kín được sử dụng, dung dịch khoan khi đi lên bề mặt được dẫn hướng đến hệ thống van tiết lưu tự động hoặc bán tự động, hệ thống van này tạo ra phản áp bề mặt lên dòng dung dịch thông qua việc đóng mở, thay đổi tiết diện van. Áp suất này tác động vào khoảng không vành xuyên nhằm bù lại lượng tổn hao áp suất bị giảm đi khi giảm lưu lượng bơm, do đó áp suất đáy giếng được giữ ổn định trong suốt quá trình khoan.

Hình 4 mô tả trạng thái áp suất đáy giếng được duy trì ổn định khi thay đổi trạng thái tuần hoàn dung dịch bằng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy giếng không đổi.

1.3.2. Phương pháp khoan mũ dung dịch có áp

Khoan mũ dung dịch có áp (PMCD) là phương pháp khoan không có dòng hồi dung dịch lên miệng giếng, được áp dụng để khoan qua các tầng nứt nẻ, dễ xảy ra hiện tượng mất dung dịch trầm trọng. Dung dịch khoan giá thành thấp được bơm qua cột cần khoan, sẽ vận chuyển mùn khoan vào các tầng vỉa có hiện tượng nứt vỡ (giống như phương pháp khoan mờ). Hệ dung dịch nặng có độ nhớt cao được bơm vào khoảng không vành xuyên, duy trì áp suất nén từ cụm điều áp và máy bơm, cân bằng với áp suất đẩy của đáy giếng khoan. Hệ tuần hoàn của giếng áp dụng phương pháp khoan mũ dung dịch có áp là hệ dung dịch kín.

Hình 5 cho thấy dung dịch khoan thay thế đem theo toàn bộ mùn khoan vào trong các nứt nẻ còn mũ dung dịch tạo nút kín khoảng

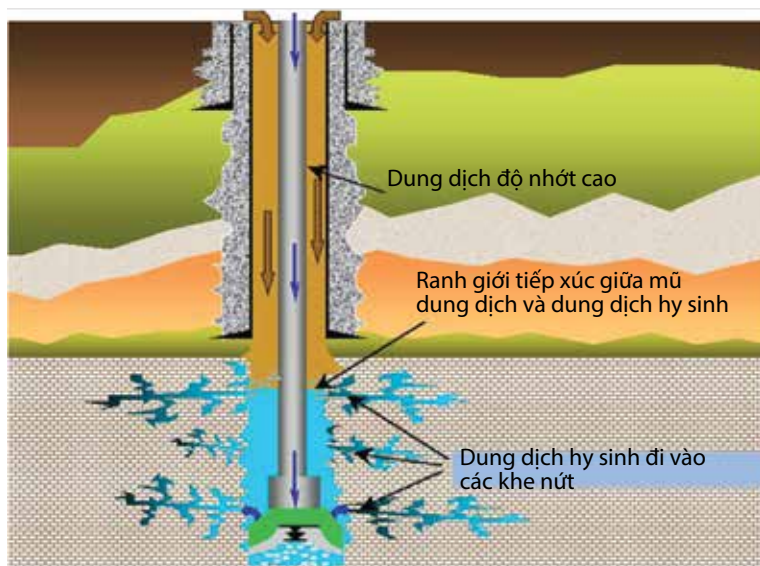
không vành xuyên ngăn hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng xảy ra.

1.3.3. Phương pháp khoan trọng lượng riêng dung dịch kép

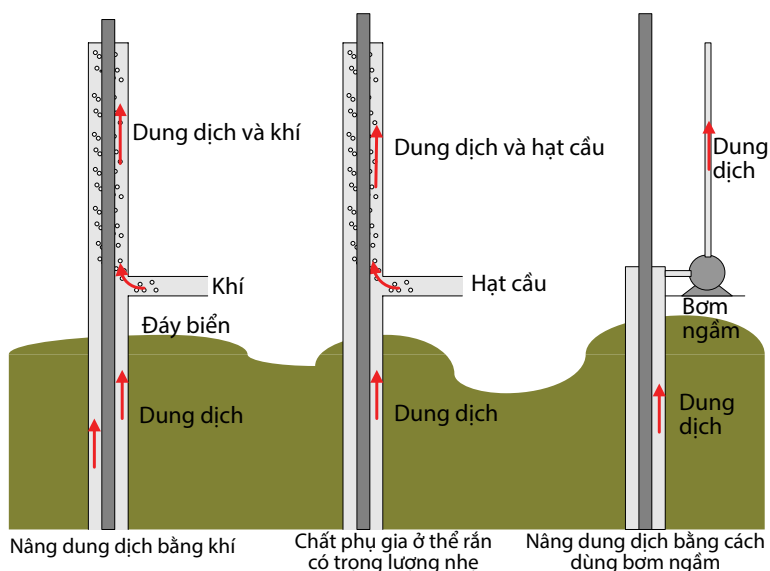
Khoan với đường trọng lượng riêng dung dịch kép (DGD) là phương pháp thi công đối với các giếng ngoài khơi tại các vùng nước sâu. Dòng nước rửa không đi lên “bề mặt” (trên giàn khoan) thông qua các ống bao đường kính lớn giống như phương pháp truyền thống. Dòng hồi dung dịch được bơm tràn ra đáy biển (khi khoan qua các tầng đất đá nằm gần đáy biển) hoặc quay trở lại bể chứa dung dịch trên giàn khoan, thông qua sử dụng một hoặc một số các đường hồi dung dịch có đường kính nhỏ đặt riêng biệt và máy bơm chìm dưới bề mặt đáy biển. “Bơm ép mùn và dung dịch khoan ra đáy biển” (Pump and dump) hoặc sử dụng “ống dẫn dòng dung dịch hồi đường kính nhỏ” (Riserless mud return) là 2 giải pháp chính hay được áp dụng trong phương pháp khoan trọng lượng riêng dung dịch kép, cho phép khoan các khoảng khoan qua các địa tầng gần đáy biển. Các phương pháp tạo ra hệ dung dịch kép được thể hiện trong Hình 6.

1.3.4. Phương pháp kiểm soát dòng hồi dung dịch

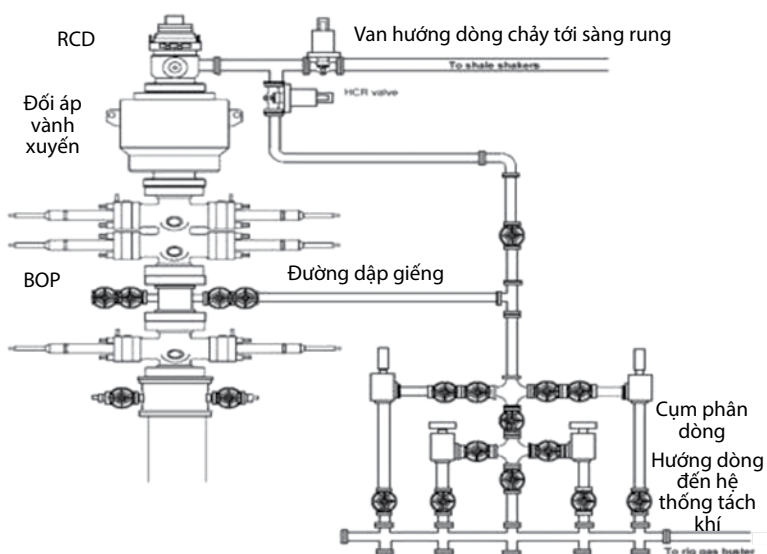
Hệ thống kiểm soát dòng hồi dung dịch (RFC) được lắp đặt để phản ứng một cách an toàn và hiệu quả hơn với bất kỳ biến đổi bất ngờ nào dưới giếng khoan. Khi vận hành hệ thống kiểm soát dòng hồi dung dịch hai van thủy lực được lắp đặt trên đường hồi dung dịch, một van cho phép dòng dung dịch hồi đi theo đường dung dịch truyền thống trở về sàng rung, một đường chuyển hướng đi tới hệ thống van tiết lưu của giàn khoan (Hình 7). Trong quá trình khoan nếu có hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng hoặc hiện tượng rò rỉ khí trên giàn khoan thì dòng hồi dung dịch sẽ được chuyển hướng ngay lập tức sang hệ thống van tiết lưu của giàn khoan. Tại đây, toàn bộ chất lưu vỉa xâm nhập dễ dàng được đưa ra khỏi giếng khoan ngay lập tức. Việc sử dụng thiết bị kiểm soát xoay (RCD) giúp không phải tiến hành đóng hệ thống chống phun trào (BOP), giảm thiểu việc khí rò rỉ trên giàn



Hình 5. Khoan mù dung dịch có áp [2]



Hình 6. Các phương pháp tạo ra hệ dung dịch kép [2]

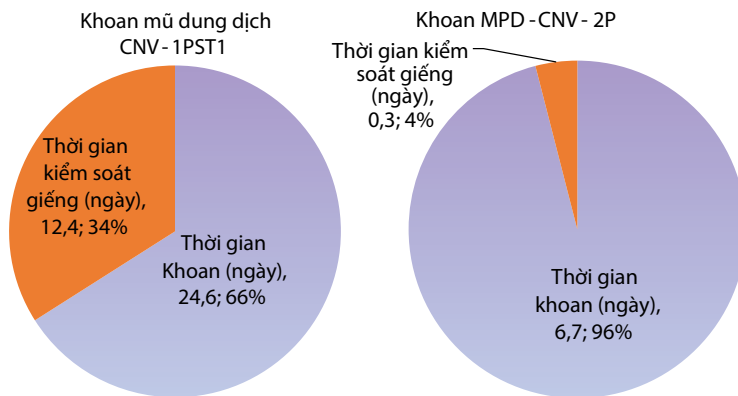


Hình 7. Hệ thống kiểm soát dòng hồi dung dịch [2]

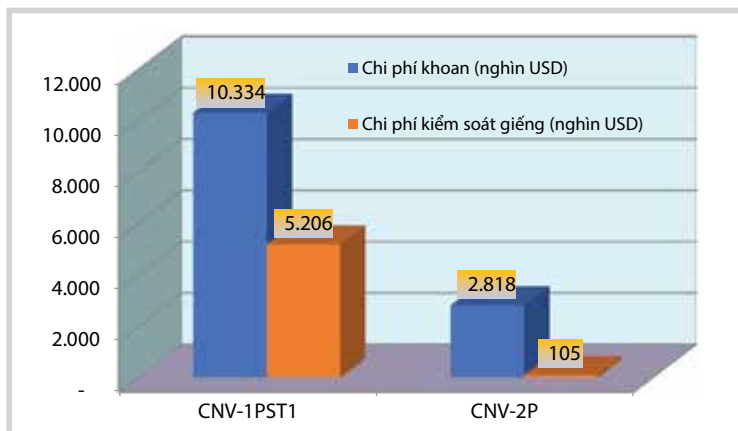


Bảng 1. So sánh chi phí khoan và chi phí kiểm soát giếng của 2 giếng CNV-1PST1 và CNV-2P

Tên giếng	Số ngày khoan	Chi phí khoan (nghìn USD)	Kiểm soát giếng (ngày)	Chi phí kiểm soát giếng (nghìn USD)	Chi phí ngày (nghìn USD)	Ghi chú
CNV-1PST1	24,6	10.334	12,4	5.206	420	Khoan mũ dung dịch
CNV-2P	6,7	2.818	0,3	105	420	Khoan MPD
Tiết kiệm	18	7.516	12	5.101		
% tiết kiệm	73	73	98	98		



Hình 8. Biểu đồ phân tích thời gian khoan và thời gian kiểm soát giếng của 2 giếng CNV-1PST1 và CNV-2P [3]



Hình 9. So sánh chi phí khoan và chi phí kiểm soát giếng của hai giếng CNV-1PST1 và CNV-2P [3]

khoan, cho phép cột cần khoan di chuyển trong khi tuần hoàn loại bỏ hiện tượng chất lưu vừa xâm nhập vào giếng.

1.4. Ưu điểm của phương pháp khoan kiểm soát áp suất

So với phương pháp khoan truyền thống, MPD có các ưu điểm sau:

Kiểm soát hiệu quả vị trí đặt ống chống khi thi công, giúp giảm thiểu số cấp cột ống chống;

Kiểm soát tốt hơn trọng lượng riêng của dung dịch yêu cầu và chi phí dành cho dung dịch khoan;

Kiểm soát và điều chỉnh linh hoạt áp suất đáy giếng, phát hiện

và xử lý các dấu hiệu sự cố nhanh chóng, hiệu quả;

Cho phép khoan qua thành hệ nứt nẻ;

Tăng tốc độ cơ học khoan (ROP);

Giảm chi phí khoan và trám xi măng;

Áp dụng được các giếng khó thi công;

Mang lại hiệu quả kinh tế khi thi công được ở các giếng từng bị coi là không thể đem lại hiệu quả kinh tế;

Kéo dài thời gian khoan thuần túy và rút ngắn thời gian phi sản xuất (NPT).

2. Áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất ở Việt Nam

2.1. Sử dụng phương pháp khoan mũ dung dịch có áp trong tầng móng nứt nẻ ở mỏ Cá Ngừ Vàng

Trong quá trình khoan qua tầng móng nứt nẻ tại giếng CNV-1PST1 thuộc mỏ Cá Ngừ Vàng, do hiện tượng mất tuần hoàn, nhà thầu khoan đã áp dụng công nghệ khoan mũ dung dịch sử dụng dung dịch khoan nước muối với hàm lượng cao. Để pha chế loại dung dịch này cần một lượng muối lớn dẫn đến chi phí dung dịch khoan tăng cao. Ngoài ra, vấn đề thời tiết cũng thường xuyên làm gián đoạn việc cung cấp muối, kéo dài thời gian thi công... Sau đó, áp dụng hệ thống MPD tại giếng khoan CNV-2P nhằm xử lý các sự cố chất lưu vừa xâm nhập vào giếng và mất dung dịch.

Ứng dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất và so sánh giữa 2 giếng CNV-1PST1 và CNV-2P cho thấy lợi ích đáng kể về chi phí:

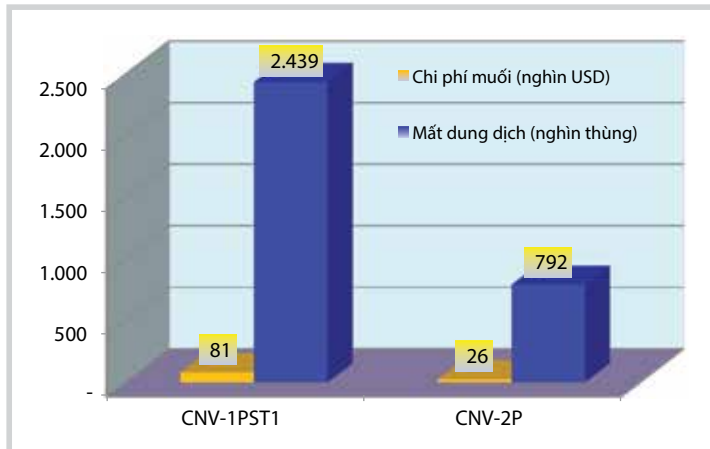
Giảm 30% thời gian kiểm soát giếng (Hình 8 và 9), tương đương với tiết kiệm được 5,1 triệu USD (Bảng 1);

Bảng 2. So sánh chi phí muối và thể tích mất dung dịch trong 2 giếng CNV-1PST1 và CNV-2P

Tên giếng	Mất dung dịch (nghìn thùng)	Chi phí/thùng (nghìn USD)	Chi phí muối (nghìn USD)	MW (ppg)	Ghi chú
CNV-1PST1	81	30,13	2.439	10,2	Khoan mũ dung dịch
CNV-2P	26	30,16	792	9,8	Khoan MPD
Tiết kiệm	55		1.647		
% tiết kiệm			68		

Bảng 3. Kết quả sử dụng khoan MPD ở đoạn thân giếng 12¼" × 14¾"

Đoạn thân giếng 12¼" × 14¾"	Thời gian bắt đầu khoan	Thời gian kết thúc khoan	Độ sâu từ 2.947m	Chiều sâu khoan được (m)	Thời gian khoan (giờ)	Ghi chú
Kế hoạch khoan	7 giờ 30 Thứ 5 8/7	20 giờ 30 Thứ 3 13/7	3.715m	768	133	Dựa trên kế hoạch khoan 12/7
Kết quả	11 giờ Thứ 6 9/7	4 giờ Thứ 3 13/7	3.761m	814	89	

**Hình 10.** So sánh thể tích và chi phí mất dung dịch của hai giếng CNV-1PST1 và CNV-2P [3]

Giảm 55 nghìn thùng trong tiêu thụ nước muối tương đương với tiết kiệm được 1,647 triệu USD (Bảng 2).

2.2. Sử dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi trong giếng áp suất cao - nhiệt độ cao mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh

Tại mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh, các giếng khoan thăm dò đầu tiên trong khu vực này thường gặp sự cố trong quá trình khoan do điều kiện địa chất phức tạp, đặc biệt là vấn đề nhiệt độ cao, áp suất cao.

Cửa sổ khoan ở Mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh đều rất hẹp. Vì vậy cần áp dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy giếng không đổi để tránh các sự cố trong cả điều kiện động và điều kiện tĩnh hay nói cách khác là trong điều kiện tuần hoàn và ngừng tuần hoàn dung dịch khoan.

Hệ thống van điều áp MPD cho phép phát hiện chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng sớm nhất và tuần hoàn chất lưu vỉa xâm nhập ra ngoài.

Sử dụng hệ thống MPD, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) có thể tiến hành khoan an toàn tới chiều sâu thiết kế và giảm thiểu số cấp ống chống.

Quá trình khoan sử dụng công nghệ MPD ở mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh giúp nhà điều hành phát hiện được hiện tượng mất dung dịch và hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng sớm, tăng độ an toàn cho các giếng khoan trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao.

2.3. Sử dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi trong giếng khoan mỏ Tê Giác Đen

Các giếng TGD-1X, TGD-2X mỏ Tê Giác Đen khoan qua các vỉa HPHT, gặp hiện tượng mất ổn định thành giếng và mất dung dịch. Sau đó, nhà thầu đã lên kế hoạch áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất trong các đoạn thân giếng 14½" hoặc 14¾" và 8¼" của giếng TGD-2X. Đoạn thân giếng 14½" hoặc 14¾" được lên kế hoạch khoan từ 2.925m đến 3.715m, khoảng 5m trên tập "D" (Trà Tân giữa). Áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất với mục tiêu chính là kiểm soát trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương.

Số liệu trong Bảng 3 cho thấy kết quả áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất thành công cho đoạn thân giếng 12¼" × 14¾" so với kế hoạch khoan. Khi ứng dụng công nghệ này, chiều sâu khoan được 814m trong 89 giờ trong khi đó theo kế hoạch khoan thì phải tiến hành khoan trong 133 giờ cho khoảng khoan 768m. Như vậy, việc



Bảng 4. Kết quả sử dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất ở đoạn thân giếng 8¼"

Đoạn thân giếng 8¼"	Thời gian bắt đầu khoan	Thời gian kết thúc khoan	Độ sâu từ 2.947 m	Chiều sâu khoan được	Thời gian khoan (giờ)	Ghi chú
Kế hoạch khoan	14 giờ Thứ 2 22/8	1 giờ 30 Thứ 7 28/8	4.736m	346	131,5	Dựa trên kế hoạch khoan 24/8
Kết quả	1 giờ Thứ 4 25/8	3 giờ 30 Thứ 6 27/8	4.669m	279	50,5	Đến TD 5 giờ 30, thứ 6 ngày 27/8

áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất trong đoạn thân giếng này giúp giảm thời gian khoan và tăng số mét khoan so với kế hoạch.

Bảng 4 cho thấy kết quả ứng dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất thành công cho đoạn thân giếng 8¼" so với kế hoạch khoan: Số giờ khoan khi áp dụng là 50,5 giờ nhỏ hơn rất nhiều so với số giờ khoan theo kế hoạch khoan (131,5 giờ).

3. Xác định các thông số MPD cho giếng khoan bể Cửu Long

Các thông số chính gồm:

Tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên (AFL);

Phản áp bề mặt (SBP);

Trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương (ECD);

Trọng lượng riêng tĩnh tương đương (ESD).

Trước đây, nhóm tác giả đã phát triển công cụ tính toán các thông số MPD này trên Microsoft Excel. Tuy nhiên, sau quá trình sử dụng nhóm tác giả nhận thấy công cụ tính toán còn hạn chế. Vì vậy, nhóm tác giả đã phát triển công cụ đó viết trên giao diện Matlab. Module chính đọc các dữ liệu đầu vào như lưu lượng, các thông số ống chống và tính chất của dung dịch, dữ liệu được lấy từ Microsoft Excel (Hình 12).

3.1. Phương pháp xác định

Để giữ cho trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương ổn định cần tính toán chính xác phản áp bề mặt. Việc tính toán phản áp bề mặt càng chính xác càng đảm bảo cho sự thành công khi thi công giếng khoan theo phương pháp duy trì áp suất đáy không đổi [4]. Do vậy, phải nghiên cứu xây dựng và ứng dụng mô hình tính toán phản áp bề mặt tối thiểu cho từng khoảng khoan nhất định.

Tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyên được tính toán theo các giả định sau:

- Nhiệt độ ít ảnh hưởng đến tính toán tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyên;

- Các thành phần trong bộ dụng cụ đáy (BHA) được giả thiết là lấy cấp đường kính trung bình khi có nhiều cấp đường kính khác nhau;

- Thành giếng ổn định, đường kính lỗ khoan đúng theo thiết kế.

Trong công nghệ khoan kiểm soát áp suất, giá trị áp suất đáy giếng được xác định theo công thức [5]:

$$P_{BHP} = P_{AFL} + P_{HH} + P_{SBP} \quad (1)$$

Trong đó:

P_{BHP} : Áp suất tại đáy giếng khoan (psi);

P_{AFL} : Tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên (psi);

P_{HH} : Áp suất thủy tĩnh do cột dung dịch trong giếng khoan tạo ra (psi);

P_{SBP} : Phản áp bề mặt (psi).

Áp suất thủy tĩnh không những phụ thuộc vào khối lượng riêng của dung dịch khoan và chiều sâu giếng khoan mà còn phụ thuộc vào hàm lượng của mùn khoan (C) và khối lượng riêng của mùn khoan (ρ_c). Theo Erdem Tercan [2], áp suất thủy tĩnh được xác định theo công thức sau:

$$P_{HH} = 0,052 \times [(1-C) \times \rho + 8,345 \times C \times \rho_c] \times H \quad (2)$$

Trong đó:

C: Hàm lượng của mùn khoan (%);

ρ : Khối lượng riêng của dung dịch khoan (ppg);

ρ_c : Khối lượng riêng của mùn khoan (g/cm³);

H: Chiều sâu giếng khoan (ft).

Giá trị của tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên khi giếng khoan tuần hoàn (PAFL) phụ thuộc vào lưu lượng tuần hoàn, chế độ dòng chảy, đường kính thủy lực và tính chất lưu biến của dung dịch khoan.

Lưu lượng tuần hoàn của dung dịch khoan được xác định dựa vào tốc độ đi lên trung bình của dòng dung dịch khoan trong khoảng không vành xuyên:

$$v_a = \frac{24,51 \times Q}{d_h^2 - d_i^2} \quad (3)$$

Trong đó:

v_a : Tốc độ đi lên của dung dịch khoan trong khoảng không vành xuyên (ft/m);

Q: Lưu lượng tuần hoàn của dòng dung dịch (gpm);

d_h : Đường kính trong của ống chống (với đoạn đã chống ống) hoặc giếng khoan (với đoạn thân trần) (in);

d_i : Đường kính ngoài của từng bộ phận trong bộ khoan cụ (in);

Để xác định ứng suất trượt giữa hai lớp chất lỏng tại thành giếng (τ_w), tốc độ cắt trượt (γ_w) và ứng suất trượt tĩnh (τ_f) phải được xác định trước:

$$\tau_w = 1,066 \times \tau_f \quad (4)$$

$$\tau_f = \left(\frac{3}{2}\right)^n \times \tau_y + k\gamma_w^n \text{ với } k = \frac{PV + YP - \tau_y}{511^n} \quad (5)$$

$$\gamma_w = \frac{1,6 \times G \times V_a}{d_{hyd}} \quad (6)$$

Chế độ dòng chảy của dung dịch khoan được xác định dựa vào mối quan hệ giữa hệ số Reynold chuẩn (N_{rec}) và hệ số Reynold tính toán (N_{reg})

$$N_{rec} = 3470 - 1370n \quad (7)$$

$$N_{reg} = \frac{P_{HH} \times v_a^2}{19,36 \times \tau_w} \quad (8)$$

Trong đó:

G: Hệ số điều chỉnh ứng suất trượt tại thành giếng;

k: Chỉ số độ sệt của dung dịch;

PV: Độ nhớt dẻo của chất lỏng (lb.s/ft²);

YP: Ứng suất trượt động (psi);

n: Hệ số chảy của dung dịch khoan;

d_{hyd} : Đường kính thủy lực tương ứng với từng thành phần bộ khoan cụ trong giếng khoan (ft);

$$d_{hyd} = d_h - d_i \quad (9)$$

d_h : Đường kính trong của ống chống (với đoạn đã chống ống) hoặc giếng khoan (với đoạn thân trần), (ft);

d_i : Đường kính ngoài của từng bộ phận trong bộ khoan cụ (ft);

Dung dịch khoan có lẫn hạt mùn sau khi gia công hóa học tuần hoàn trong giếng được tính toán theo mô hình của chất lỏng Herschel - Bulkley. Khi đó hệ số chảy được xác định theo công thức:

$$n = 3,32 \lg \left(\frac{2PV + YP - \tau_y}{PV + YP - \tau_y} \right) \quad (10)$$

Trong đó:

τ_y : Ứng suất trượt giữa hai lớp chất lỏng trong khoảng không vành xuyên (psi).

Hệ số ma sát của chất lỏng (f) thay đổi theo chế độ chảy. Hệ số ma sát ở chế độ chảy tầng, chảy chuyển tiếp, chảy rối lần lượt được xác định theo các công thức:

$$f_{lam} = \frac{16}{N_{Reg}} \quad f_{trans} = \frac{16N_{reg}}{N_{Rec}^2} \quad (11)$$

$$f_{turb} = \frac{a}{N_{Reg}^b},$$

Trong đó:

f_{lam} : Hệ số ma sát của chất lỏng ở trạng thái chảy tầng;

f_{trans} : Hệ số ma sát của chất lỏng ở trạng thái chuyển tiếp;

f_{turb} : Hệ số ma sát của chất lỏng ở trạng thái chảy rối;

a, b: Hệ số; $a = \frac{\lg(n) + 3,93}{50}$ và $b = \frac{1,75 - \lg(n)}{7}$

Hệ số ma sát có thể được xác định dựa trên hệ số Reynolds và chế độ dòng chảy bất kỳ theo công thức:

$$f = \left(\left(\left(f_{trans}^{-8} + f_{turb}^{-8} \right)^{\frac{-1}{8}} \right)^{12} + f_{lam}^{12} \right)^{\frac{1}{12}} \quad (12)$$

Do đó tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên được xác định bằng công thức:

$$P_{AFL} = \sum \frac{1,076 \times P_{HH} \times v_a^2 \times f \times L_i}{10^5 \times d_{hyd}} \quad (13)$$

Trong đó: L_i là chiều dài từng thành phần bộ khoan cụ trong giếng khoan (ft);

Giá trị áp suất tại đáy giếng (P_{BHP}) thu được từ thiết bị đo áp suất (PWD) được lắp đặt trong thiết bị đo trong khi khoan (MWD).

Như vậy, giá trị phản áp bề mặt trong phương trình (1) được xác định sau khi thu được các thông số áp suất tại đáy giếng khoan, tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên và áp suất thủy tĩnh do cột dung dịch



trong giếng khoan tạo nên. Mặt khác, để ngăn ngừa hiện tượng mất ổn định thành giếng, giá trị phản áp bề mặt được bổ sung từ trên bề mặt phải tạo ra áp suất đáy giếng lớn hơn áp suất vỉa.

Ngoài ra, sự thay đổi duy nhất trong công thức tính áp suất đáy giếng khoan (P_{BHP}) trong phương trình (1) là giá trị phản áp bề mặt (P_{SBP}) phụ thuộc vào áp suất vỉa (P_V) nhỏ nhất ở đoạn đang xét. Để ngăn ngừa hiện tượng mất ổn định thành giếng, giá trị phản áp bề mặt (P_{SBP}) được bổ sung từ bề mặt phải tạo ra áp suất đáy giếng (P_{BHP}) lớn hơn hoặc bằng so với áp suất vỉa (P_V).

$$\begin{aligned} P_{BHP} &= P_{AFL} + P_{HH} + P_{SBP} \geq P_V \\ P_{SBP} &\geq P_V - (P_{AFL} + P_{HH}) \end{aligned} \quad (14)$$

Trọng lượng dung dịch tương đương (EMW) là giá trị áp suất (psi) được chuyển đổi về đơn vị trọng lượng riêng dung dịch (ppg) nhằm giúp đội khoan dễ nhận biết và so sánh giữa trạng thái áp suất đáy giếng với trọng lượng dung dịch khoan đang sử dụng.

Ở trạng thái tĩnh, khi ngừng tuần hoàn, áp suất được chuyển đổi sang trọng lượng riêng tĩnh tương đương (ESD) theo công thức:

$$ESD = EMW + \frac{P_{SBP}}{0,052 \times H} \quad (15)$$

Ở trạng thái động, khi tuần hoàn áp suất được chuyển đổi sang trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương (ECD) theo công thức:

$$ECD = EMW + \frac{P_{AFL} + P_{SBP}}{0,052 \times H} \quad (16)$$

Trong đó:

ECD: Trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương (ppg);

ESD: Trọng lượng riêng tĩnh tương đương (ppg);

EMW: Trọng lượng riêng dung dịch tương đương (ppg);

$$\text{với: } EMW = \frac{P_{HH}}{0,052 \times H} \quad (17)$$

P_{HH} : Áp suất thủy tĩnh do cột dung dịch trong giếng khoan tạo nên (psi);

H: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft);

P_{SBP} : Phản áp bề mặt (psi);

P_{AFL} : Tổn hao áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên (psi);

3.2. Thông số đầu vào của giếng khoan bể Cửu Long

3.2.1. Những khó khăn có thể gặp phải khi thi công đoạn thân giếng 8½"

Căn cứ vào các điều kiện thi công giếng khoan (có nhiệt độ cao, áp suất cao từ độ sâu khoảng 4118mMD; hiện tượng mất dung dịch; hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng và sự bất ổn định thành giếng) và các ưu điểm của công nghệ khoan kiểm soát áp suất, việc áp dụng phương pháp này vào thi công giếng khoan có thể mang lại những hiệu quả tích cực, tránh được các sự cố tiềm ẩn có thể xảy ra (chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng, bó hẹp thành gây kẹt cần khoan, mất dung dịch, moment xoắn, kéo lớn), giảm chi phí chống ống và xử lý sự cố.

Khoảng khoan 3239,28 - 4300,68 mTVD ở đoạn thân giếng 8½" (MW = 12,8 - 13,8ppg) qua hệ tầng Trà Cú Thượng xuất hiện dị thường áp suất cao lên đến 13,7ppg (Hình 11). Việc kiểm soát trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương ổn định là rất cần thiết.

3.2.2. Thông số đầu vào của giếng khoan (Hình 12)

3.3. Kết quả tính toán các thông số khoan kiểm soát áp suất cho đoạn thân giếng 8½"

- Để kiểm soát chính xác áp suất đáy giếng hay còn gọi là trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương cần xác định phản áp bề mặt trong điều kiện tĩnh và điều kiện động khi khoan qua đoạn thân giếng 8½" với trọng lượng riêng dung dịch 12ppg.

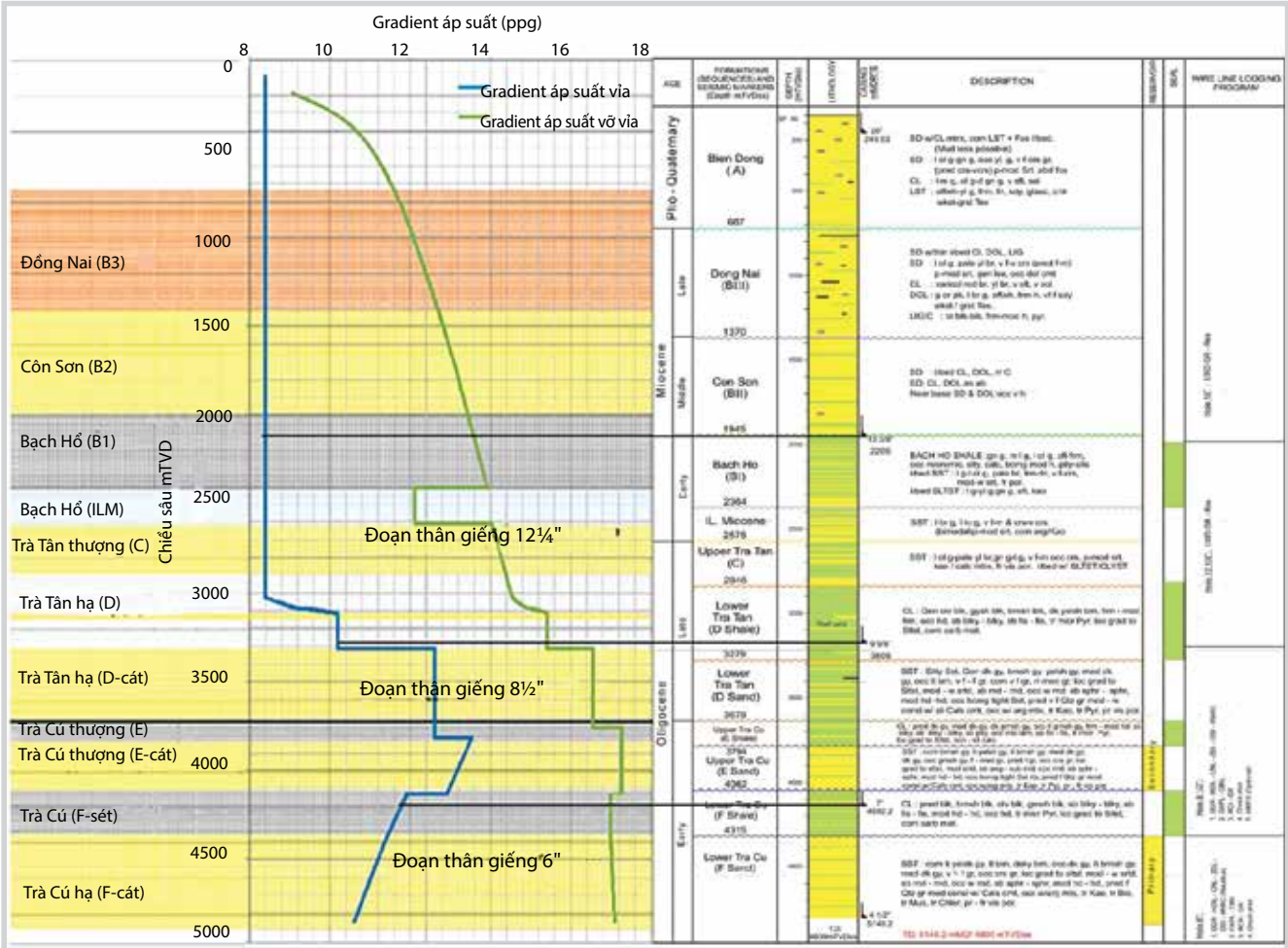
- Hình 13 thể hiện mối tương quan giữa tốc độ bơm và phản áp bề mặt trong quá trình tiếp cận ở độ sâu 3800 mTVD, nơi gặp dị thường áp suất vỉa lớn nhất (13,7ppg). Phản áp bề mặt được tăng lên từng bước tương ứng với việc giảm tốc độ bơm từ từ cho đến khi bơm tắt. Phản áp bề mặt tối thiểu được bổ sung trong quá trình tiếp cận hay khi bơm tắt là 800psi. Khi công tác tiếp cận hoàn thành, tốc độ bơm tăng dần lên 600gpm cùng với sự giảm từ từ phản áp bề mặt tối thiểu đến 130psi.

- Với các kết quả tính toán phản áp bề mặt, có các thông số MPD sau:

+ Với trọng lượng riêng dung dịch là 12ppg thì trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương khoảng 14,5 - 15ppg;

+ Phản áp bề mặt cần bổ sung thông qua hệ thống van điều áp khi bơm tắt là 800 - 1200psi;

+ Khi bơm bật, phản áp bề mặt cần bổ sung thông qua hệ thống van điều áp là 200 - 500psi;

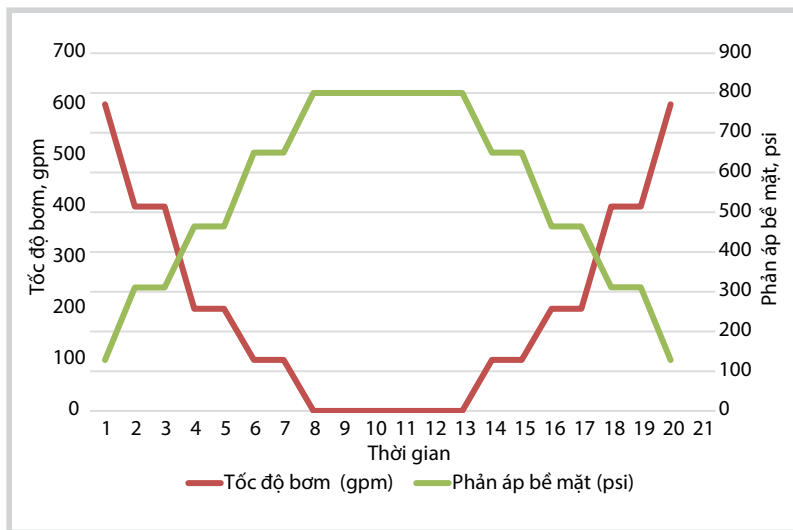


Hình 11. Biểu đồ áp suất vỉa, áp suất vỡ vỉa và cột địa tầng của giếng khoan bể Cửu Long [6]

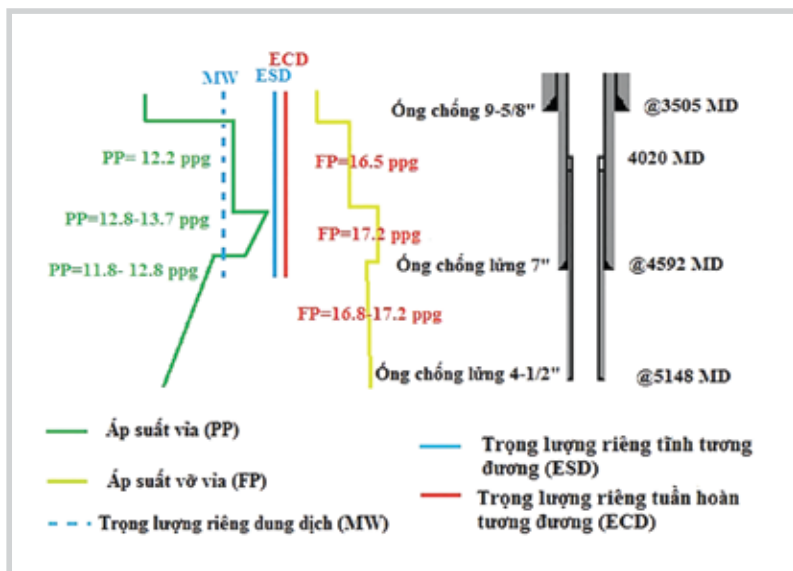
FLUID AND HYDRAULICS			WELL PARAMETERS										
MW	12	ppg	Bit Location	Casing size									
Cut.Dens.	2	g/cm3		MD Lower		MD Upper		TVD		Casing OD	Casing ID	Hole Diameter	
Cut.Conc.	10	%		[m]	[ft]	[m]	[ft]	[m]	[ft]	[in]	[in]	[in]	
R600	79	* deflection			818,70793	99	324,819	249,53	818,70793	20,000	19,124	26	
R300	48	* deflection			7234,605	99	324,819	1997	6552,157	13,375	12,375	16	
R6	8	* deflection			11499,905	99	324,819	3239,28	10628,07768	9,625	8,535	12,25	
R3	7	* deflection			4040	13255,24	3300	10827,3	3719	12202,039	7	5,920	8,5
PV	31	cP			4118	13511,158	3300	10827,3	3800	12467,8	7	5,920	8,5
YP	17	lb/100ft^2			4592,2	15067,0082	4118	13511,158	4300	14108,3	7	5,920	8,5
PP	13,7	ppg			5148,2	16891,2442	4020	13189,62	4843,28	15890,80168	4,500	3,826	6
FP	17,2	ppg	Final MD	5148,2									
Flow rate	600	gpm											
Bx	1												

DRILLSTRING	[m]	[ft]	[in]	[m]	[ft]	[in]
Inner				Outside		
Riser parameter						
Diameter			18,75			22
Intinal Mud Level	99	324,819				
Drill Pipe 1						
Diameter						5,356
Length				3905	12813	
Drill Pipe 2						
Diameter						5
Length				157	515,117	
Bottom hole assembly						
Diameter						6,375
Length				56	183,736	
Choke Line						
Diameter			4			
Length	30,5	100,0705				

Hình 12. Thông số đầu vào của giếng khoan



Hình 13. Mối liên hệ giữa áp suất van điều áp và tốc độ bơm trong quá trình tiếp cận



Hình 14. Biểu diễn kết quả khoan MPD thành công cho đoạn thân giếng 8 1/2"

+ Trọng lượng riêng tĩnh tương đương được giữ khoảng 14 - 14,4ppg khi bơm tắt với giá trị phản áp bề mặt được bổ sung khoảng 300 - 600psi.

Hình 14 thể hiện kết quả áp dụng phương pháp MPD vào đoạn thân giếng 8 1/2". Với trọng lượng riêng dung dịch 12ppg (nhỏ hơn rất nhiều so với điểm dị thường áp suất cao 13,7ppg), việc duy trì ổn định trọng lượng riêng tuần hoàn tĩnh trong điều kiện bơm tắt và trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương trong điều kiện bơm bật giúp khoan qua đoạn thân giếng có dị thường áp suất cao dễ dàng.

4. Kết luận

Công nghệ khoan kiểm soát áp suất là giải pháp khoan sử dụng nhiều công nghệ và thiết bị đặc biệt, giúp giảm thời gian và nâng cao hiệu quả khoan. MPD cho phép loại bỏ những sự cố có thể gặp phải khi khoan trong những điều kiện tiềm ẩn nhiều rủi ro hoặc không thể thực hiện được bằng phương pháp khoan truyền thống. Phương pháp

này cho phép tăng chất lượng khoan, tăng tốc độ cơ học khoan, giảm thiểu chi phí liên quan đến thời gian phi sản xuất (NPT), cho phép khoan an toàn qua vỉa nhiệt độ cao áp suất cao, hoặc cửa sổ khoan hẹp.

Công tác xây dựng mô hình tính toán các thông số MPD cho đoạn thân giếng 8 1/2" có dị thường áp suất cao tại giếng khoan bể Cửu Long giúp quá trình khoan tới chiều sâu thiết kế an toàn và đạt hiệu quả cao. Kết quả nghiên cứu chứng minh tính khả thi về kỹ thuật, hiệu quả kinh tế khi ứng dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất tại các khu vực có điều kiện địa chất phức tạp như tầng móng nứt nẻ, điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao...

Tài liệu tham khảo

1. Deepak M.Gala, Julmar Shaun Toralde, Weatherford. *Managed pressure drilling 101: Moving beyond "It's always been done that way"*. 2011.
2. Erdem Tercan. *Managed pressure drilling techniques, equipment & applications*. Middle East Technical University. 2010.
3. Ben Gedge, Harpreet Kaur Dalgit Singh, Elsofron Bandico Refugio, Bao Ta Quoc, Nguyen Viet Bot. *Managed pressure drilling - A solution for drilling the challenging and uni-drillable well in Vietnam and South East Asia*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia. 22 - 24 October, 2013.
4. Nguyễn Khắc Long, Nguyễn Văn Thành, Trương Văn Từ, Nguyễn Văn Khương. *Nghiên cứu cơ sở xác định phản áp bề mặt trong công nghệ khoan kiểm soát áp suất*. Tạp chí Khoa học kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2015; 49: trang 13 - 17.
5. API. *Recommended practice 13D - Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids*. 2009.
6. Cuu Long JOC. *Drilling problem for well X*.
7. Ben Gedge. *Managed pressure drilling applied to manage ECD in an HPHT*

Clastic Formation in Vietnam. SPE MPD/USD ATW-Penang, Malaysia. 2011.

8. Maren Maland. *Managed pressure drilling*. Norwegian University of Science and Technology, ORGE, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. 2013.

9. Steve William Nas, Benjamin J. Gedge, Felbert Palao, Viet Bot Nguyen. *Advantages of managed pressure drilling and the recent deployment of the technology in Vietnam*. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Ho Chi Minh City, Vietnam. 1 - 3 November, 2010.

EFFICIENCY OF MANAGED PRESSURE DRILLING TECHNOLOGY FOR OIL AND GAS WELLS IN VIETNAM AND BUILDING A COMPUTING MODEL FOR DETERMINING MANAGED PRESSURE DRILLING PARAMETERS FOR WELLS IN CUU LONG BASIN

Tran Dang Tu¹, Le Vu Quan¹, Le Quoc Trung¹, Nguyen The Vinh², Nguyen Khac Long², Nguyen Anh Tuan¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: tutd@vpi.pvn.vn

Summary

Managed pressure drilling technology has been studied and widely applied in the oil and gas drilling activities. This technology enables safe execution under complex and risky conditions such as narrow drilling windows, deep water, fractured rocks, abnormal pressure and temperature, etc., in which the conventional drilling technology is not appropriate. The paper presents studies evaluating the efficiency of the managed pressure drilling method when drilling through these complicated conditions in Vietnam and building a model to calculate the managed pressure drilling parameters for wells in the Cuu Long basin under high pressure, high temperature conditions (HPHT).

Key words: Managed pressure drilling, back surface pressure, high pressure high temperature, Cuu Long basin.



NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG HỆ HÓA PHẨM HẠN CHẾ THÂM NHẬP NƯỚC VÀO GIẾNG KHAI THÁC CHO CÁC KHU VỰC CÓ NHIỀU VỈA MỎNG XEN KẸP

Phan Vũ Anh¹, Trần Xuân Quý¹, Hoàng Long¹, Ngô Hồng Anh¹, Cù Thị Việt Nga¹, Nguyễn Thị Thu Hường¹

Trần Đăng Tú¹, Lê Đình Lăng², Nguyễn Hùng Anh², Mai Thế Quyền²

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: anhpy@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Với đối tượng khai thác có nhiều tập vỉa mỏng nằm sát nhau, các tầng dầu nước đan xen, áp dụng các phương pháp ngăn cách nước cơ học truyền thống có thể bít luôn các kênh dẫn có lưu lượng dầu lớn nằm ở khu vực lân cận. Ngoài ra, các phương pháp ngăn cách nước cơ học cũng không thích hợp áp dụng đối với các tầng có độ ngập nước cao nhưng vẫn có tiềm năng cho dầu đáng kể.

Bài báo giới thiệu các phương pháp ngăn cách nước cho giếng khai thác, đồng thời trình bày một số kết quả nghiên cứu, đánh giá hệ hóa phẩm có thể ứng dụng cho các đối tượng có cấu tạo địa chất phức tạp, nhiều vỉa mỏng xen kẽ như mỏ Hải Sư Trắng và Tê Giác Trắng.

Từ khóa: Ngăn cách nước, nâng cao hiệu quả khai thác, cải thiện độ thấm tương đối, giảm độ thấm chọn lọc, gel nội vỉa, Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng.

1. Giới thiệu

Ngăn cách nước chọn lọc bằng phương pháp hóa học là một trong các biện pháp thích hợp đối với giếng khai thác đồng thời từ nhiều vỉa sản phẩm. Khác với các hệ gel đóng rắn có tác dụng ngăn cách hoàn toàn vỉa sản phẩm, hệ gel dùng cho ngăn cách nước chọn lọc thường là bán rắn. Phương pháp này thường được gọi là giảm độ thấm chọn lọc (disproportionate permeability reduction) hoặc thay đổi độ thấm tương đối dầu/nước (relative permeability modification). Khái niệm này xuất hiện trên cơ sở một số loại polymer hoặc gel khi hấp phụ trên bề mặt các kênh dẫn có khả năng làm giảm độ thấm nước (K_{rw}) gấp nhiều lần so với giảm độ thấm dầu (K_{ro}). Ngăn cách nước chọn lọc bằng phương pháp hóa học được cho là phù hợp với các vỉa có cấu tạo địa chất phức tạp, gồm nhiều vỉa mỏng xen kẽ như mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng.

2. Các phương pháp ngăn cách nước

Hai nguyên nhân chính dẫn đến độ ngập nước một số giếng khai thác tăng nhanh là gia tăng cường độ bơm

nước của các giếng bơm ép liên thông và nước từ một số vỉa chứa thâm nhập vào giếng khai thác. Độ ngập nước tăng làm tăng chi phí cho hóa phẩm và năng lượng xử lý nước, giảm hiệu quả kinh tế của quá trình khai thác. Ngăn cách nước là một trong những biện pháp quan trọng nhằm đảm bảo và nâng cao hiệu quả khai thác các giếng ngập nước. Có 3 nhóm phương pháp ngăn cách nước chính đang được áp dụng hiện nay.

2.1. Nhóm phương pháp đổ cầu xi măng

Nhìn chung tại một số giếng của các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Ruby đã thử nghiệm phương pháp đổ cầu xi măng và đều cho hiệu quả. Hạn chế của phương pháp này là chỉ có thể áp dụng cho các mỏ có vỉa dày, động thái ngập nước theo xu thế từ dưới lên và chi phí cao do phải huy động giàn khoan. Phương pháp này không phù hợp đối với các vỉa ngập nước nằm bên trên. Ngoài ra, hạn chế khác của phương pháp này là không có khả năng mở vỉa lại để khai thác sau này.

2.2. Nhóm phương pháp sử dụng straddle packer

Ưu điểm của phương pháp sử dụng straddle packer là khá cơ động và có thể ngăn cách các tập nước nằm giữa các vỉa dầu, khí. Phương pháp này có thể áp dụng cho các mỏ có nhiều tập vỉa xen kẽ nằm tương đối xa nhau.

Khi áp dụng phương pháp này cho các tập nước nằm sát các vỉa cho dầu, có thể vô tình bít luôn các vỉa chứa dầu. Phương pháp này không thích hợp xử lý các vỉa nhiều nước nhưng vẫn đóng góp sản lượng dầu đáng kể. Ngoài ra phải kể đến rủi ro trong công tác hoàn thiện giếng và vận hành thiết bị.

2.3. Nhóm phương pháp ngăn cách nước hóa học

Một số phương pháp hóa học đã được thử nghiệm tại mỏ Bạch Hổ nhưng đều chưa thành công do các nguyên nhân như nhiệt độ vỉa cao, cấu tạo địa chất phức tạp với nhiều vỉa mỏng và có mức độ bất đồng nhất cao, hệ hóa phẩm sử dụng chưa phù hợp. Ngoài ra, chưa có các nghiên cứu, đánh giá chi tiết về đặc trưng vỉa chứa, điều kiện khai thác, cơ chế và mức độ phù hợp của hệ hóa phẩm cho các mỏ tại Việt Nam trước khi áp dụng thử nghiệm.

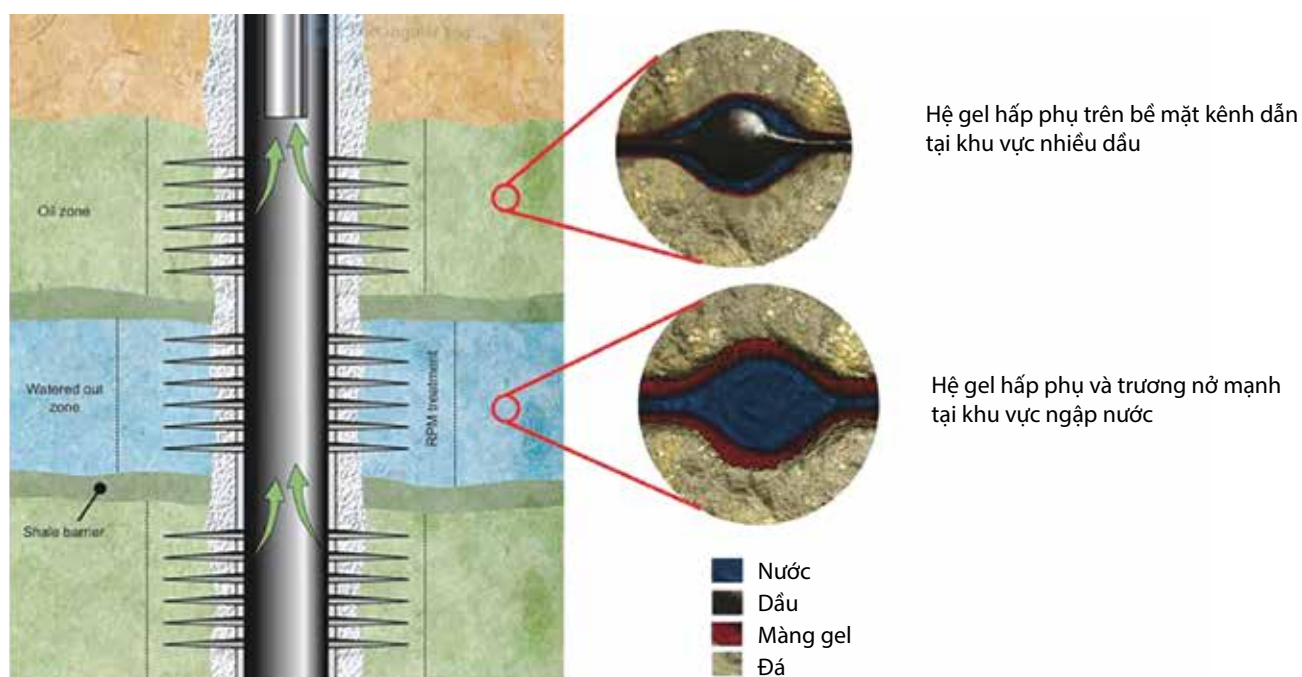
Có thể hiểu, ngăn cách nước bằng phương pháp hóa học là quá trình áp dụng các hệ hóa phẩm để ngăn ngừa hoặc hạn chế sự thâm nhập của nước vào giếng khai thác từ đó làm giảm độ ngập nước của giếng. Về cơ bản các hệ hóa phẩm ngăn cách nước dùng cho giếng khai thác là các hệ tạo gel trong điều kiện vỉa hoặc vùng cận đáy giếng. Dựa trên cơ chế tác động, các hệ hóa phẩm tạo gel dùng cho giếng khai thác được chia thành hai loại: ngăn cách không chọn lọc và ngăn cách chọn lọc.

Đối với ngăn cách không chọn lọc, tương tự như các hệ lải dòng dùng cho giếng bơm ép, hệ hóa phẩm ban đầu có độ nhớt tương đối thấp được dễ dàng bơm đẩy

vào giếng khai thác và thâm nhập vào các tầng khác nhau. Dưới tác động của nhiệt độ vỉa phản ứng tạo gel sẽ diễn ra, đông rắn, bít nhét và ngăn cách toàn bộ vỉa sản phẩm. Sau khi nước được ngăn cách hoàn toàn, vỉa sẽ được mở lại ở những khu vực có dầu thích hợp. Trên thực tế, phương pháp ngăn cách không chọn lọc còn có thể dùng cho công tác hủy giếng để đảm bảo an toàn môi trường sau khi đã dùng khai thác. Hầu hết các thử nghiệm ngăn cách nước bằng phương pháp hóa học được tiến hành tại mỏ Bạch Hổ đến nay đều là ngăn cách không chọn lọc.

Khác với các hệ gel đông rắn, ngăn cách hoàn toàn vỉa sản phẩm, hệ gel dùng cho ngăn cách nước chọn lọc thường là bán rắn. Cơ chế chính của các hệ gel sử dụng trong ngăn cách nước chọn lọc được minh họa như Hình 1.

Sau khi được bơm đẩy vào giếng, hệ tạo gel ban đầu (có độ nhớt thấp) sẽ thâm nhập vào tất cả các tập vỉa kể cả vỉa chứa nước lẫn dầu (nếu không có packer chặn). Giếng được đóng khoảng 24 giờ để quá trình tạo gel diễn ra hoàn toàn. Tiếp đến là quá trình gọi dòng giúp kéo hết hóa phẩm dư thừa ra khỏi giếng. Tại những kênh chỉ có nước, màng gel trương nở mạnh và thu hẹp kênh dẫn đáng kể giúp hạn chế nước thâm nhập vào giếng khai thác. Tại những kênh nhiều dầu (% nước rất nhỏ), màng gel vẫn tạo ra nhưng mỏng hơn nhiều. Như vậy màng gel sẽ tạo ra ở vùng cận đáy giếng tại tất cả các tập vỉa nhưng độ dày mỏng khác nhau tùy vào tỷ lệ dầu/nước. Tỷ lệ dầu/nước càng lớn, màng gel tạo ra càng mỏng và ngược lại. Thêm vào đó, lớp màng hấp phụ trên bề mặt còn giúp các



Hình 1. Minh họa cơ chế tác động của hệ gel ngăn cách nước chọn lọc

kênh dẫn tại vùng cận đáy giếng trở nên dính ứ nước hơn. Ngoài cơ chế như trên, một số cơ chế giúp giảm độ thấm chọn lọc khác cũng được nghiên cứu và công bố như:

- Hiệu ứng co xẹp khi tiếp xúc với dầu và trương nở khi tiếp xúc với nước [1];
- Cơ chế ảnh hưởng trọng trường [2];
- Hiệu ứng ngăn/giọt gel [3];
- Hiệu ứng dính ứ [4, 5];
- Hiệu ứng bôi trơn [6];
- Lực mao dẫn và độ dẻo gel [7];
- Biến dạng gel hoặc khử nước [8];
- Ngăn trở nhờ hấp phụ polymer [9];
- Cơ chế con đường riêng biệt [10];
- Rửa trôi polymer và giảm tính linh động của nước vỉa [7].

Còn rất nhiều tranh cãi về cơ chế giảm độ thấm chọn lọc của các hệ gel, nhưng nhiều kết quả đánh giá trên mô hình dòng chảy đa pha và thử nghiệm thực tế đã minh chứng hiệu quả thực sự của phương pháp này.

2.4. Lựa chọn đối tượng phù hợp cho ngăn cách nước chọn lọc bằng phương pháp hóa học

- Ngăn cách nước chọn lọc không phù hợp đối với các giếng chỉ khai thác tại duy nhất một vỉa dầu (cả nước và dầu đều khai thác từ một vỉa duy nhất). Khi đó hệ gel tạo ra chắc chắn sẽ thu hẹp kênh dẫn. Độ thấm nước giảm nhưng độ thấm dầu cũng giảm đáng kể, dẫn đến giảm sản lượng dầu [11].

- Các đối tượng phù hợp cho ngăn cách chọn lọc thường đang khai thác tại nhiều tập vỉa đồng thời, có nhiều vỉa mỏng xen kẽ.

- Ngăn cách nước chọn lọc thích hợp cho các giếng có các vỉa chứa dầu và nước cần ngăn cách không liên hệ với nhau về mặt thủy động học. Đối với trường hợp các

vỉa có liên hệ về thủy động học thì ngăn cách nước chọn lọc có thể có tác dụng trong ngắn hạn.

- Ngăn cách nước chọn lọc có thể có tác dụng với các đối tượng đang khai thác có mức độ ngập nước hiện tại cao, tốc độ ngập nước nhanh tuy nhiên trữ lượng dầu vẫn còn nhiều.

3. Đặc điểm địa chất, khai thác và hiện trạng ngập nước mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng

3.1. Mỏ Tê Giác Trắng

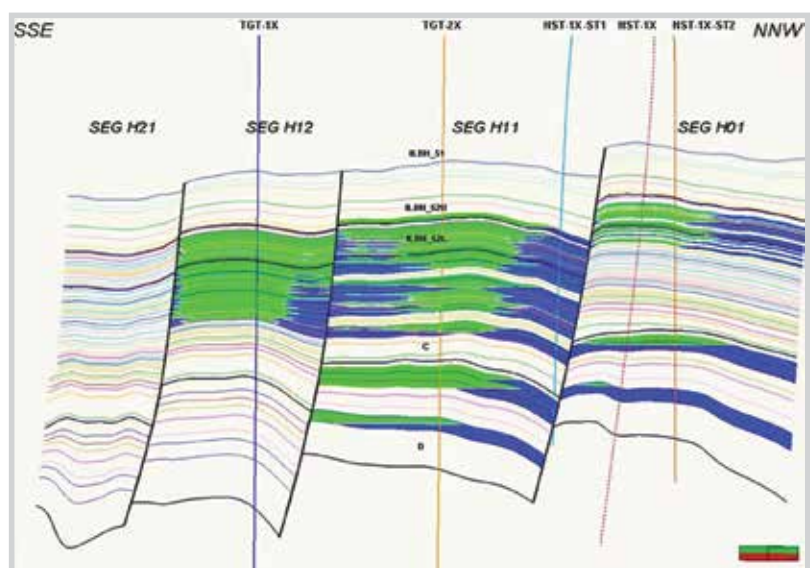
Đặc điểm địa chất và hiện trạng khai thác: Mỏ Tê Giác Trắng nằm ở phía Bắc của Lô 16-1, nằm cách Tp. Vũng Tàu 100km về phía Đông Nam, cách mỏ Bạch Hổ 20km và cách mỏ Rạng Đông 35km.

Nét đặc trưng của tầng chứa dầu mỏ Tê Giác Trắng là hệ thống chứa đa tầng với các vỉa cát chứa dầu mỏng có chiều dày khoảng 2 - 7m và lên tới 71 vỉa, trong đó:

- 6 tập vỉa: Miocene 5.1;
- 13 tập vỉa: Miocene 5.2 trên;
- 31 tập vỉa: Miocene 5.2 dưới;
- 17 tập vỉa: Oligocene C;
- 4 tập vỉa: Oligocene D.

Trong 71 tập vỉa có một số vỉa chứa gần kề nhau, liên thông về mặt thủy động lực học. Mỏ được phân chia thành 43 hệ thống thủy lực và gần như không có sự liên thông theo chiều thẳng đứng. Nhiệt độ vỉa nằm trong khoảng 80 - 110°C đối với Miocene và 100 - 120°C đối với Oligocene.

Mỏ Tê Giác Trắng được đưa vào khai thác từ năm 2011 với tổng số giếng hiện có là 34. Sản lượng hiện nay là 17.000 thùng, hệ số thu hồi 21%. Tuy mới đưa vào khai thác hơn 8 năm nhưng độ ngập nước trung bình hiện nay đã lên đến 83% (Hình 2).



Hình 2. Phân bố các tập vỉa mỏ Tê Giác Trắng theo độ sâu

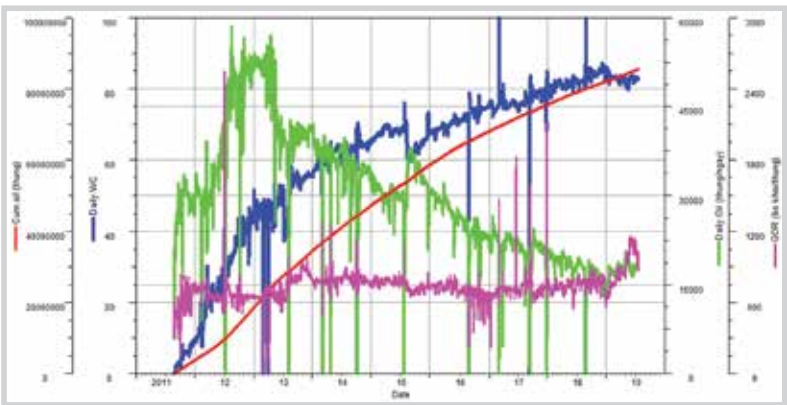
Các biện pháp ngăn cách nước đã tiến hành: Tại mỏ Tê Giác Trắng đã tiến hành 3 lần xử lý ngăn cách nước và đều bằng phương pháp straddle packer. Kết quả cho thấy các xử lý tại giếng H1-2P và H1-7P hiệu quả và sản lượng gia tăng tương ứng là 350 và 900 thùng dầu/ngày. Xử lý ngăn cách nước tại giếng H1-1P không hiệu quả do trong quá trình xử lý đã ngăn được một số vỉa có sản lượng nước cao nhưng chính những vỉa đó lại đóng góp đáng kể vào sản lượng dầu của giếng. Như vậy, bất những vỉa có lưu lượng nước cao nhưng vẫn cho dòng dầu đáng kể vô hình chung lại làm giảm hiệu quả khai thác của giếng. Đây cũng là một trong những nhược điểm của phương pháp straddle packer.

3.2. Mỏ Hải Sư Trắng

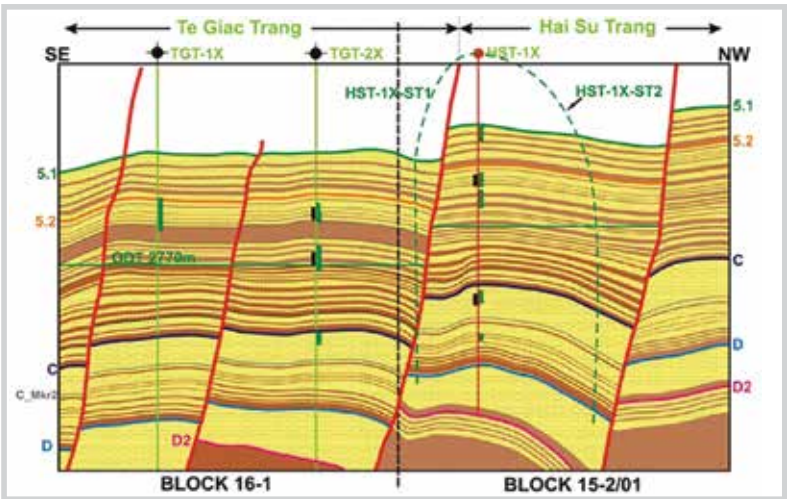
Đặc điểm địa chất và hiện trạng khai thác: Mỏ Hải Sư Trắng nằm ở Trung tâm và ở phía Nam của Lô 15-2/01, nằm cách Tp. Vũng Tàu 120km về phía Đông Nam và 2,5km về phía Bắc mỏ Tê Giác Trắng.

Các vỉa chứa dầu ở mỏ Hải Sư Trắng là các tập cát kết trầm tích xếp lớp liên tục có tuổi Oligocene muộn và Miocene sớm. Kết quả xác định trữ lượng tại chỗ và thực tế khai thác chỉ ra các vỉa chứa chủ yếu của mỏ Hải Sư Trắng nằm ở Miocene dưới từ 5.2U tới 5.2L_040, ngoại trừ các vỉa 5.2U_080 và 5.2U_090 do có độ bão hòa nước khá cao.

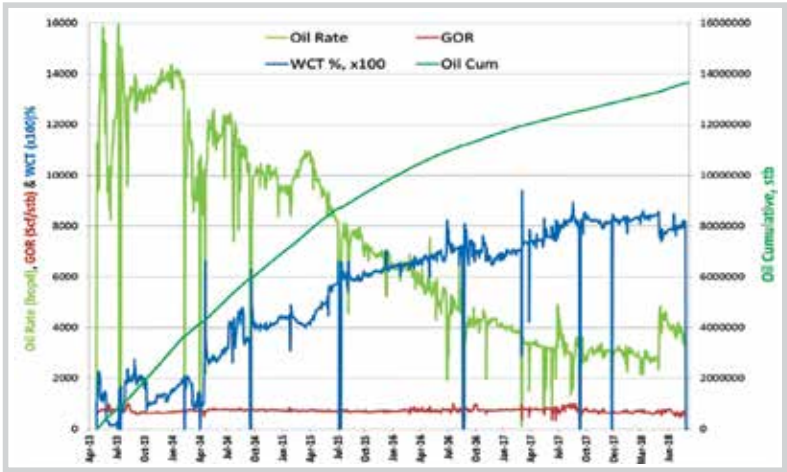
Mỏ Hải Sư Trắng mới được đưa vào khai thác từ năm 2013. Từ lúc mới đưa vào khai thác đến nay, sản lượng dầu giảm từ khoảng 14.000 thùng/ngày xuống 3.800 thùng/ngày. Hệ số thu hồi khoảng 23%. Tuy mới đưa vào khai thác nhưng độ ngập nước đã lên đến 82%.



Hình 3. Động thái khai thác mỏ Tê Giác Trắng



Hình 5. Động thái khai thác mỏ Hải Sư Trắng



Hình 4. Phân bố các vỉa mỏ Hải Sư Trắng theo độ sâu

Bảng 1. Thống kê xử lý ngăn cách nước tại mỏ Tê Giác Trắng

Năm sửa chữa	Tên giếng	Tình trạng giếng				
		Độ ngập nước ban đầu (%)	Độ ngập nước sau xử lý (%)	Sản lượng trước xử lý (thùng/ngày)	Sản lượng sau xử lý (thùng/ngày)	Lượng dầu gia tăng (thùng)
2014	H1-2P	80	68	1.650	2.000	350
2015	H1-7P	90	72	1.100	2.000	900
2014	H1-1P	80	90	1.800	1.100	-700



Các biện pháp ngăn cách nước đã tiến hành: Tính đến nay tại mỏ Hải Sư Trắng chưa tiến hành các biện pháp ngăn cách nước nào. Tuy nhiên cũng như mỏ Tê Giác Trắng, cấu tạo địa chất của mỏ Hải Sư Trắng cũng phức tạp và gồm nhiều vỉa mỏng xen kẽ không thích hợp với những phương pháp ngăn cách nước cơ học truyền thống.

Nhận xét chung về đặc điểm địa chất và hiện trạng khai thác tại mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng:

Kết quả phân tích cấu tạo địa chất và các thông số vỉa cũng như hiện trạng khai thác cho thấy các mỏ Hải Sư Trắng và Tê Giác Trắng đều mới đưa vào khai thác nhưng độ ngập nước tăng nhanh, ảnh hưởng đáng kể đến hiệu quả khai thác. Ngoài ra, 2 mỏ này đều có các đối tượng khai thác khá phức tạp, gồm nhiều vỉa mỏng, dầu nước đan xen. Một số vỉa có lưu lượng nước khai thác lớn, đồng thời cũng đóng góp đáng kể vào sản lượng dầu của giếng. Với thực trạng như vậy, các phương pháp ngăn cách nước cơ học truyền thống không thể cho hiệu quả cao. Tuy nhiên, có thể nhận thấy nhiều đối tượng của mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng đều phù hợp với các tiêu chí áp dụng phương pháp ngăn cách nước chọn lọc bằng hóa phẩm. Trên cơ sở đó nhóm tác giả đã đề xuất “Nghiên cứu chế tạo hệ chất tạo gel bền nhiệt nhằm giảm độ ngập nước tại các vỉa xen kẽ giếng khai thác dầu khí”.

4. Kết quả nghiên cứu

Để đảm bảo hiệu quả hạn chế nước thâm nhập và nâng cao hiệu quả khai thác, hệ hóa phẩm tạo gel cho ngăn cách chọn lọc phải thỏa mãn các tiêu chí sau:

- Thời gian tạo gel trong điều kiện vỉa hợp lý (8 - 24 giờ);
- Gel tạo ra bền trong điều kiện vỉa (chịu nhiệt, áp suất, tương thích với các lưu thể và đất đá vỉa);
- Gel tạo ra có khả năng hấp phụ lên bề mặt kênh dẫn và cải thiện tính dính ướt nước của kênh;
- Gel tạo ra có hiệu quả cao trong việc giảm độ thấm nước nhưng không ảnh hưởng nhiều đến độ thấm dầu;
- Hệ hóa phẩm lựa chọn phải thân thiện môi trường và có tính kinh tế khi sử dụng.

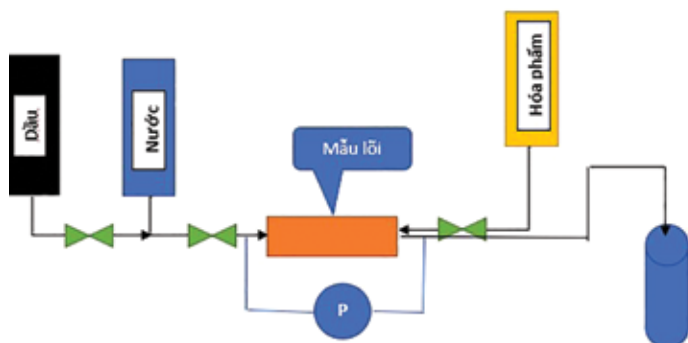
Dựa trên các tiêu chí trên và trên cơ sở tổng hợp các tài liệu chuyên ngành, cũng như kết quả nghiên cứu đánh giá các yếu tố ảnh hưởng tới quá trình tạo gel, thời gian tạo gel, độ bền gel, tính tương hợp của hệ hóa phẩm với lưu thể và đất đá vỉa, nhóm tác giả đã đề xuất hệ hóa phẩm với thành phần chính 0,92% khối lượng polymer tan trong nước có phân tử khối thấp, 0,53% khối lượng



Hình 6. Vị trí khoan cắt mẫu lõi mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng

Bảng 2. Tính chất các mẫu lõi được sử dụng trong thí nghiệm trên mô hình vỉa

TT	Giếng	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Độ bão hòa nước dư (%)	Thể tích rỗng (cm ³)	Độ rỗng (%)	Độ thấm khí (mD)
1	TGT-6X	5,28	3,8	32,5	13,26	19,58	117,8
2	TGT-6X	5,02	3,9	21,03	13,43	22,69	591,8
3	TGT-6X	5,48	3,75	17,6	13,77	22,67	1100
4	HST-1X	5,18	3,88	26,9	13,31	22,58	451,8
5	HST-1X	5,21	3,9	34,03	13,19	22,59	646,1

**Hình 7.** Sơ đồ thí nghiệm đánh giá hệ hóa phẩm trên mô hình vỉa

organosilane, 15% khối lượng chất hoạt động bề mặt và 0,6% khối lượng phụ gia làm giảm thời gian tạo gel trong dung môi phân cực cho ngăn cách nước chọn lọc đối với các mỏ có nhiều vỉa xen kẽ như mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng.

Hiệu quả của hệ hóa phẩm đã được đánh giá trên mô hình vật lý vỉa với các mẫu lõi có độ thấm từ thấp, trung bình đến cao của mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng được khoan cắt tại các vị trí khác nhau (Hình 6). Thông số các mẫu lõi được trình bày ở Bảng 2.

Sơ đồ quy trình thực hiện đánh giá hiệu quả hệ tạo gel được thể hiện ở Hình 7.

Quy trình đánh giá hệ hóa phẩm trên mô hình chi tiết như sau:

- Bão hòa dầu cho mẫu lõi và nâng nhiệt lên nhiệt độ vỉa (110°C);
- Bơm ép nước qua mẫu theo chiều thuận để tạo dầu dư. Thể tích bơm qua mẫu ít nhất là 3 PV (nhằm đạt được sự phân bố đồng đều của các pha trong mẫu). Theo dõi và ghi lại động thái thay đổi áp suất, chênh áp, lượng nước theo thời gian trong suốt quá trình bơm ép;
- Xác định độ thấm của nước ở dầu dư trước khi xử lý gel Kn¹;
- Bơm ép dầu qua mẫu theo chiều thuận với thể tích bơm ít nhất là 3 PV. Theo dõi và ghi lại động thái thay đổi áp suất, chênh áp, lượng dầu theo thời gian trong suốt quá trình thí nghiệm;
- Xác định độ thấm của dầu (ở nước dư + nước bơm ép

dư) trước khi xử lý gel Kd¹;

- Bơm ép nước theo chiều thuận (pre-flush) cho đến khi mẫu ngập nước hoàn toàn (không còn dầu ở đầu ra của mẫu và chênh áp ổn định);
- Bơm ép chất tạo gel theo chiều ngược ở tốc độ 3m/ngày (3 PV);
- Giam mẫu ở điều kiện vỉa trong 24 giờ để quá trình tạo gel diễn ra hoàn toàn trong mẫu;
- Bơm ép nước vào mẫu theo chiều thuận để đẩy phần gel tự do ra khỏi mẫu (phần gel không bám dính lên bề mặt của đá) với tốc độ bơm 3m/ngày. Thể tích bơm qua mẫu ít nhất là 3 PV. Ghi lại động thái thay đổi áp suất, chênh áp, lượng dầu/nước bơm vào và đẩy ra theo thời gian;
- Xác định độ thấm của nước theo chiều thuận sau khi xử lý gel Kn²;
- Bơm ép dầu qua mẫu theo chiều thuận (3 PV);
- Xác định độ thấm dầu theo chiều thuận sau khi xử lý gel Kd² (ở dầu dư);
- Kết thúc thí nghiệm, đóng van vào và ra của bộ giữ mẫu, hạ nhiệt độ, áp suất của bộ giữ mẫu về điều kiện phòng, tháo mẫu ra khỏi bộ giữ mẫu và làm sạch thiết bị và các dụng cụ thí nghiệm theo quy định.

Kết quả đánh giá hệ tạo gel trên 3 mẫu lõi của các giếng tại mỏ Tê Giác Trắng cho thấy sau khi xử lý bằng hệ tạo gel, cả 3 mẫu đều giảm độ thấm nước mạnh. Chi tiết kết quả thí nghiệm được trình bày ở Bảng 3.

Có thể nhận thấy đối với các mẫu lõi có độ thấm ban đầu càng thấp, hiệu quả làm giảm độ thấm nước của hệ tạo gel càng cao. Tại mẫu lõi có độ thấm khí ban đầu 117,88mD, hệ số phục hồi độ thấm nước chỉ có 13,8%. Động thái thay đổi chênh áp và độ thấm dầu và nước của mẫu lõi trên được thể hiện ở Hình 8 và 9.

Đồng thời đối với mẫu lõi này, màng gel tạo ra cũng làm giảm độ thấm dầu nhiều nhất (8,42%). Đối

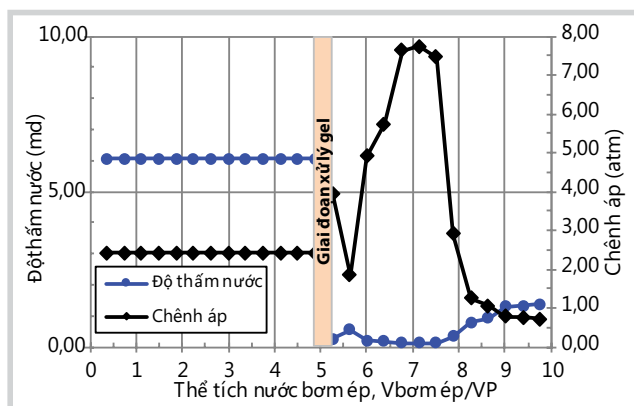


Bảng 3. Kết quả đánh giá hệ tạo gel trên mô hình vật lý với các mẫu lõi của các giếng tại mỏ Tê Giác Trắng

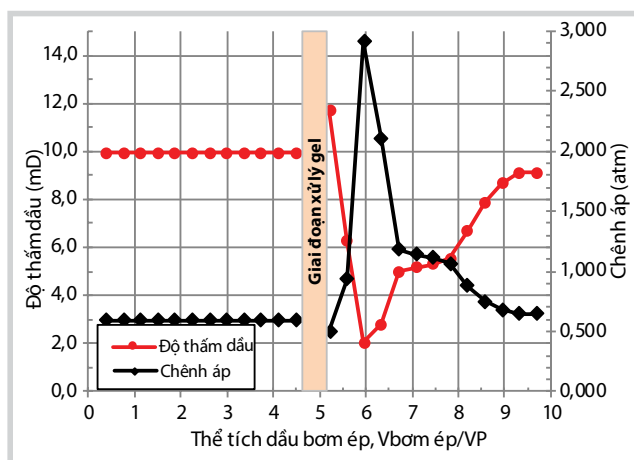
TT	Giếng	Độ thấm khí (mD)	Độ rỗng (%)	Độ thấm nước			Độ thấm dầu		
				Ban đầu (mD)	Sau xử lý (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm (%)	Ban đầu (mD)	Sau xử lý (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm (%)
1	TGT-6X	117,880	19,58	6,1	0,8	13,8	10,1	9,2	91,58
2	TGT-6X	591,837	22,692	56,8	19,7	34,67	152,2	150,6	98,97
3	TGT-6X	1100,558	22,678	113,6	69,2	60,93	312,5	307,6	98,43

Bảng 4. Kết quả đánh giá hiệu quả của hệ tạo gel trên các mẫu lõi của các giếng tại mỏ Hải Sư Trắng

TT	Giếng	Độ thấm khí (mD)	Độ rỗng (%)	Độ thấm nước			Độ thấm dầu		
				Ban đầu (mD)	Sau xử lý (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm (%)	Ban đầu (mD)	Sau xử lý (mD)	Hệ số phục hồi độ thấm (%)
1	HST-1X	451,820	22,13	55,9	32,1	57,45	54,2	52,6	97,06
2	HST-1X	646,166	22,591	74,1	22,1	29,85	39,9	38,2	95,65



Hình 8. Động thái chênh áp và thay đổi độ thấm nước của mẫu lõi giếng TGT-6X (117,88mD) trước và sau khi xử lý bằng hệ tạo gel



Hình 9. Động thái chênh áp và thay đổi độ thấm dầu của mẫu lõi giếng TGT-6X (117,88mD) trước và sau khi xử lý bằng hệ tạo gel

với mẫu lõi còn lại có độ thấm ban đầu cao, độ thấm dầu chỉ giảm gần 2%. Có thể giải thích hiện tượng trên như sau: tại những kênh dẫn nhỏ, mặc dù màng gel tạo ra làm tăng tính dính ướt của đất đá nhưng đồng thời cũng thu hẹp đáng kể tiết diện kênh dẫn nên chung quy vẫn làm giảm đáng kể độ thấm dầu. Đồng thời với độ dày lớp màng như được tạo ra ở các kênh dẫn nhỏ, đối với các kênh dẫn lớn

lại không làm thay đổi tiết diện đáng kể nên độ thấm dầu thay đổi không nhiều. Về mặt lý thuyết đối với các mẫu lõi có độ thấm tốt, trong trường hợp lớp màng gel tạo ra đủ mỏng, khi độ dính ướt được cải thiện đáng kể, độ thấm dầu thậm chí có thể tăng.

Kết quả đánh giá hiệu quả của hệ tạo gel trên các mẫu lõi của các giếng tại mỏ Hải Sư Trắng được thể hiện ở Bảng 4.

Hai mẫu của HST sau khi xử lý đều giảm độ thấm nước đáng kể (còn 29,85 - 57,45% so với ban đầu). Độ thấm dầu của hai mẫu giảm nhiều hơn một chút so với các mẫu của các giếng tại mỏ Tê Giác Trắng (còn 95,65 - 97,06% so với ban đầu).

5. Kết luận và kiến nghị

Trên cơ sở tổng hợp, phân tích và đánh giá các tài liệu địa chất, khai thác, nhóm tác giả đánh giá các đối tượng của mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng phù hợp áp dụng ngăn cách nước chọn lọc bằng các phương pháp hóa học. Tổ hợp dung dịch tạo gel được đề xuất phù hợp với các tiêu chí của hệ tạo gel dùng cho ngăn cách nước chọn lọc cho các đối tượng có cấu tạo địa chất và nhiều vỉa xen kẹp và điều kiện khai thác như mỏ Tê Giác Trắng và Hải Sư Trắng.

Kết quả đánh giá hiệu quả hệ tạo gel được lựa chọn trên mô hình vật lý và cho thấy hệ hóa phẩm tạo gel trên có hiệu quả cao trong việc giảm độ thấm của nước. Kết quả thử nghiệm trên mô hình vật lý tại điều kiện vỉa với các mẫu lõi có độ thấm từ thấp, trung bình và cao (từ vài chục đến vài trăm và hơn 1.000mD) của mỏ Hải Sư Trắng và Tê Giác Trắng cho thấy, sau khi xử lý bằng hệ gel, độ thấm nước các mẫu lõi đều giảm từ 1,6 tới 7,6 lần tùy vào độ thấm và rỗng ban đầu của mẫu lõi. Hệ tạo gel có làm giảm độ thấm dầu nhưng không đáng kể (từ 1,03 - 8,46%).

Tài liệu tham khảo

1. Aniello Mennella, Luisa Chiappa, Steven L.Bryant, Giovanni Burrafato. *Pore-scale mechanism for selective permeability reduction by polymer injection*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 19 - 22 April, 1998.
2. Jenn-Tai Liang, Haiwang Sun, R.S.Seright. *Why do gels reduce water permeability more than oil permeability?*. SPE Reservoir Engineering. 1995; 10(4): p. 282 - 286.
3. J.Liang, R.S.Seright. *Wall-Effect/Gel-Droplet model of disproportionate permeability reduction*. SPE Journal. 2001; 6(3): p. 268 - 272.
4. Karsten E.Thompson, H.Scott Fogler. *Pore-Level mechanisms for altering multiphase permeability with gels*. SPE Journal. 1997; 2(3): p. 350 - 362.
5. Ph.Elmkies, H.Bertin, D.Lasseux, M.Murray, A.Zaitoun. *Further investigations on two-phase flow property modification by polymers: Wettability effects*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas. 13 - 16 February, 2001.
6. A.Zaitoun, N.Kohler. *Two-phase flow through porous media: Effect of an adsorbed polymer layer*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. 2 - 5 October, 1988.
7. Jenn-Tai Liang, R.S.Seright. *Further investigations of why gels reduce water permeability more than oil permeability*. SPE Production & Facilities. 1997; 12(4): p. 225 - 230.
8. G.Paul Willhite, H.Zhu, D.Natarajan, C.S.McCool, D.W.Green. *Mechanisms causing disproportionate permeability reduction in porous media treated with chromium Acetate/HPAM Gels*. SPE Journal. 2002; 7(1): p. 100 - 108.
9. M.I.M.Darwish, P.Van Boven, H.C.Hensens, P.L.J.Zitha. *Porous media flow of oil dispersions in polymers*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1999.
10. S.Nilsson, A.Stavland, H.C.Jonsbraten. *Mechanistic study of disproportionate permeability reduction*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 19 - 22 April, 1998.
11. Robert D.Sydansk, Randall Scott Seright. *When and where relative permeability modification Water-Shutoff treatments can be successfully applied*. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 22 - 26 April, 2006.

INVESTIGATION OF IN SITU GEL FOR WATER SHUT-OFF/REDUCTION IN MULTI-ZONED PRODUCTION WELLS

Phan Vu Anh¹, Tran Xuan Quy¹, Hoang Long¹, Ngo Hong Anh¹, Cu Thi Viet Nga¹, Nguyen Thi Thu Huong¹
Tran Dang Tu¹, Le Dinh Lang², Nguyen Hung Anh², Mai The Quyen²

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietsovpetro

Email: anhvp@vpi.pvn.vn

Summary

Application of straddle packer or conventional mechanical isolations are difficult to perform for multi-zoned production wells. These methods are also not suitable for zones having high water cut and significant oil production.

This paper presents different water shutoff solutions and provides some main results of evaluation of in situ gel for relative permeability reduction, which is considered an appropriate method to reduce water production and water cut for multilayer oil fields with complicated geological structure like Hai Su Trang and Te Giac Trang.

Key words: Water shutoff, improving production efficiency, relative permeability modification, disproportionate permeability reduction, in situ gel, Hai Su Trang, Te Giac Trang.



THỊ TRƯỜNG DẦU THÔ NĂM 2019 VÀ DỰ BÁO NĂM 2020

Đoàn Tiến Quyết¹, Cao Thị Hoài Phương², Nguyễn Thu Hà¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trong năm 2020, mức giá dầu trung bình năm 2020 theo giá Brent được dự báo sẽ ở mức 62 USD/thùng. Nguồn cung dự báo sẽ tiếp tục thắt chặt với nhận định cam kết cắt giảm sản lượng của Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) và Liên bang Nga sẽ tiếp tục được kéo dài cho tới hết năm tới. Thị trường sản phẩm sẽ có nhiều biến động với cam kết cắt giảm hàm lượng lưu huỳnh đối với nhiên liệu sử dụng trong hàng hải theo Quy định của Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO) và quy định này cũng sẽ tác động đến xu hướng chuyển dịch của các dòng thương mại dầu thô. Năm 2020, khoảng 2,7 triệu thùng/ngày FO hàm lượng lưu huỳnh cao bị thay thế dầu nhiên liệu có hàm lượng lưu huỳnh thấp, lượng MGO tăng lên, dầu nhiên liệu có hàm lượng lưu huỳnh rất thấp (VLSFO) thay thế dầu nhiên liệu có hàm lượng lưu huỳnh thấp (LSFO). LNG sử dụng cho vận tải biển tăng 70% trong khoảng 2019 - 2020.

Từ khóa: Giá dầu thô, giá sản phẩm lọc dầu, cung/cầu dầu thô, dự báo, IMO 2020.

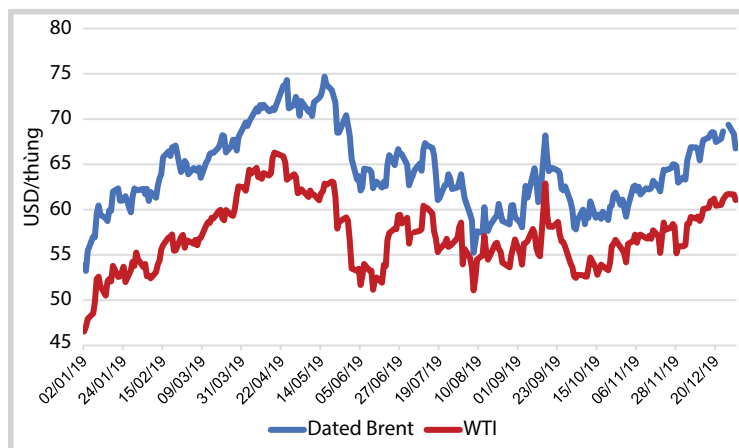
1. Diễn biến thị trường dầu thô năm 2019

Năm 2019 thị trường dầu thô được chia thành 2 giai đoạn tăng giảm giá rõ rệt. Nửa đầu năm 2019, diễn biến giá dầu khá tích cực và thuận lợi với xu hướng tăng trong suốt 6 tháng đầu năm nhưng sụt giảm vào nửa cuối năm. Trung bình năm 2019 giá Dated Brent đạt mức trung bình 64 USD/thùng và WTI đạt 57 USD/thùng (Hình 1).

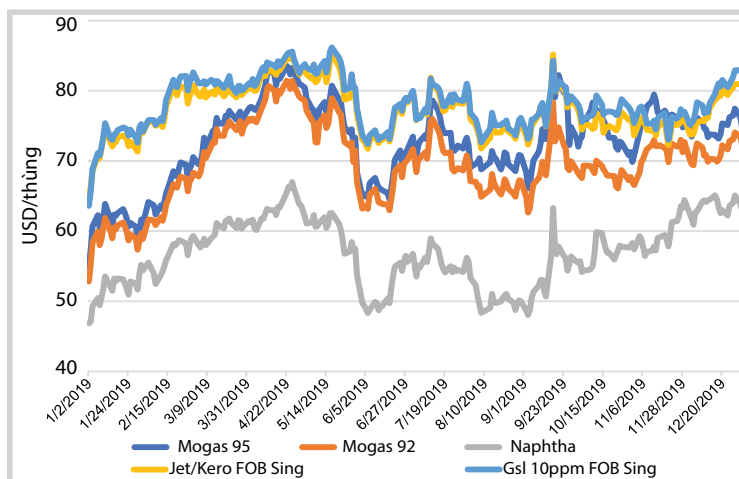
Giá sản phẩm lọc dầu diễn biến đồng pha với xu hướng giá dầu, trung bình giá xăng 95 tính tại thị trường Singapore đạt mức trung bình 72 USD/thùng, giá xăng 92 ở mức 69 USD/thùng, giá Jet/KO ở mức 77 USD/thùng (Hình 2).

Xu hướng tăng giảm giá trong năm 2019 do một số nguyên nhân cơ bản sau:

- Trong giai đoạn nửa đầu năm, xu hướng tăng giá được hỗ trợ bởi một số nguyên nhân cơ bản: Đầu năm 2 nước Mỹ và Trung Quốc tích cực đàm phán nhằm làm dịu căng thẳng thương mại kéo dài suốt năm 2018. Cùng với đó OPEC+ (OPEC và Liên bang Nga) thực hiện cam kết cắt giảm sản lượng khiến nguồn cung thắt chặt



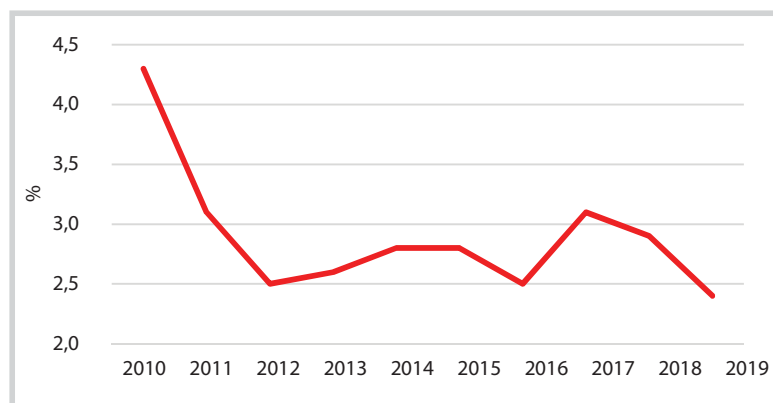
Hình 1. Biến động giá dầu thô năm 2019



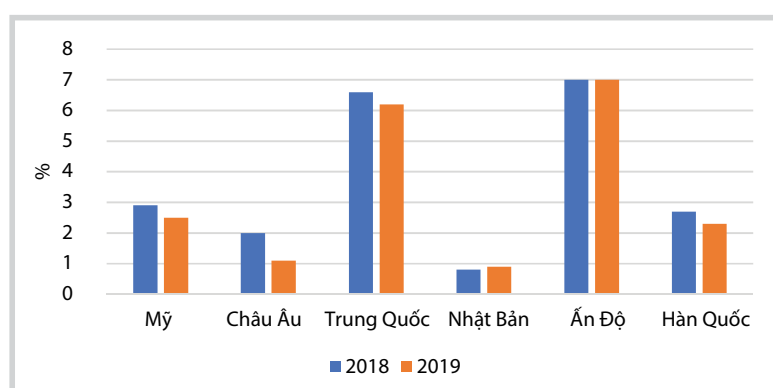
Hình 2. Diễn biến giá sản phẩm lọc dầu trên thị trường Singapore năm 2019

Ngày nhận bài: 4/12/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4 - 10/12/2019.

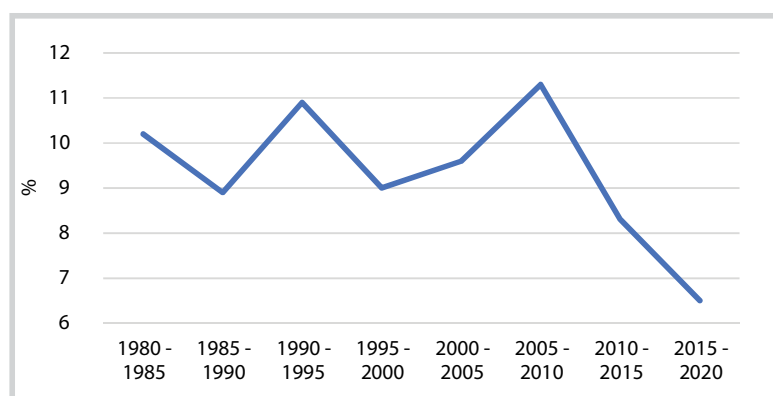
Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/12/2019.



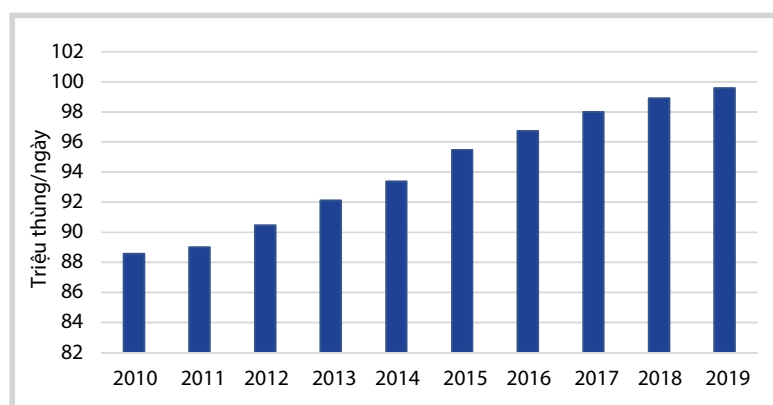
Hình 3. Tốc độ tăng trưởng GDP thế giới giai đoạn 2010 - 2019



Hình 4. Tăng trưởng GDP một số nền kinh tế lớn trong các năm 2018 và 2019



Hình 5. Thống kê tăng trưởng GDP Trung Quốc qua một số giai đoạn



Hình 6. Tổng nhu cầu dầu thô thế giới giai đoạn 2010 - 2019

đẩy giá dầu lên cao. Đi kèm diễn biến nguồn cung, sản lượng dầu thô của Iran và Venezuela xuống thấp đến mức kỷ lục bởi lệnh cấm vận từ Mỹ cũng như bất ổn chính trị trong nước.

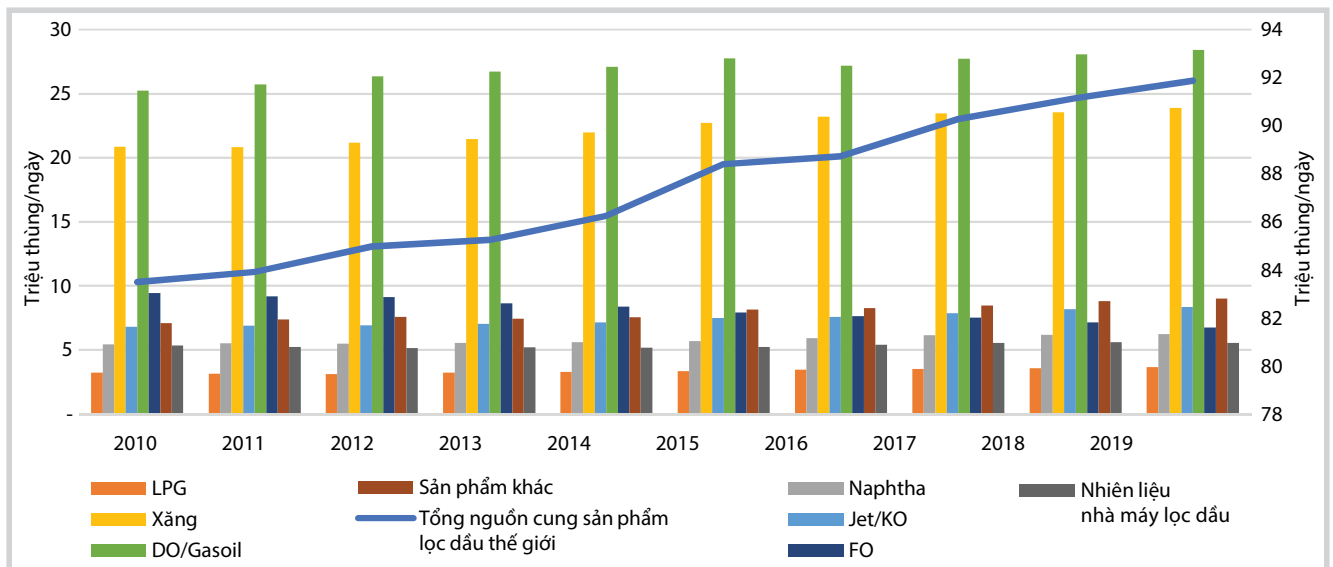
- Trong nửa cuối năm, giá dầu đi xuống bị chi phối bởi vấn đề chiến tranh thương mại sau khi Mỹ chính thức áp thuế 10% lên 300 tỷ hàng hóa nhập khẩu Trung Quốc từ 1/9/2019 bất chấp giai đoạn cuối năm một loạt vấn đề ảnh hưởng đến nguồn cung như việc sản lượng dầu của Mỹ giảm, trong tháng 9/2019, 2 cơ sở sản xuất dầu của Saudi Arabia bị tấn công. Tại thời điểm vụ việc xảy ra, giá dầu có phiên tăng kỷ lục gần 15%, giá dầu thô Brent giao tháng 11/2019 tại thị trường London tăng 8,8 USD/thùng, tương đương tăng 14,6%, chốt ở 69,02 USD/thùng.

Đây là các nhân tố, sự kiện chính khiến giá dầu lên xuống trong năm 2019. Về chi tiết, phân theo từng nhân tố có thể lý giải chi tiết biến động giá dầu do tốc độ tăng trưởng kinh tế chậm lại, chủ yếu bởi tác động chiến tranh thương mại Mỹ và Trung Quốc mà theo đó GDP toàn cầu năm 2019 dự báo sẽ chỉ chậm mức tăng 2,4%, mức thấp nhất kể từ năm 2010 (Hình 3).

Kinh tế các quốc gia đầu tàu thế giới như Mỹ, Trung Quốc, châu Âu, Hàn Quốc... đều giảm trong năm 2019 (Hình 4).

Trong đó, kinh tế Trung Quốc tăng trưởng chậm nhất trong khoảng thời gian gần 40 năm qua. Mức tăng trung bình năm 2019 dự báo chỉ ở mức 6% (Hình 5).

Kinh tế tăng trưởng ở mức thấp do ảnh hưởng chiến tranh thương mại giữa Mỹ và Trung Quốc kéo dài không chỉ khiến Trung Quốc chịu nhiều thiệt hại mà các nước tham gia chuỗi sản xuất, cung ứng sản phẩm tại thị trường Trung Quốc như Nhật Bản, Hàn Quốc cũng chịu nhiều thiệt hại. Cùng với việc Mỹ bảo hộ nền kinh tế trong nước thông qua công cụ thuế, các nước khác cũng dần định hình việc xây dựng lại hàng rào thuế nhằm đảm bảo lợi ích quốc gia, chủ nghĩa bảo hộ mậu dịch vì thế trở dậy khiến sản xuất thế giới gặp nhiều sức ép do chi phí hàng hóa gia tăng. Khủng hoảng chính trị tại Venezuela và Iran khiến tình hình



Hình 7. Tổng nhu cầu sản phẩm lọc dầu thế giới giai đoạn 2010 - 2019

các khu vực Bắc Mỹ, Trung Đông luôn đặt trong trạng thái căng thẳng. Brexit vẫn là điểm nóng đáng chú ý nhất tại khu vực châu Âu khi mà Anh muốn giành quyền tự do sau khó khăn trong việc sống chung trong mái nhà EU khiến kinh tế thế giới tràn ngập màu xám.

Bức tranh kinh tế không mấy khả quan đó đã khiến nhu cầu dầu thô năm 2019 tăng trưởng chậm lại, chỉ ở mức khoảng 0,7 triệu thùng/ngày, trong đó châu Á vẫn là khu vực có mức tăng trưởng nhiều nhất, khoảng 0,5 triệu thùng tập trung tại Trung Quốc và Ấn Độ (Hình 6).

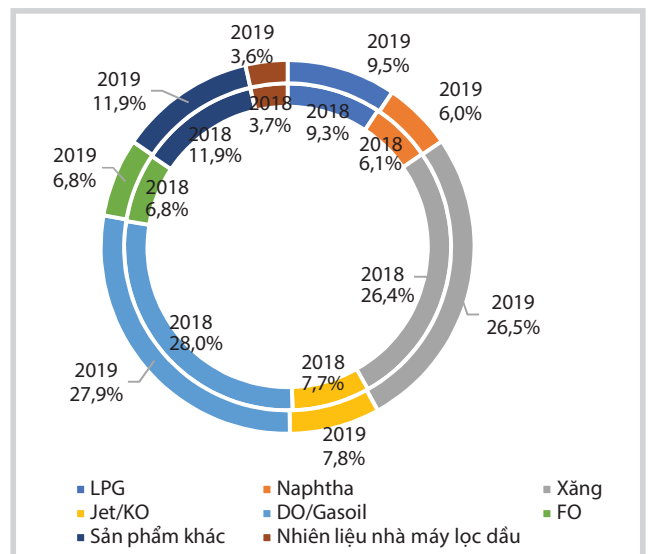
Nhu cầu dầu thô tăng trưởng thấp đồng nghĩa với nhu cầu sản phẩm cũng tăng chậm lại, tổng nhu cầu sản phẩm lọc dầu ở mức 92 triệu thùng/ngày (Hình 7).

Trong cơ cấu sản phẩm, DO chiếm tỷ trọng tiêu thụ lớn nhất nhưng giảm 0,1% so với năm 2018 ở mức 27,9%, tiêu thụ xăng tăng nhẹ 0,1% ở mức 26,5%, các sản phẩm khác tiêu thụ gần như không đổi (Hình 8).

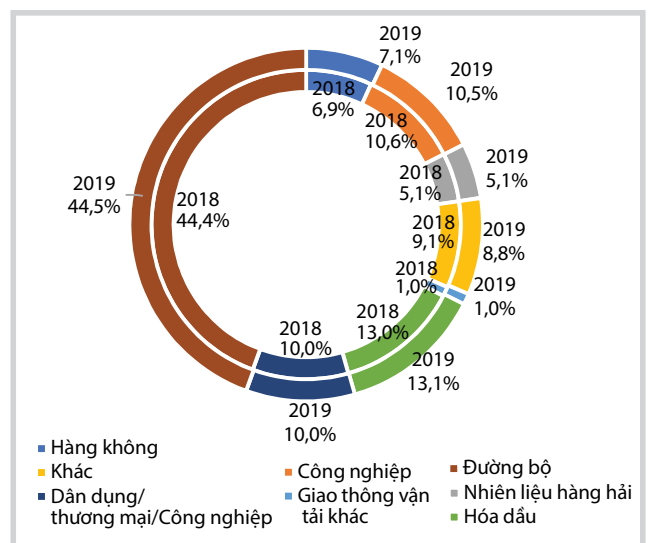
Phân chia theo lĩnh vực sản phẩm, vận tải đường bộ vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu tiêu thụ sản phẩm lọc hóa dầu tuy nhiên tốc độ tăng chậm lại do cạnh tranh từ xe điện (Hình 9).

Xét biểu đồ Hình 10 sẽ thấy sự gia tăng rất nhanh của xe điện. Trong 1 thập kỷ qua, tốc độ gia tăng lượng xe điện đều trên 40%. Năm 2019, tốc độ gia tăng xe điện rất lớn ở mức 60%, trong khi so với mức tăng phương tiện trung bình năm 2019 chỉ chưa tới 3%.

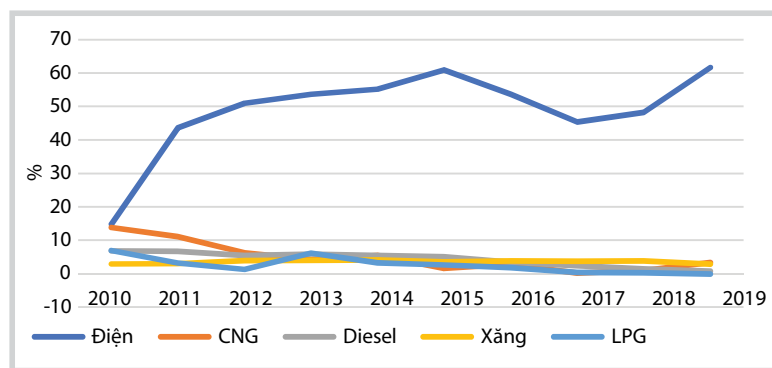
Nguồn cung dầu thô năm 2019 cũng giảm mạnh, nếu năm 2018 tốc độ tăng trưởng nguồn cung ở mức 2,5 triệu thùng/ngày thì năm 2019 con số này khoảng 0,3 triệu thùng/ngày (Hình 11).



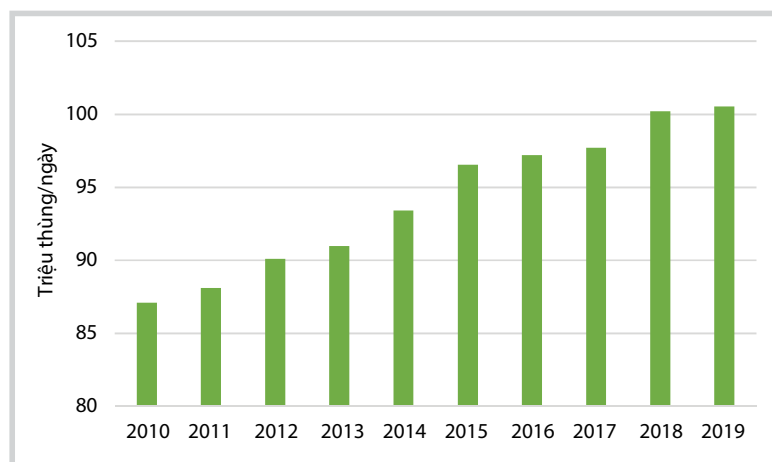
Hình 8. Cơ cấu tiêu thụ sản phẩm lọc dầu thế giới 2018 - 2019.



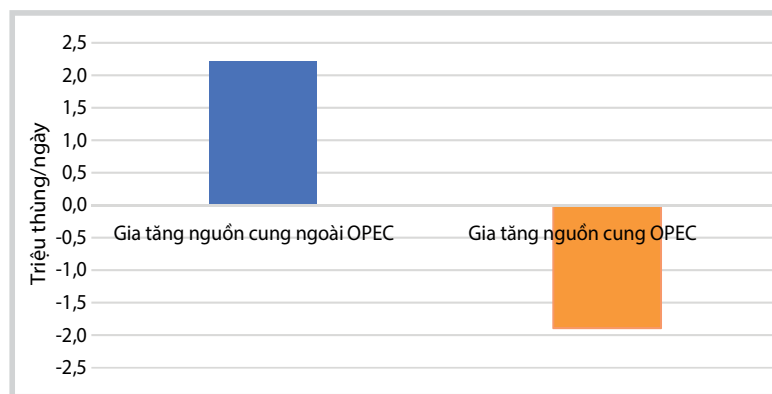
Hình 9. Tỷ lệ tiêu thụ sản phẩm lọc dầu theo lĩnh vực tiêu thụ năm 2018 và 2019



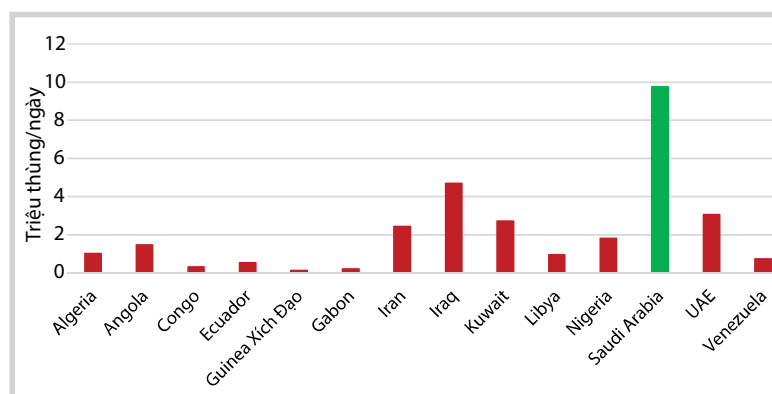
Hình 10. Tốc độ gia tăng lượng xe ô tô theo loại hình nhiên liệu giai đoạn 2010 - 2019



Hình 11. Tổng cung dầu thô thế giới giai đoạn 2010 - 2019



Hình 12. Gia tăng nguồn cung dầu thô OPEC và ngoài OPEC năm 2019 so với 2018



Hình 13. Nguồn cung dầu thô OPEC năm 2019

Nguồn cung được thắt chặt bởi nỗ lực cân bằng thị trường của OPEC+ nhằm cân bằng với sản lượng gia tăng hơn 2 triệu thùng/ngày từ Mỹ (Hình 12).

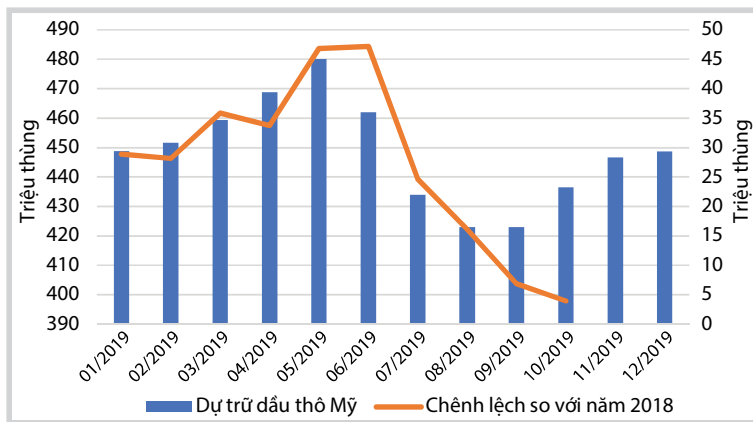
Trong năm 2019, nguồn cung dầu thô thế giới chậm lại bởi hàng loạt sự kiện, trong đó nổi bật nhất là vụ việc Saudi Arabia bị gián đoạn nguồn cung trong tháng 9 khiến một nửa sản lượng dầu thô nước này bị gián đoạn cung ứng ra thị trường. Mức cung trung bình của Saudi Arabia 2019 bám sát chặt chẽ với cam kết cắt giảm sản lượng, ở ngưỡng dưới 10 triệu thùng/ngày (Hình 13).

Trong năm 2019, điểm nổi bật về nguồn cung là tại Libya, sản lượng dầu Libya ổn định ở mức 1 triệu thùng/ngày. Nguồn cung Venezuela ở mức dưới 1 triệu thùng/ngày và Iran sau khi hết hạn miễn trừ xuất khẩu dầu năm 2018, sản lượng cung ứng ra thị trường thấp hơn 1 triệu thùng/ngày.

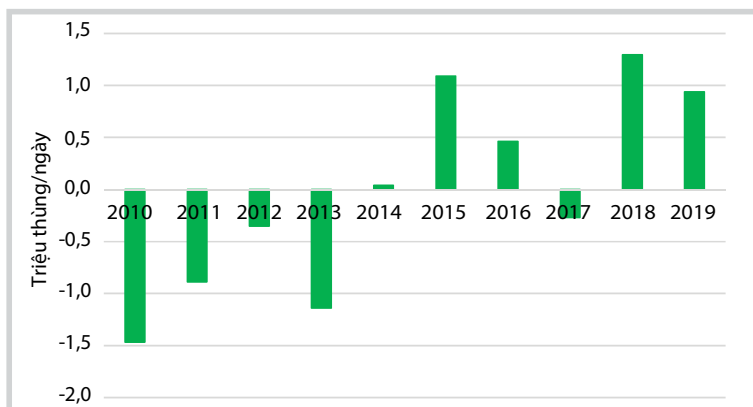
Với việc nguồn cung tương đối dồi dào cùng với giá dầu ở mức thấp hơn năm 2018, các kho dự trữ dầu của Mỹ không ngừng gia tăng lượng dự trữ. Chênh lệch dự trữ các tháng trong năm 2019 từ số liệu thống kê dự trữ dầu thô Mỹ đều cho thấy cao hơn nhiều năm 2018, cá biệt có thời điểm dự trữ dầu thô Mỹ xấp xỉ 500 triệu thùng vào thời điểm tháng 5/2019 (Hình 14).

Nhìn chung, cán cân cung - cầu vẫn nghiêng về phía dư cung, với lượng dư thừa khoảng 0,7 triệu thùng/ngày. Đây là năm thứ 2 liên tiếp lượng cung dư thừa. Mặc dù OPEC+ đã kiểm soát nguồn cung khá tốt với lượng cắt giảm đủ để thị trường không rơi vào khủng hoảng nhưng nguồn cung dầu thô của Mỹ có thể sẽ thay đổi kịch bản giá dầu bất cứ lúc nào. Nếu so sánh với tình trạng dư cung năm 2015 có thể thấy giá dầu thô vẫn đứng ở mức khá tốt, trên 60 USD/thùng (Hình 15).

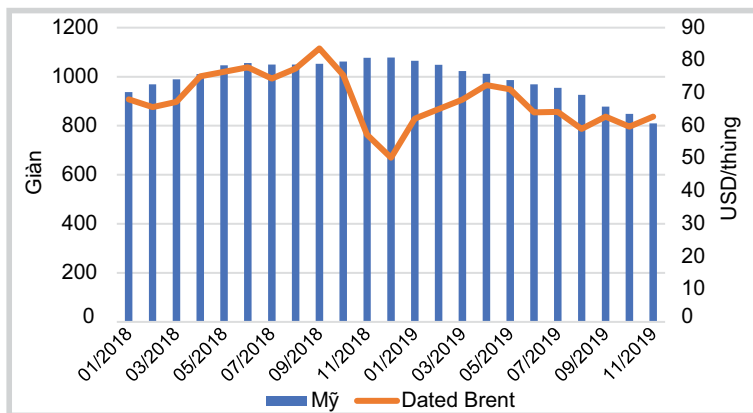
Về mặt biến động của ngành, xu hướng giảm giá dầu và nguồn cung sụt giảm thì hệ lụy đi kèm là hoạt động khoan giảm sút cũng không khó hiểu. Số lượng giàn khoan của Mỹ hoạt động trong năm 2019 giảm dần theo chuỗi thời gian bất chấp chi phí khai thác khoan cũng giảm theo. Lượng giàn khoan



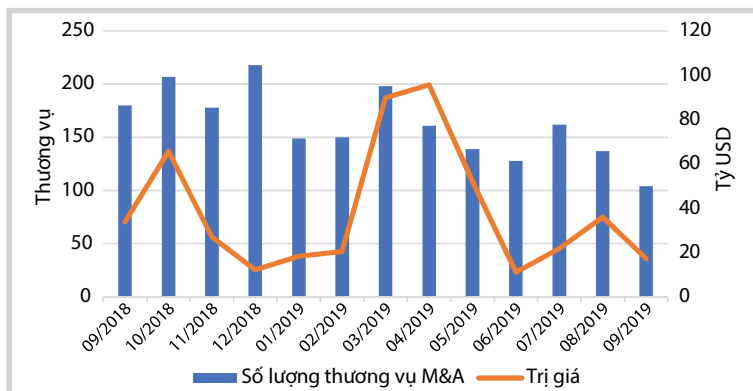
Hình 14. Biến động dự trữ dầu thô của Mỹ năm 2019



Hình 15. Chênh lệch cung - cầu dầu thô thế giới giai đoạn 2010 - 2019



Hình 16. Số lượng giàn khoan của Mỹ hoạt động trong năm 2019



Hình 17. Thống kê hoạt động mua bán sáp nhập trong ngành dầu khí 2018 - 2019

của Mỹ hoạt động ngày càng thấp từ mức 1.065 giàn đầu năm hiện còn chưa tới 900 giàn (Hình 16).

Sức hút đối với các công ty dầu khí cũng giảm dần bởi cạnh tranh ngày càng gay gắt trên thị trường trong khi giá dầu trở lại khó lường. Tháng 9/2019, giá trị các thương vụ đầu tư sáp nhập giảm 52,4% giá trị so với tháng trước đó và giảm 57,5% so với mức trung bình 12 tháng gần nhất (Hình 17).

Tháng 9 là tháng có số lượng các giao dịch MA giảm mạnh nhất xuống chỉ còn 117 giao dịch, giảm gần 40% so với mức trung bình 193 giao dịch/tháng của 12 tháng gần nhất. Về mặt giá trị, tháng 9/2019 khu vực Bắc Mỹ dẫn đầu với giá trị các thương vụ giao dịch ở mức 9,93 tỷ USD.

Cùng với đó, các công ty dầu khí tiếp tục áp dụng các công nghệ mới trong tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí nhằm giảm thiểu rủi ro trong việc ra quyết định đầu tư dự án, tăng cường số hóa nhằm mục đích gia tăng giá trị thặng dư. Theo tính toán, công nghệ số hóa mang lại giá trị thặng dư từ 5 - 10% trong cả lĩnh vực thượng nguồn và hạ nguồn. Chuyển đổi số theo tính toán có thể tạo thêm 1,6 nghìn tỷ USD.

2. Dự báo thị trường dầu thô năm 2020

Theo dự báo của các tổ chức quốc tế, giá dầu thô Brent trong năm 2020 sẽ ở mức trên 60 USD/thùng nhưng khó có khả năng vượt quá ngưỡng 70 USD/thùng. Wood Mackenzie đưa ra dự báo giá dầu thô Brent sẽ ở mức trung bình 62 USD/thùng trong năm 2020 (Hình 18).

Các dự báo giá của Wood Mackenzie dựa trên kịch bản nhu cầu tăng trưởng kinh tế thế giới sẽ không có nhiều khởi sắc trong năm 2020 với tăng trưởng kinh tế vẫn ở mức 2,4%, ngang bằng với tốc độ tăng trưởng năm 2019 (Hình 19).

Cũng theo dự báo triển vọng kinh tế, kinh tế Trung Quốc sẽ lần đầu tiên sau nhiều năm không duy trì được mức tăng trưởng 6%, dự báo tăng trưởng kinh tế sẽ chỉ còn khoảng 5% (Hình 20).

Tương tự xu hướng giá dầu, giá sản phẩm sẽ giảm tương ứng, tuy nhiên giá VLSFO sẽ tăng bởi nhu cầu lớn theo quy định IMO từ 1/1/2020. Xăng giảm nhẹ xuống khoảng 70 USD/thùng. DO 0,001%S tăng giá khoảng 3 USD/thùng trong khi đó FO dự báo giảm mạnh từ mức khoảng 60 USD/thùng như hiện nay xuống mức 45 USD/thùng năm 2020 (Hình 21).

Về cung - cầu, cán cân thị trường tiếp tục nghiêng về hướng dư cung với mức dư thừa dự báo khoảng gần 1 triệu thùng/ngày (Hình 22).

Trong đó, sản lượng của Mỹ tiếp tục tăng, khoảng 0,5 triệu thùng/ngày trong khi nguồn cung OPEC dự kiến sẽ cắt giảm tương ứng (Hình 23).

Nguồn cung dầu thô các nước OPEC dự báo sẽ tiếp tục thắt chặt với mức sản lượng cắt giảm khoảng 1 triệu thùng/ngày để cân bằng với mức sản lượng dự báo tiếp tục từ Mỹ (Hình 24).

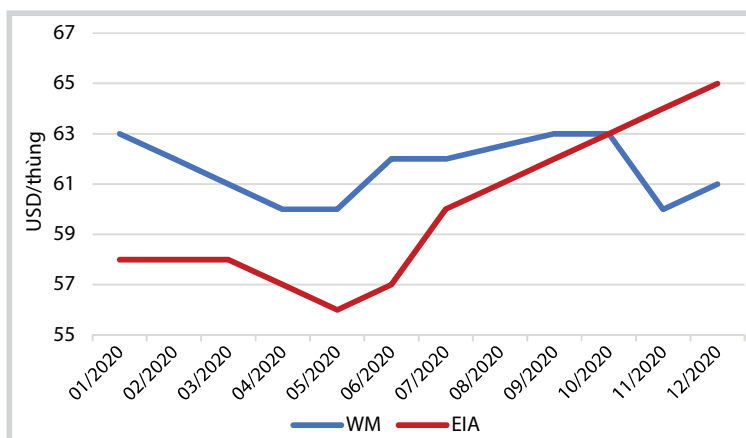
Nhu cầu dầu thô dự báo sẽ tăng tốt hơn dự báo khoảng 1,4 triệu thùng/ngày trong đó khu vực châu Á dự báo tăng khoảng 0,9 triệu thùng/ngày (Hình 25).

Khu vực châu Á chiếm khoảng 36% tổng lượng dầu thô tiêu thụ toàn cầu, trong đó riêng nhu cầu của Trung Quốc và Ấn Độ dự kiến chiếm khoảng 20 triệu thùng/ngày, tương ứng khoảng 2/3 tổng lượng tiêu thụ khu vực (Hình 26).

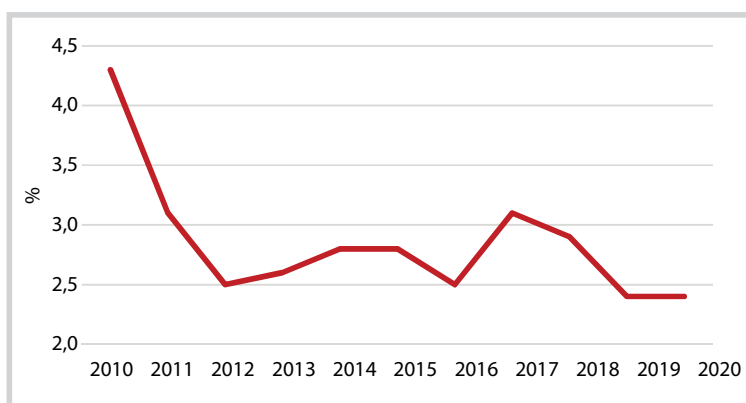
Tương ứng với mức tăng nhu cầu dầu thô, nhu cầu sản phẩm lọc dầu cũng tăng tương ứng, trong đó lượng DO giảm lớn nhất (Hình 27, 28).

Về mặt cơ cấu, gia tăng nguyên liệu trong lĩnh vực giao thông vận tải bởi tốc độ tăng phương tiện giao thông vận tải vẫn khá tốt, bất chấp lượng ô tô điện tăng trưởng trên 40% trong năm 2020 (Hình 29).

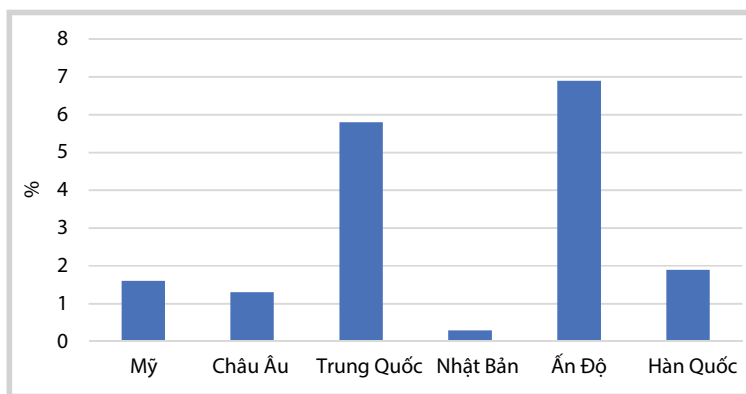
Năm 2020, thị trường sản phẩm sẽ có những thay đổi rất lớn bởi Quy định của IMO. Đây là thay đổi tác động lớn nhất đến thị trường trong năm tới, quy định tất cả các tàu phải sử dụng nhiên liệu hàng hải với hàm lượng lưu huỳnh tối đa 0,5% so với mức giới hạn hiện nay là 3,5% (Hình 30).



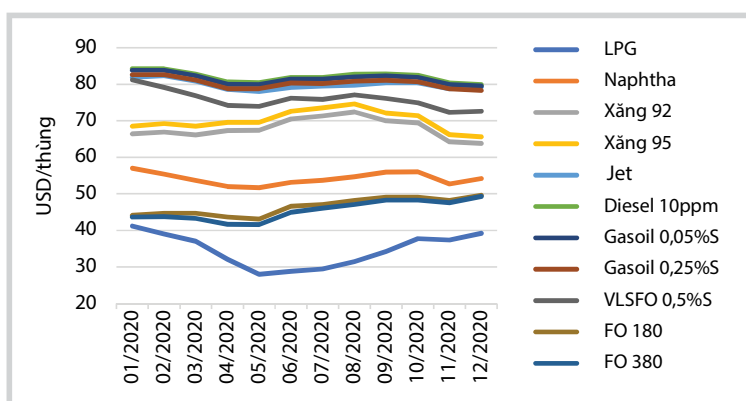
Hình 18. Dự báo giá dầu thô Brent trong năm 2020



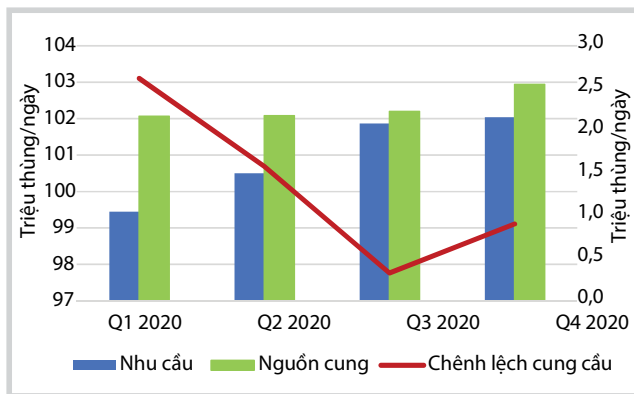
Hình 19. Tốc độ tăng trưởng GDP thế giới giai đoạn 2010 - 2019



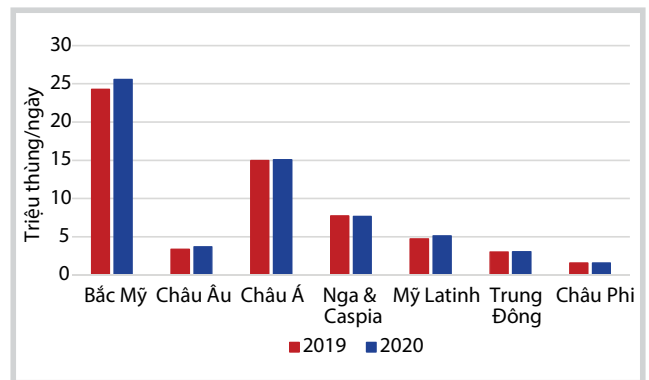
Hình 20. Dự báo GDP một số nền kinh tế lớn thế giới trong năm 2020.



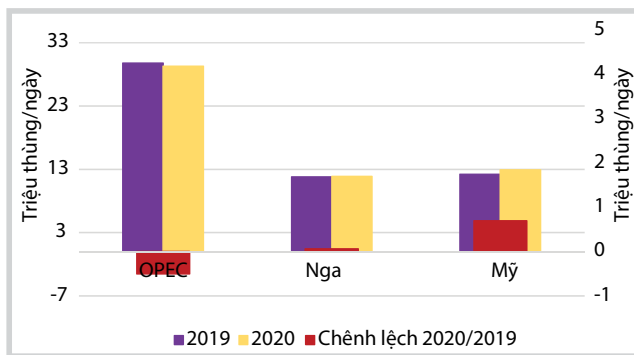
Hình 21. Dự báo giá sản phẩm lọc dầu trong năm 2020



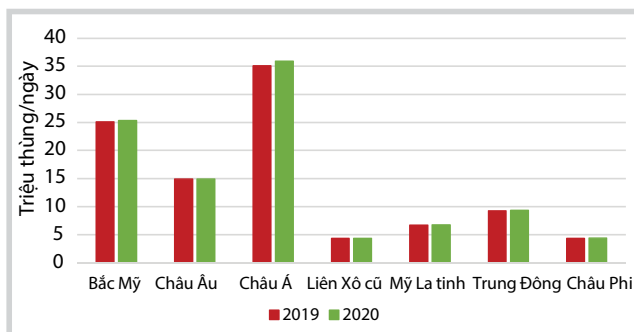
Hình 22. Dự báo cung cầu dầu thô thế giới năm 2020



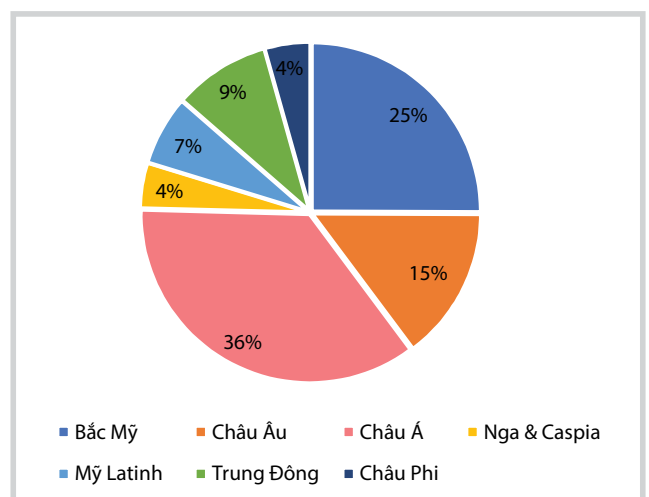
Hình 23. Nguồn cung dầu thô các nước ngoài OPEC năm 2020



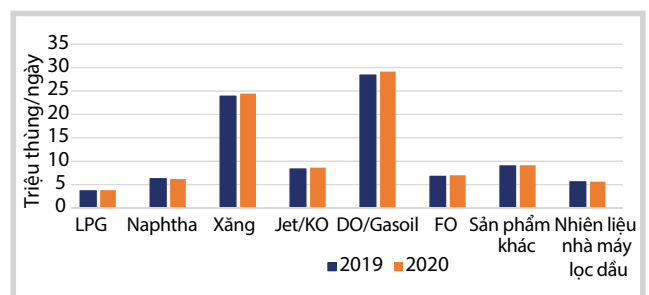
Hình 24. Dự báo sản lượng dầu thô OPEC, Nga, Mỹ năm 2020



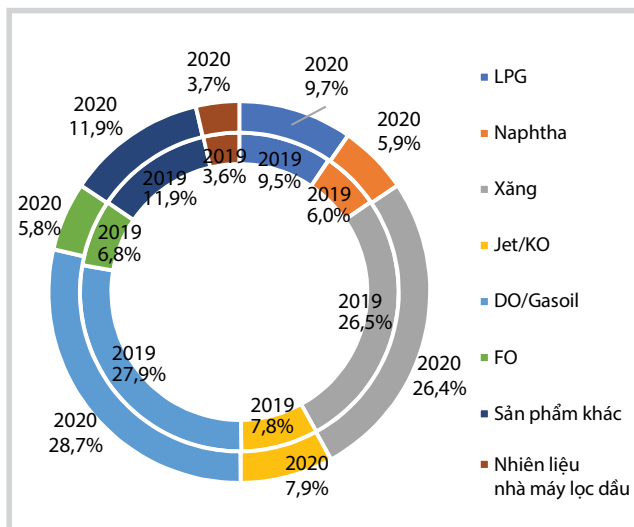
Hình 26. Dự báo nhu cầu dầu thô khu vực châu Á năm 2020 và so sánh với năm 2019



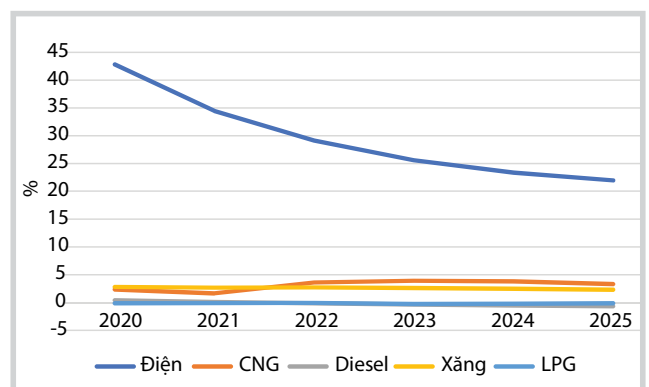
Hình 25. Tỷ lệ tiêu thụ dầu thô các khu vực trên tổng nhu cầu thế giới trong năm 2020



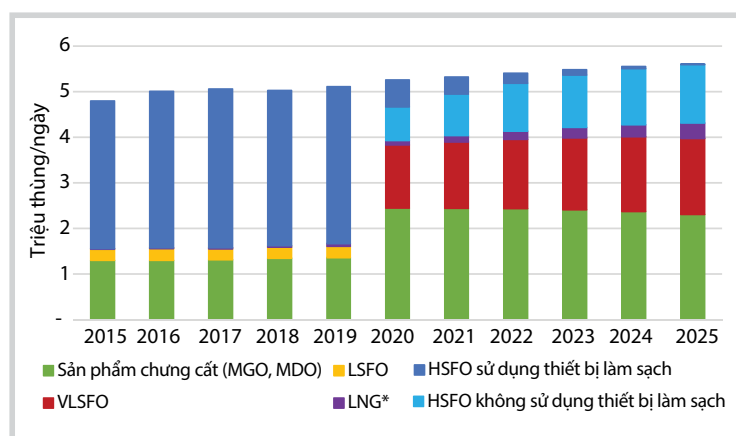
Hình 27. Dự báo tổng cung sản phẩm lọc dầu năm 2020



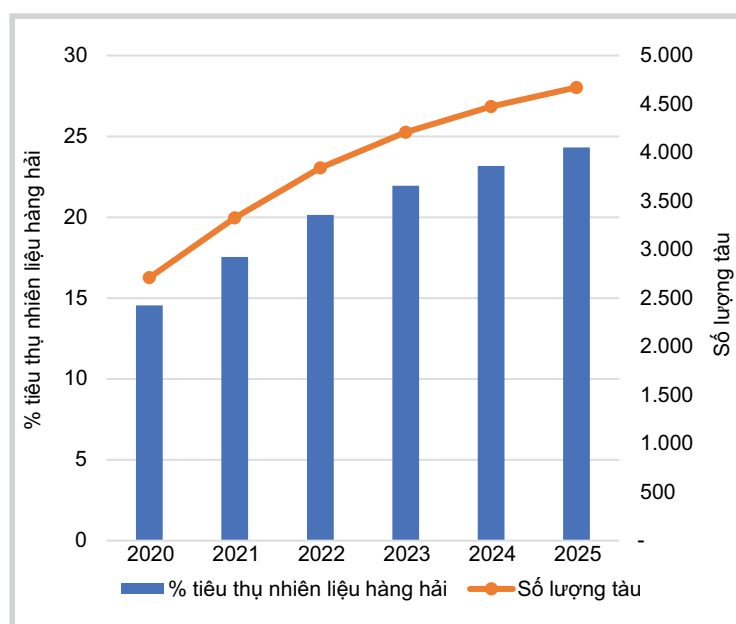
Hình 28. Cơ cấu tiêu thụ sản phẩm lọc dầu thế giới năm 2019 - 2020



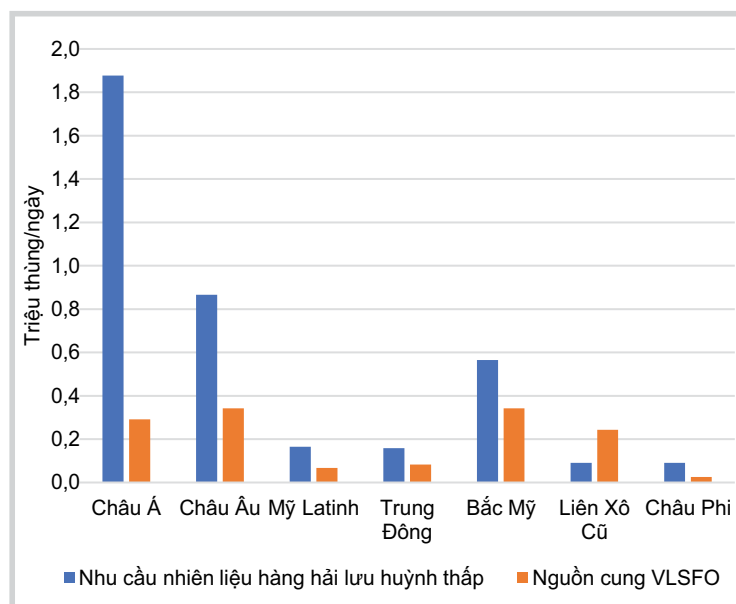
Hình 29. Tốc độ gia tăng lượng xe ô tô thống kê theo loại hình nhiên liệu năm 2020 và dự báo tới năm 2025



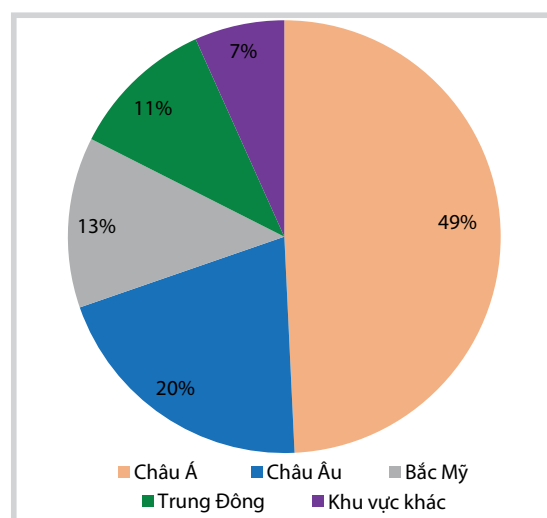
Hình 30. Dự báo nhu cầu nhiên liệu hàng hải năm 2020



Hình 32. Dự báo số lượng tàu sử dụng thiết bị làm sạch và tỷ lệ tiêu thụ nhiên liệu hàng hải giai đoạn 2020 - 2025



Hình 33. Nhu cầu nhiên liệu hàng hải lưu huỳnh thấp thế giới trong năm 2020



Hình 31. Tỷ trọng tiêu thụ nhiên liệu hàng hải thế giới trong năm 2019

Trong năm 2020, khoảng 2,7 triệu thùng/ngày FO hàm lượng lưu huỳnh cao (HSFO) bị thay thế dầu nhiên liệu có hàm lượng lưu huỳnh thấp. Lượng MGO (Marine Gas Oil) tăng lên khoảng 1,7 triệu thùng/ngày. FO hàm lượng lưu huỳnh rất thấp (VLSFO) thay thế FO hàm lượng lưu huỳnh thấp (LSFO), dự báo khoảng 1,4 triệu thùng/ngày trong năm 2020. LNG sử dụng cho vận tải biển tăng 70% trong khoảng 2019 - 2020 nhưng chỉ thay thế chưa tới 100 nghìn thùng/ngày nhiên liệu vận tải biển (Hình 31).

Đầu tư cho thiết bị làm sạch trên tàu đang tăng, dự báo năm 2020 có khoảng 15% lượng nhiên liệu hàng hải được lọc qua các thiết bị làm sạch. Dầu nặng sẽ giảm giá trị so với dầu ngọt nhẹ, trong khi đó dầu rất ngọt có khả năng chế biến các sản phẩm có hàm lượng lưu huỳnh < 0,5% sẽ tăng giá trị so với dầu Brent (Hình 32).

Tỷ lệ tiêu thụ nhiên liệu hàng hải lớn nhất tại khu vực châu Á, xấp xỉ 50% lượng tiêu thụ toàn cầu. Dự báo sẽ có khoảng 3.000 tàu lắp đặt hệ thống làm sạch nhiên liệu vào năm 2020 (Hình 33).

Châu Á đối mặt tình trạng thiếu hụt rất lớn nhiên liệu hàng hải hàm lượng lưu huỳnh thấp. Năm 2020, nhu cầu nhiên liệu hàng hải hàm lượng lưu huỳnh thấp tại châu Á dự báo tăng lên 1,9 triệu thùng/ngày từ mức 730 nghìn thùng/ngày năm 2019. Tại châu Âu, nhu cầu gasoil trong hàng hải (vận tải biển) năm 2019 ở mức 290 nghìn thùng/ngày và tăng lên 100 nghìn thùng/ngày trong năm 2020. Bắc Mỹ nhu cầu gasoil dự



báo chỉ tăng khoảng 20 nghìn thùng/ngày trong năm 2020 từ mức 270 nghìn thùng/ngày năm 2019. Liên bang Nga dự báo sẽ là nước xuất VLSFO nhiều nhất.

3. Kết luận

Giá dầu thô năm 2019 theo mức giá Dated Brent có mức trung bình 64 USD/thùng, giảm xấp xỉ 7 USD/thùng hay khoảng 9% so với mức giá trung bình năm trước.

Xu hướng giảm giá do ảnh hưởng bởi một số nhân tố chính như chiến tranh thương mại Mỹ - Trung kéo dài khiến nền kinh tế giới tăng trưởng chậm lại, tổng nhu cầu dầu thô thế giới theo đó sụt giảm; nguồn cung dầu thô từ các nước ngoài OPEC mà đáng kể nhất là Mỹ liên tục gia tăng lên mức kỷ lục 13 triệu thùng/ngày bất chấp nỗ lực cắt giảm sản lượng của OPEC và Nga.

Năm 2020 giá dầu thô Brent dự báo sẽ đạt mức giá trung bình 62 USD/thùng.

Nhu cầu dầu thô thế giới dự báo tiếp tục tăng trưởng thấp ở mức 1,4 triệu thùng/ngày bởi dự báo triển vọng kinh tế thế giới năm 2020 không có nhiều khởi sắc, mức

tăng trưởng GDP thế giới ở mức 2,4%. Mức tăng trưởng lớn nhất tại khu vực châu Á, mức tăng dự báo khoảng 0,9 triệu thùng/ngày.

Thị trường dầu thô cũng như thị trường sản phẩm dầu trong năm 2020 sẽ có những thay đổi rất lớn bởi Quy định giảm hàm lượng lưu huỳnh đối với nhiên liệu của Tổ chức Hàng hải Quốc tế. Dầu nặng sẽ giảm giá trị so với dầu ngọt nhẹ, trong khi đó dầu rất ngọt có khả năng chế biến các sản phẩm có hàm lượng lưu huỳnh < 0,5% sẽ tăng giá trị so với dầu Brent.

Tài liệu tham khảo

1. EIA. *Short-term energy outlook*. 2019.
2. Wood Mackenzie. *Macro oils short-term outlook*. 2019.
3. Wood Mackenzie. *Macro oils long-term outlook*. 2019.
4. Wood Mackenzie. *Asia product markets short-term outlook*. 2019.

THE CRUDE OIL MARKET IN 2019 AND OUTLOOK FOR 2020

Doan Tien Quyet¹, Cao Thi Hoai Phuong², Nguyen Thu Ha¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Vietnam oil and gas group

Email: quyetdt@vpi.pvn.vn

Summary

In 2020, the Brent crude oil price is forecasted to average USD 62/barrel. Tightening oil supply is expected as OPEC's and Russia's commitment to production cuts will be extended until the end of next year. The oil products market will be much more volatile as the new sulphur cap of marine fuels will impact the shift of crude oil trade flows. In 2020, around 2.7 million barrels per day of high sulphur fuel oil (FO) will be replaced with low sulphur fuel; there will be increases in the marine gas oil (MGO) demand and very low sulphur fuel oil (VLSFO) as a replacement for low sulphur fuel oil (LSFO). LNG used for shipping is expected to increase by 70% between 2019 - 2020.

Key words: Crude oil price, petroleum product price, crude oil supply/demand, forecast, IMO 2020.



VIETSOVPETRO

TẬP TRUNG TẬN THĂM DÒ, MỞ RỘNG VÙNG HOẠT ĐỘNG

Để duy trì sản lượng khai thác trong điều kiện các mỏ chủ lực sụt giảm sản lượng, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã nghiên cứu, tối ưu hóa các giải pháp địa chất - kỹ thuật, áp dụng các công nghệ mới để nâng cao hệ số thu hồi dầu, đồng thời đẩy mạnh công tác tận thăm dò và tiếp tục mở rộng vùng hoạt động để đưa thêm các cấu tạo mới vào khai thác.

Tốc độ khoan khai thác xác lập kỷ lục mới

Năm 2019, Vietsovpetro phải đối diện với khó khăn khi các mỏ dầu chủ lực đang khai thác ở giai đoạn cuối, tốc độ sụt giảm sản lượng dầu do suy giảm năng lượng vỉa, độ ngập nước của các giếng ngày càng cao,

số lượng các giếng chuyển tầng khai thác ngày càng ít. Hiện tượng lắng đọng muối, xuất hiện cát vữa trong sản phẩm khai thác, gây khó khăn cho công tác vận hành khai thác giếng. Vấn đề gia tăng độ ngập nước trong sản phẩm giếng khai thác và nhiệt độ sản phẩm giảm gây ra các phức tạp trong

quá trình vận chuyển, xử lý dầu và nước đồng hành...

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã tăng cường công tác khoan tìm kiếm thăm dò đảm bảo bù sản lượng dầu đã khai thác, đẩy mạnh các nghiên cứu địa chất - địa vật lý nhằm nâng



Mô Bạch Hồ. Ảnh: Vietsovpetro

cao xác suất thành công các giếng khoan thăm dò thăm lượng. Chính xác hóa cấu trúc địa chất các mỏ của Vietsovpetro theo kết quả các giếng khoan thăm dò mới; tiếp tục xử lý minh giải tài liệu địa chấn 3D/4C làm cơ sở lựa chọn vị trí giếng, tăng khả năng thành công cho công tác khoan thăm dò. Vietsovpetro cũng thực hiện các giải pháp địa chất - kỹ thuật như chuyển đổi tượng khai thác, khoan cắt thân hai, nứt vỉa thủy lực, xử lý vùng cận đáy giếng, tối ưu hóa các giếng gaslift; cập nhật FDP trên cơ sở các số liệu mới và động thái khai thác của các giếng/vĩa/mỏ...

Trong năm 2019, Vietsovpetro đã chế tạo và hạ thủy thành công chân đế giàn xử lý

trung tâm Sao Vàng, là chân đế có trọng lượng lớn nhất Việt Nam từ trước đến nay; đưa vào vận hành giàn CTC-1 và khai thác dòng dầu đầu tiên từ mỏ Cá Tầm, ghi dấu ấn về hiệu quả mở rộng vùng hoạt động ra ngoài Lô 09-1; vận hành sớm giàn BK-20 trước 4 ngày so với tiến độ để ra, có ý nghĩa quan trọng trong việc chặn đà suy giảm sản lượng dầu khai thác. Tốc độ khoan khai thác của Vietsovpetro năm 2019 đã xác lập kỷ lục mới, đạt cao nhất trong suốt 38 năm hoạt động là 3.406m/tháng/máy, vượt mức kỷ lục cũ lập vào năm 2016 là 2.660m/tháng/máy.

Kết thúc năm 2019, Vietsovpetro đã khai thác được 3,751 triệu tấn dầu (vượt kế hoạch 6,8%); sản lượng khí thiên nhiên khu vực Đông Bắc Rồng đạt 135,7 triệu m³ (vượt kế hoạch 15,2%); cung cấp vào bờ hơn 1,09 tỷ m³ khí (vượt kế hoạch 79,1%). Vietsovpetro kết thúc thi công 12 giếng (7 giếng thăm dò/thăm lượng, 5 giếng khai thác), gia tăng trữ lượng địa chất/thu hồi đạt 13,4 triệu/3,06 triệu tấn (vượt kế hoạch 3%); thực hiện gần 23.765m khoan khai thác (vượt kế hoạch 55%)...

Đẩy mạnh công tác tận thăm dò gia tăng trữ lượng

Trên cơ sở Nghị quyết Kỳ họp Hội đồng lần thứ 52, Vietsovpetro đặt mục tiêu năm 2020 với sản lượng khai thác 3.126,9 nghìn tấn dầu và condensate, 70,4 triệu m³ khí. Tổng doanh thu dự kiến 1,38 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam 733,4 triệu USD, lợi nhuận phía Việt Nam đạt 102,5 triệu USD và lợi nhuận phía Liên bang Nga đạt 98,5 triệu USD.

Về xây dựng các công trình biển, Vietsovpetro tập trung lực lượng đảm bảo tiến độ mua sắm, chế tạo, lắp đặt, xây dựng và đưa vào vận hành giàn BK-21 vào Quý IV/2020; tiến hành đấu thầu mua sắm vật tư, thiết bị và thuê dịch vụ để khôi phục kết cấu thượng tầng giàn RC-7 mỏ Rồng và xây dựng giàn BK-18A mỏ Bạch Hồ để đưa vào vận hành trong năm 2021.

Về đầu tư trang thiết bị mới, Vietsovpetro dự kiến đưa vào khai thác 2 tàu dịch vụ mới và đảm bảo tiến độ thực hiện các dự án: Hoán cải và mở rộng công suất nén khí Lô 09-1, xây

TS. NGUYỄN QUỲNH LÂM TỔNG GIÁM ĐỐC VIETSOVPETRO:

Năm 2019 đã ghi nhận nỗ lực cao của Vietsovpetro khi chế tạo và hạ thủy thành công chân đế giàn xử lý trung tâm Sao Vàng mỏ Sao Vàng - Đại Nguyệt, là chân đế có khối lượng lớn nhất ở Việt Nam từ trước đến nay. Cùng với dự án cung cấp dịch vụ quy mô lớn này, Vietsovpetro còn chế tạo và đưa vào vận hành 2 giàn khai thác dầu khí mới CTC-1 và BK-20, góp phần quan trọng ngăn chặn đà suy giảm sản lượng dầu khai thác của Vietsovpetro. Trong đó, giàn CTC-1 mỏ Cá Tầm ghi dấu ấn đặc biệt khi lần đầu tiên Vietsovpetro có sản phẩm dầu khí ngoài Lô 09-1.

dựng máy nén Booster tại mỏ Rồng để giảm đốt khí, cải hoán hệ thống xử lý nước đồng hành trên giàn CTP-2...

Đồng thời, Vietsovpetro tiếp tục đẩy mạnh tìm kiếm, thăm dò, tận thăm dò để gia tăng trữ lượng, đồng thời nghiên cứu đề xuất cơ chế mới để mở rộng vùng hoạt động dựa trên nguyên tắc từ gần đến xa, tập trung ưu tiên các khu vực lân cận Lô 09-1, để rút ngắn thời gian, sớm đưa các phát hiện vào khai thác.

Để hoàn thành kế hoạch khai thác dầu khí, Vietsovpetro sẽ tiếp tục thực hiện các giải pháp địa chất kỹ thuật và đưa giếng vào khai thác đúng tiến độ, kiểm soát tốt chế độ làm việc của quỹ giếng chuyển tiếp và bơm ép nước về làm sạch lắng đọng keo nhựa paraffin trong ống khai thác, gia tăng sản lượng khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Vietsovpetro cũng triển khai chương trình tối ưu hóa chi phí và nâng cao hiệu quả hoạt động bằng việc áp dụng các công nghệ (tối ưu hóa trong công tác khoan, xây dựng công trình biển, vận hành, sửa chữa, bảo dưỡng thiết bị và phương tiện), nâng cao năng lực quản trị sản xuất...

Nguyễn Thanh



PVEP

TỐI ƯU HÓA CHI PHÍ VẬN HÀNH KHAI THÁC

Trong năm 2019, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã triển khai giải pháp đồng bộ để nâng cao hiệu quả đầu tư, tiết giảm chi phí vận hành khai thác (OPEX ước đạt 421,9 triệu USD, tiết giảm gần 14%) trong khi sản lượng khai thác về đích trước kế hoạch 12 ngày.

Tối ưu hóa chi phí vận hành khai thác

Năm 2019, các mỏ khai thác chủ đạo của PVEP đã bước vào giai đoạn suy giảm nhanh, các giếng khai thác gặp vấn đề ngập nước, cát,

khí, H_2S và lắng đọng muối/paraffin diễn biến phức tạp. Hệ thống thiết bị khai thác tại một số mỏ hoạt động liên tục trong môi trường khắc nghiệt, hiệu quả không cao. PVEP vận hành khai thác mỏ trong điều kiện tiết giảm

chi phí, công tác khoan bị trì hoãn, tiến độ đưa mỏ mới vào khai thác không đạt như kỳ vọng.

Trong giai đoạn các thách thức đan xen, PVEP đã chủ động triển khai các giải pháp kỹ



Mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP

thuật, đầu tư mới để duy trì sản lượng khai thác tối ưu, kiểm chế tốc độ ngập nước tại các mỏ đặc biệt là các đối tượng móng nút nề... Cụ thể, PVEP đã vận hành khai thác ổn định, an toàn, liên tục các dự án có tỷ trọng lớn gồm: Cụm mỏ Sư Tử, Đại Hùng, Chim Sáo - Dừa, Cá Ngừ Vàng, Lò 46 Cái Nước, Bir Seba...

Tính đến ngày 19/12/2019, PVEP đã hoàn thành kế hoạch sản lượng khai thác cả năm 2019, 10 năm liên tục về đích sớm. Tổng sản lượng khai thác của PVEP ước đạt 4,45 triệu tấn dầu quy đổi (vượt kế hoạch 3%), trong đó có



PVEP đã tiết giảm chi phí vận hành khai thác gần 14% so với kế hoạch. Ảnh: Hoàng Quang Hà

3,14 triệu tấn dầu/condensate và 1,31 tỷ m³ khí. Trong đó, PVEP đã đưa dự án phát triển mỏ Cá Tầm vào khai thác từ ngày 25/1/2019 với sản lượng trung bình đạt 9,1 nghìn thùng/ngày.

Đặc biệt, PVEP đã triển khai giải pháp để nâng cao hiệu quả đầu tư, tiết giảm chi phí vận hành khai thác (OPEX ước đạt 421,9 triệu USD, tiết giảm gần 14% so với kế hoạch trong khi sản lượng khai thác vượt kế hoạch). Tổng doanh thu của PVEP đạt trên 35,9 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 7%); lợi nhuận trước thuế đạt trên 12,3 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 70%); nộp ngân sách Nhà nước trên 10,5 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 13%).

Đổi mới căn bản công tác quản trị

Trong năm 2020, PVEP phải đối diện với các thách thức do giá dầu dự báo giảm khoảng 5 - 7 USD/thùng, các vướng mắc về cơ chế cho công tác tìm kiếm thăm dò, thủ tục đầu tư dự án dầu khí...

Nhiệm vụ trọng tâm của PVEP trong năm 2020 là tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu, tập trung nguồn lực cho các dự án trọng điểm để đảm bảo tiến độ dự án và hiệu quả đầu tư. Đặc biệt, PVEP sẽ đổi mới căn bản công tác quản trị, điều hành trên cơ sở xây dựng nền tảng dữ liệu và phân tích tin cậy, khoa học cùng tính thực tiễn cao.

PVEP đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 2 triệu tấn dầu quy đổi, tập trung hoàn thành

công tác phát triển mỏ và đưa mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 2A vào khai thác đúng tiến độ. Sản lượng khai thác dự kiến đạt 3,8 triệu tấn dầu quy đổi, trong đó có 2,68 triệu tấn dầu/condensate và 1,15 tỷ m³ khí. Với giá dầu kế hoạch 60 USD/thùng, PVEP đặt mục tiêu tổng doanh thu 30.047 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 724 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 8.388 tỷ đồng.

Trên cơ sở đó, PVEP tập trung triển khai các giải pháp trọng tâm: Đảm bảo vận hành an toàn các công trình dầu khí với thời gian ngừng khai thác (down time) thấp nhất có thể; cập nhật, phân tích số liệu khai thác, áp dụng các giải pháp kỹ thuật để tối ưu khai thác, đảm bảo kế hoạch sản lượng khai thác được giao; thi công các giếng khoan thăm dò/thăm lường, đảm bảo an toàn, đúng tiến độ và đạt được mục tiêu gia tăng trữ lượng đề ra.

Lãnh đạo PVEP cho biết trong thời gian tới sẽ tập trung phát triển nguồn nhân lực, tái cấu trúc đúng hướng, đúng đối tượng, nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, đồng thời tái cấu trúc toàn diện các lĩnh vực, xây dựng hệ thống quản trị mạnh... Trên cơ sở kinh nghiệm thực tiễn, trong định hướng tái cấu trúc và các hoạt động, PVEP sẽ chú trọng hơn nữa công tác quản lý rủi ro, đổi mới sáng tạo về mô hình các công ty điều hành, xây dựng chiến lược phát triển thăm dò khai thác và bám sát xu thế chuyển đổi cơ cấu năng lượng của thế giới.

Mạnh Hòa



BIENDONG POC

CÔNG NGHỆ LÀ ĐÒN BẦY PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

Với kế hoạch sản lượng 2 tỷ m³ khí và 228 nghìn tấn condensate, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) cho biết sẽ áp dụng công nghệ mới (4.0) và trí tuệ nhân tạo (AI) để giảm giá thành khai thác; tiếp tục nghiên cứu vĩa, tối ưu hóa chế độ khai thác của từng giếng, vừa đáp ứng nhu cầu khai thác theo thị trường tiêu thụ, vừa giảm thiểu rủi ro địa chất của vĩa.

Sau hơn 6 năm hoạt động khai thác liên tục, BIENDONG POC đã vận hành, khai thác cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh an toàn, hiệu quả; đồng thời đang triển khai hàng loạt các giải pháp cải tiến công nghệ, nâng cao hiệu quả công tác quản trị, duy trì đảm bảo sản lượng ổn định, lâu dài cũng như tìm kiếm khả

năng thăm dò mở rộng để phát triển các cấu tạo tiềm năng.

Trong năm 2019, BIENDONG POC đã khai thác 2,1 tỷ m³ (vượt kế hoạch 5%), 2,66 triệu thùng condensate (vượt kế hoạch 25%), tổng doanh thu vượt kế hoạch 10%, hệ số làm việc của các giàn khai thác đạt 99,9% (kế hoạch

đề ra là 96%), tiết kiệm chi phí 7% so với kế hoạch được phê duyệt.

Về các thách thức trong thời gian tới, TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc BIENDONG POC cho biết đang phải đối mặt với các vấn đề kỹ thuật phát sinh do tính chất phức tạp của cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh; các vĩa dầu



Mô Hải Thạch (PQP-HT). Ảnh: Trung Linh



Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch có công suất xử lý 6,5 triệu m³ khí và 25.000 thùng condensate/ngày đêm. Ảnh: Phan Ngọc Trung



Kiểm tra thiết bị máy móc trên giàn. Ảnh: BIENDONG POC

khí, condensate đang suy giảm, ngập nước, bị ngưng tụ condensate vùng cận đáy giếng, trong khi vấn đề thăm dò và gia tăng trữ lượng đang gặp khó khăn về mặt chính sách và cơ chế tài chính.

Cụ thể, BIENDONG POC vừa đảm bảo sản lượng vừa phải đối diện với các khó khăn do tính phức tạp của cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh ngày càng ảnh hưởng xấu đến tình hình khai thác ngắn hạn và sự ổn định khả năng cung cấp khí dài hạn. Địa chất phức tạp, tính bất đồng nhất, mức độ liên thông tại các vỉa thấp, suy giảm sản lượng nhanh của các vỉa mỏ Hải Thạch. Hiện tượng ngưng tụ condensate với tỷ lệ condensate - khí cao dẫn tới việc ngưng tụ lỏng trong vỉa làm giảm hệ

số thu hồi tại các vỉa mỏ Hải Thạch. Vỉa khí - condensate có tầng chứa nước cũng gây ảnh hưởng xấu tới hệ số thu hồi, suy giảm sản lượng khí và tăng giá thành xử lý nước trên bề mặt, một số giếng khai thác khí cùng với nước vượt quá khả năng xử lý của giàn.

Trong năm 2020, BIENDONG POC đặt mục tiêu duy trì hoạt động sản xuất và khai thác hiệu quả với kế hoạch sản lượng 2 tỷ m³ khí và 228 nghìn tấn condensate, tiếp tục triển khai nghiên cứu các cấu tạo tiềm năng khác trong Lô 05-2, 05-3 để có kế hoạch khoan giếng thăm dò trong các năm tiếp theo.

Với trữ lượng và tiềm năng dầu khí quan trọng, nền tảng vững chắc về con người, hệ

thống thiết bị, công nghệ hiện đại và vị trí tiên tiêu quan trọng ở khu vực cực Đông Nam trên biển, BIENDONG POC cho biết sẽ áp dụng công nghệ mới (4.0) và trí tuệ nhân tạo (AI) để giảm giá thành khai thác; tiếp tục nghiên cứu vỉa, tối ưu hóa chế độ khai thác của từng giếng, vừa đáp ứng nhu cầu khai thác theo thị trường tiêu thụ, vừa giảm thiểu rủi ro địa chất của vỉa. Đồng thời, BIENDONG POC mở rộng thăm dò, gia tăng trữ lượng tại khu vực mỏ và vùng lân cận, góp phần tích cực đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, bảo vệ chủ quyền biển đảo của Tổ quốc.

Thanh Cảnh



PV GAS

TẬP TRUNG XỬ LÝ TÌNH TRẠNG THIẾU HỤT KHÍ

Trên cơ sở nhận diện các thách thức lớn, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) sẽ tập trung thực hiện Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, tái cấu trúc mạnh mẽ, đổi mới tư duy và cách thức kinh doanh, nâng cao năng lực cạnh tranh để phù hợp với tình hình mới.

Trong năm 2019, PV GAS được bổ sung nguồn khí mới từ mỏ Phong Lan Đại đầu nối vào hệ thống khí Nam Côn Sơn, được Petronas tiếp tục cấp khí cho hệ thống khí PM3 - Cà Mau. Tuy nhiên, PV GAS cũng đối diện với không ít thách thức khi sản lượng các nguồn khí trong nước suy giảm mạnh, khí từ bể Cửu Long đưa về bờ giảm chỉ bằng 77% so với năm 2018; các dự án trọng điểm tiến độ rất gấp, đòi hỏi nguồn vốn lớn; cước phí/giá khí chậm được phê duyệt...

Ngày 15/12/2019, PV GAS đã về đích trước kế hoạch chỉ tiêu tổng sản lượng khí cung cấp (9,3 tỷ m³ khí). Cùng với chỉ tiêu

sản lượng LPG kinh doanh và các chỉ tiêu tài chính đã về đích trước từ 2 - 3 tháng, PV GAS đã hoàn thành vượt mức kế hoạch năm 2019 các chỉ tiêu được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giao. Cụ thể: sản lượng vượt kế hoạch từ 6 - 46% (sản xuất và cung cấp trên 9,9 tỷ m³ khí khô, trên 2 triệu tấn LPG, gần 66 nghìn tấn condensate). Các chỉ tiêu tài chính vượt mức kế hoạch từ 20 - 56% (tổng doanh thu đạt gần 77 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt gần 14 nghìn tỷ đồng, đóng góp vào ngân sách Nhà nước gần 5,3 nghìn tỷ đồng)...

Trong năm 2019, PV GAS đã khởi công xây dựng kho cảng LNG Thị Vải, là "mắt xích" quan trọng trong việc cung cấp khí tái hóa



PV GAS sản xuất và cung cấp trên 9,9 tỷ m³ khí khô, trên 2 triệu tấn LPG, gần 66 nghìn tấn condensate. Ảnh: PVN

cho các hộ tiêu thụ khí, trong đó có chuỗi Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và 4. Sau khi hoàn thành giai đoạn 1, Dự án sẽ cung cấp 1,4 tỷ m³ khí cấp cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và 4, các khách hàng công nghiệp, bù đắp sản lượng khí thiếu hụt trong nước sau năm 2022.

PV GAS đã ký kết/đàm phán các thỏa thuận hợp tác quan trọng với các đối tác trong và ngoài nước như: Thỏa thuận khung (HOA) mua bán khí LNG nhập khẩu cấp cho các Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 và 4; Hợp đồng mua bán LNG cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3, 4; Thỏa thuận khung mua bán khí với các chủ mỏ khí Tuna - Indonesia; Thỏa thuận khung hợp đồng mua bán khí Sư Tử Trắng; Hợp đồng đầu nối và vận hành (TOSA) Dự án đường ống dẫn khí Lô B; làm việc với

các đối tác: Petronas, Total, AGDC, Woodside, EDF, ENI chuẩn bị cho công tác thu xếp nguồn cung LNG cho các dự án nhập khẩu LNG do PV GAS làm chủ đầu tư.

Trong năm 2020, PV GAS đặt mục tiêu sản lượng 9.760 triệu m³ khí, 55,1 nghìn tấn condensate, 1.300 nghìn tấn LPG, tổng doanh thu 66.163,5 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 8.294,2 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 6.636,0 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 3.002,4 tỷ đồng.

Để giải quyết tình trạng thiếu hụt khí, PV GAS đã và đang kiểm soát tiến độ, chất lượng, chi phí các dự án đầu tư xây dựng, đặc biệt là các dự án khí trọng điểm như: Chạy thử Dự án thu gom vận chuyển khí Sao Vàng - Đại Nguyệt; tuyến đường ống trên biển, trên bờ

- Từ hệ thống đường ống dẫn khí Rạng Đông - Bạch Hổ - Phú Mỹ đã cung cấp cho các hộ tiêu thụ 976,6 triệu m³ khí khô;

- Từ hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đã cung cấp cho các hộ tiêu thụ 6,32 tỷ m³ khí khô, vượt kế hoạch 3%;

- Từ hệ thống đường ống dẫn khí PM3-Cà Mau đã cung cấp cho các hộ tiêu thụ 1,95 tỷ m³ khí khô, vượt kế hoạch 10%; đạt mốc tiếp nhận m³ khí thứ 20 tỷ vào ngày 12/10/2019 kể từ thời điểm vận chuyển dòng khí đầu tiên về bờ (ngày 2/5/2007);

- Từ hệ thống đường ống dẫn khí Thái Bình đã cung cấp cho các hộ tiêu thụ 91,5 triệu m³ khí.

và các trạm của Dự án đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn 2 (giai đoạn 2); Dự án kho chứa LNG 1 triệu tấn tại Thị Vải... Đồng thời, PV GAS tiếp tục tìm kiếm cơ hội, đầu tư cơ sở vật chất mở rộng thị trường và gia tăng thị phần tiêu thụ LPG, giữ vững vai trò là đơn vị cung cấp LPG số 1 tại Việt Nam. Nghiên cứu phương án cấp sớm LNG khi được phê duyệt, đặc biệt là tại khu vực thiếu khí như miền Bắc, Đông Nam Bộ, Thái Bình...

Theo Chủ tịch HĐQT PV GAS Nguyễn Sinh Khang, các quy định/chính sách có liên quan của Chính phủ sẽ ảnh hưởng rất lớn đến việc định hình mô hình hoạt động của PV GAS trong tương lai, nhất là từ khi có nguồn LNG nhập khẩu. PV GAS cũng phải nhận diện thách thức lớn đến từ các công ty ngoài ngành, cạnh tranh về LNG, phân phối khí... Trong năm 2020 và giai đoạn sắp tới, PV GAS sẽ phải tái cấu trúc mạnh mẽ hơn nữa, thay đổi quyết liệt về tư duy và cách thức kinh doanh, nâng cao năng lực cạnh tranh để phù hợp với tình hình mới.

Minh Hồng



NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT CHUẨN BỊ BẢO DƯỠNG TỔNG THỂ LẦN THỨ 4

Về nhiệm vụ trọng tâm trong năm 2020, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) cho biết sẽ vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tuyệt đối an toàn, ổn định, hiệu quả và nâng cao năng lực cạnh tranh; thực hiện an toàn, hiệu quả, tiết kiệm chi phí, phấn đấu rút ngắn thời gian bảo dưỡng tổng thể lần 4 (TA4) để tăng hiệu suất hoạt động; tiếp tục triển khai Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Về đích kế hoạch sản lượng trước 26 ngày

Để giảm thiểu tác động của giá dầu thô và giá sản phẩm (tăng giảm với biên độ lớn, có thời điểm xăng Mogas 95 thấp hơn giá dầu thô), trong năm 2019, BSR đã chủ động tối ưu hóa cơ cấu sản phẩm và tối ưu hóa công suất vận hành trên cơ sở cung - cầu của thị

trường, tăng cường công tác điều độ nhập dầu thô, xuất bán sản phẩm và tồn kho hợp lý để giảm thiểu tác động của biến động giá. Công tác kiểm soát chi phí được thực hiện thường xuyên và liên tục, các khoản chi phí sản xuất kinh doanh ngoài dầu thô như hấp phụ xúc tác, chi phí sản xuất chung đều thấp hơn so với kế hoạch.

Trong năm 2019, BSR đã vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn ổn định ở công suất trung bình 107%, về đích trước 26 ngày so với kế hoạch sản lượng được giao. Các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh của BSR đều đạt và vượt so với kế hoạch, cụ thể: Sản lượng sản xuất đạt gần 6,94 triệu tấn (vượt kế hoạch 7,4%), sản lượng tiêu thụ đạt trên 7 triệu tấn



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

(vượt kế hoạch 8,7%), tổng doanh thu đạt trên 102,9 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 5,2%), lợi nhuận sau thuế đạt trên 2 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 54,1%), nộp ngân sách Nhà nước đạt trên 9,7 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 5,4%). Đặc biệt, BSR đạt hơn 23,6 triệu giờ công an toàn, kỷ lục hiếm có trong ngành lọc dầu của thế giới.

Để chủ động ứng phó với tình trạng sản lượng và chất lượng dầu thô Bạch Hổ đang suy giảm, BSR đã nghiên cứu, chế biến thành công dầu thô WTI Midland (Mỹ) ở tỷ lệ 35% thể tích, Bonny Light (Nigeria) ở tỷ lệ 50% thể tích, nâng tỷ lệ chế biến dầu Ruby lên 25% thể tích. Như vậy, tính đến nay, tổng số loại dầu thô thay thế mà Nhà máy Lọc dầu Dung Quất có thể chế biến được là 19 loại, trong đó có 12 loại dầu thô nhập khẩu, 7 loại dầu thô trong nước.



Một góc Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

Định hướng đến năm 2025, BSR đặt mục tiêu đảm bảo nguồn cung dầu thô đảm bảo công suất vận hành của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đạt trung bình 107% (57,8 triệu thùng/năm); đẩy mạnh công tác tìm kiếm, lựa chọn, đánh giá và chế biến thử nghiệm dầu thô thay thế (2 - 3 lô/năm). BSR cho biết sẽ tiếp tục tìm kiếm nguồn cung dầu thô từ Mỹ; nghiên cứu phối trộn 2 - 3 loại dầu thô nhập khẩu thuộc các nhóm có tính chất bổ trợ nhau để thay thế dầu nội địa; tăng cường chế biến dầu thô nhập khẩu có sản lượng lớn, ổn định (đặc biệt là dầu thô Azeri), tiến tới thay thế được trên 50% dầu thô trong nước.

Rút ngắn tiến độ bảo dưỡng tối thiểu 3 ngày

Về các nhiệm vụ trọng tâm trong năm 2020, BSR cho biết sẽ vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tuyệt đối an toàn, ổn định, hiệu quả và nâng cao năng lực cạnh tranh; thực hiện an toàn, hiệu quả, tiết kiệm chi phí, rút ngắn thời gian bảo dưỡng tổng thể lần thứ 4 (TA4) để tăng hiệu suất hoạt động; tiếp tục triển khai Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Ngay trong tháng 1/2020, BSR đã ký Hợp đồng với 7 nhà thầu/liên danh nhà thầu thực hiện công tác bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lần thứ 4 (dự kiến diễn ra từ ngày 12/6 - 1/8/2020). Đợt bảo dưỡng chia thành 7 gói thầu: Thiết bị và đường ống tại khu vực A2 (Liên danh nhà thầu DONG IL - DMC); Thiết bị và đường ống tại khu vực A1 và A3; Thiết bị và đường ống tại khu vực PP, phụ trợ và ngoại vi (Liên danh PTSN QN & NEWWIN, Malaysia); Thiết bị trao đổi nhiệt HE và AFC (Liên danh PTSC Quảng Ngãi và HDS, Thái Lan); Sơn chống ăn mòn hệ thống đường ống nước biển (Liên danh DMC. MT và DOBC); Bảo dưỡng van (Liên danh PTSC PPS và PVMTC); Hệ thống phao rót dầu không bến (Liên danh POS và PVMTC). BSR chủ động thực hiện 3 gói công việc: Thiết bị quay, thiết bị điện và thiết bị tự động hóa.

Theo kế hoạch năm 2020, BSR đặt mục tiêu sản lượng sản xuất trên 5,56 triệu tấn, tổng doanh thu 80.315 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 7.396 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế 1.289 tỷ đồng.

Hồng Minh



PHÁT TRIỂN KÊNH BÁN LẺ BẰNG CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO

Không chỉ kiểm soát chặt chẽ chất lượng xăng dầu, Tổng công ty CP Dầu Việt Nam - CTCP (PVOIL) đã đẩy mạnh ứng dụng công nghệ, cạnh tranh bằng đổi mới sáng tạo để phát triển kênh bán lẻ. Sản lượng kênh bán lẻ năm 2019 tăng 5,8% so với thực hiện năm 2018, chiếm tỷ trọng 26,4% tổng sản lượng kinh doanh xăng dầu của PVOIL.

Công nghệ tạo ra lợi thế cạnh tranh

Năm 2019, giá dầu thô và sản phẩm dầu tăng/giảm liên tục với biên độ lớn, thị trường xăng dầu nội địa cạnh tranh gay gắt bởi sự gia tăng liên tục số lượng doanh nghiệp đầu mối (32 doanh nghiệp) và thương nhân phân phối (210 doanh nghiệp)...

PVOIL đã xuất khẩu/bán an toàn, hiệu

quả 10,8 triệu tấn dầu thô (vượt kế hoạch 2,1%), trong đó cung cấp cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất 6,5 triệu tấn dầu thô khai thác trong nước và trên 1 triệu tấn dầu thô nhập khẩu từ nước ngoài.

Tổng sản lượng kinh doanh xăng dầu của PVOIL trong năm 2019 ước đạt 3,15 triệu m³, tăng trưởng 1,8% so với cùng kỳ năm 2018.

Trong đó, sản lượng kinh doanh qua kênh bán lẻ và khách hàng công nghiệp tăng trưởng so với cùng kỳ. Sản lượng kênh bán lẻ ước đạt 750 nghìn m³, tăng 5,8% (41 nghìn m³) so với thực hiện năm 2018, chiếm tỷ trọng 26,4% tổng sản lượng kinh doanh xăng dầu của PVOIL. Sản lượng kênh khách hàng công nghiệp ước đạt 392 nghìn m³, tăng 6,2% (55 nghìn m³) so với thực hiện năm 2018.



Sản lượng kinh doanh xăng dầu của PVOIL trong năm 2019 ước đạt 3,15 triệu m³. Ảnh: PVOIL

Trong năm 2019, PVOIL tiếp tục đẩy mạnh ứng dụng công nghệ để đổi mới phương thức kinh doanh, phương thức thanh toán, để tạo ra lợi thế cạnh tranh. Thành công của chương trình PVOIL Easy đã đưa PVOIL trở thành doanh nghiệp đầu tiên và duy nhất trong các doanh nghiệp kinh doanh xăng dầu ở Việt Nam thực hiện thanh toán xăng dầu thông qua đọc mã QR code trên thiết bị di động. Sản lượng bán hàng qua PVOIL Easy năm 2019 đạt 45.233m³, vượt kế hoạch 23% (trung bình 3.769m³/tháng, tương đương sản lượng của 34 cửa hàng xăng dầu với sản lượng 111m³/cửa hàng).

Tổng doanh thu hợp nhất của PVOIL đạt 70 nghìn tỷ đồng, vượt kế hoạch 42,9%;

lợi nhuận trước thuế hợp nhất ước đạt 410 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 9.450 tỷ đồng, vượt kế hoạch 33%.

Tham gia thị trường cung cấp nhiên liệu Jet A1

Trong năm 2020, PVOIL cho biết sẽ tập trung xuất khẩu/bán an toàn, hiệu quả dầu thô khai thác trong nước; cung cấp đủ dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất; đồng thời bám sát diễn biến thị trường, nâng cao chất lượng công tác dự báo, duy trì tồn kho hợp lý; đa dạng hóa nguồn condensate, naphtha trong nước và nhập khẩu để nâng cao hiệu quả pha chế.

Đồng thời, PVOIL tiếp tục giữ ổn định thị phần, phát triển hệ thống phân phối; cân đối giữa chỉ tiêu sản lượng và lợi nhuận trong điều hành sản xuất kinh doanh; gia tăng tỷ trọng ở kênh tiêu thụ trực tiếp thông qua Đề án PVOIL Easy, PVOIL Mobile. . .

Trong chiến lược phát triển, PVOIL hướng đến tăng tỷ trọng lên 35% cho 3 mục tiêu: Sản lượng kênh bán lẻ, sản lượng kênh khách hàng công nghiệp và thị phần xăng dầu trong nước. Trong đó, PVOIL ưu tiên hàng đầu cho chất lượng tăng trưởng và phát triển kênh bán lẻ vì đây là kênh tiêu thụ trực tiếp mang tính bền vững và hiệu quả nhất.

Với tinh thần đổi mới, sáng tạo, trong thời gian tới, PVOIL tiếp tục triển khai công tác tái cấu trúc toàn diện (tái cấu trúc hệ thống, tái cấu trúc vốn, tái cấu trúc tài sản), định hướng tham gia thị trường cung cấp nhiên liệu Jet A1, triển khai các hoạt động kinh doanh mới tại các cửa hàng xăng dầu, đa dạng hóa các hình thức thanh toán, tiện ích cho khách hàng để tạo ra lợi thế cạnh tranh.

Hiện PVOIL là nhà bán lẻ xăng dầu lớn thứ 2 trong nước với mạng lưới 600 cửa hàng xăng dầu. Với kế hoạch giảm tỷ lệ sở hữu Nhà nước xuống còn 35,1% vốn điều lệ, PVOIL sẽ có kế hoạch mở thêm nhiều cửa hàng mới thông qua hình thức M&A.

Thu Huyền



ÔNG CAO HOÀI DƯƠNG
TỔNG GIÁM ĐỐC PVOIL

PVOIL có quy trình kiểm soát chất lượng xăng dầu ở tất cả các khâu bao gồm: Nhập, tồn chứa, pha chế, xuất, vận chuyển từ kho đến kho và từ kho đến cửa hàng xăng dầu để bảo đảm chất lượng theo các quy định hiện hành.

Cụ thể, với nguồn hàng nhập khẩu, PVOIL chỉ nhập khẩu xăng dầu từ các đối tác tin cậy như: Shell, Total, SK Hàn Quốc, Singapore... PVOIL cũng chỉ nhập hàng khi hàng hóa có chứng nhận hợp quy đảm bảo lô hàng đạt yêu cầu nhập khẩu theo quy định và phù hợp yêu cầu kỹ thuật; đồng thời kiểm tra đầy đủ các giấy tờ hải quan nhập khẩu cần thiết theo đúng quy định của Nhà nước.

Ở trong nước, PVOIL nhập xăng dầu trực tiếp từ Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn. Bên cạnh việc kiểm tra các chứng thư về chất lượng, PVOIL cũng đánh giá chất lượng lô hàng trước khi nhập thông qua việc lấy mẫu thử nghiệm, giám định số lượng và chất lượng lô hàng tại tàu. Nếu kết quả phân tích đáp ứng các tiêu chuẩn theo quy định của Nhà nước PVOIL mới nhập hàng.



PV POWER

DOANH THU VÀ LỢI NHUẬN TĂNG TRƯỞNG MẠNH

Tối ưu hóa vận hành sản xuất và tăng cường công tác quản trị được coi là “đòn bẩy” quan trọng giúp Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) tăng trưởng mạnh, lần đầu tiên đạt tổng doanh thu gần 35,9 nghìn tỷ đồng và lợi nhuận trước thuế đạt trên 3,1 nghìn tỷ đồng, tăng 8 - 25% so với năm 2018.

Sản lượng điện vượt kế hoạch 4%

Trong năm 2019, PV Power đã vận hành an toàn, tối ưu công suất các nhà máy điện, đáp ứng yêu cầu huy động của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)/Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0). Tổng sản lượng điện PV Power cung cấp cho lưới điện Quốc gia đạt 22,45 tỷ kWh, vượt kế hoạch 4%.

Về công tác đầu tư phát triển, Chính phủ đã thông qua chủ trương đầu tư Dự án

Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4, PV Power đã lựa chọn các nhà thầu tư vấn trong giai đoạn chuẩn bị đầu tư dự án...

Công tác sửa chữa bảo dưỡng định kỳ được PV Power triển khai theo đúng kế hoạch: Trung tu Nhà máy Thủy điện Hòa Na (vượt tiến độ 4 ngày), Tổ máy số 2, Nhà máy Điện Vũng Áng 1; tiểu tu Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 (vượt tiến độ từ 11 giờ đến 2 ngày), Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2...

Tối ưu hóa vận hành sản xuất và tăng cường công tác quản trị được coi là “đòn bẩy” quan trọng giúp PV Power tăng trưởng mạnh trong sản xuất kinh doanh. Tổng doanh thu cả năm 2019 đạt gần 35,9 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 10%, tăng 8% so với năm 2018); lợi nhuận trước thuế đạt trên 3,1 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 25%, tăng 25% so với năm 2018); nộp ngân sách Nhà nước trên 1,5 nghìn tỷ đồng (vượt kế hoạch 16%)...



PV Power đạt Top 50 doanh nghiệp niêm yết tốt nhất năm 2019 do Forbes Vietnam bình chọn. Đây là quyết tâm cao của PV Power để làm tăng tính minh bạch của cổ phiếu, tăng tính thanh khoản, đồng thời nâng cao công tác quản trị và khả năng huy động vốn của PV Power.

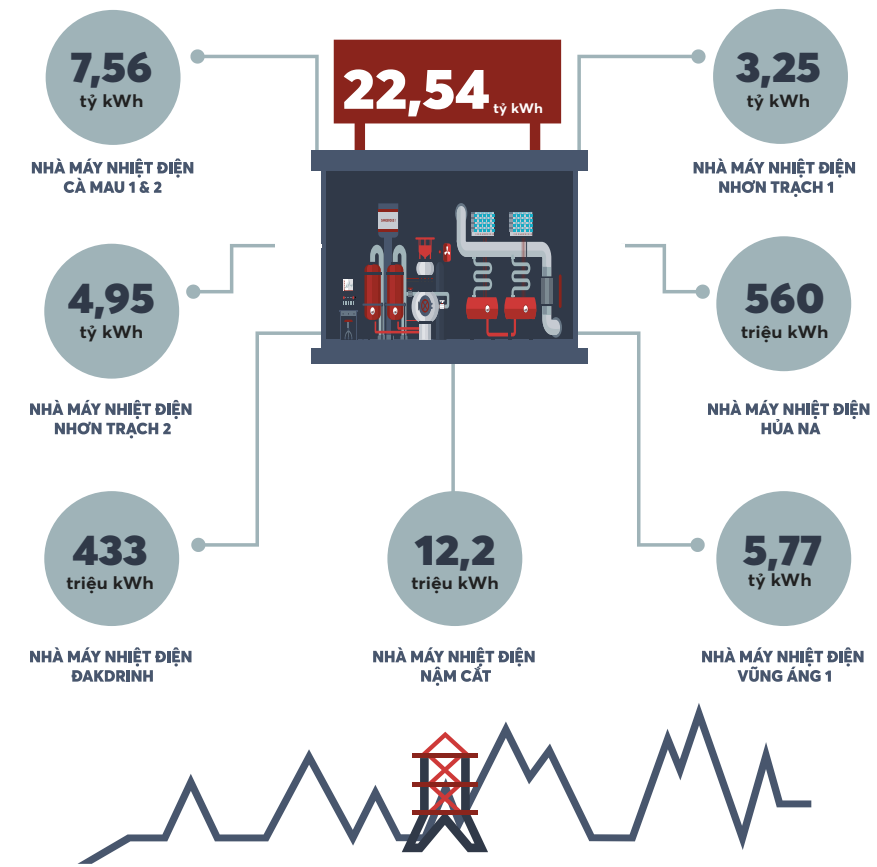
Nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1. Ảnh: PV Power

Nghiên cứu đầu tư các dự án điện mới

Trong năm 2020, sản lượng điện hợp đồng (Qc) được giao cho các nhà máy điện có xu hướng giảm dần so với các năm trước, dự báo suy giảm nguồn khí khu vực Đông Nam Bộ, nguồn than không đủ cung cấp cho Nhà máy Điện Vũng Áng 1... Trong khi đó, PV Power chưa được các cấp thẩm quyền phê duyệt cơ chế giá điện đối với dự án sử dụng khí LNG (Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4), gặp khó khăn trong công tác thu xếp vốn...

Tổng giám đốc PV Power Lê Như Linh cho biết Tổng công ty đặt mục tiêu vận hành an toàn, hiệu quả các nhà máy điện, phấn đấu tổng sản lượng điện sản xuất đạt 21,6 tỷ kWh, tổng doanh thu 35,449 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt 2,395 nghìn tỷ đồng,

SẢN LƯỢNG ĐIỆN NĂM 2019



nộp ngân sách Nhà nước trên 1,424 nghìn tỷ đồng.

Để hiện thực hóa các mục tiêu trên, các chuyên gia cho rằng các cấp thẩm quyền cần chung tay "tháo gỡ" khó khăn của PV Power về nguyên/nhiên liệu đầu vào: Thông qua phương án phân bổ khí bổ sung từ khu vực Tây Nam Bộ, cung cấp đủ khí để PV Power vận hành ổn định các nhà máy điện khí, tham gia thị trường điện tối ưu và hiệu quả; đảm bảo nguồn than cung cấp cho Nhà máy Điện Vũng Áng 1; thông qua cơ chế chính sách triển khai thực hiện đầu tư Dự án Thủy điện Luang Prabang...

Đồng thời, PV Power tiếp tục chủ động triển khai công tác tái cấu trúc, đẩy nhanh việc hoàn thành xây dựng và đưa vào áp dụng hệ thống định mức sửa chữa bảo dưỡng, định mức tồn kho tại các nhà máy điện, định mức hao hụt than tại Nhà máy Điện Vũng Áng 1, thực hành tiết kiệm, tiết giảm chi phí, giảm giá thành sản xuất, tăng cường công tác quản

trị doanh nghiệp, tài chính, quản lý vốn... Xây dựng cân đối dòng tiền đảm bảo đáp ứng cho nhu cầu sản xuất kinh doanh và đầu tư phát triển, ứng phó kịp thời với biến động xấu nhất của giá dầu, tỷ giá ngoại tệ...

Được biết, PV Power đã xây dựng hoàn thiện Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 làm cơ sở triển khai đầu tư phát triển, sản xuất kinh doanh. Ngoài điện than, điện khí, thủy điện, Tổng công ty đang đẩy mạnh nghiên cứu đầu tư các dự án điện mới, mở rộng nguồn nguyên/nhiên liệu, các loại năng lượng sạch như: điện mặt trời, điện sử dụng khí LNG...

Trước mắt, Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4 (tổng công suất 1.500 MW) là dự án đầu tiên sử dụng nhiên liệu LNG nhập khẩu để sản xuất điện, được kỳ vọng sẽ tạo ra chuỗi giá trị về kinh tế cũng như định hướng phát triển cho ngành công nghiệp điện - khí LNG của Việt Nam trong tương lai.

Huyền Thư



PVFCCo

ĐẶT KẾ HOẠCH LỢI NHUẬN CAO GẤP 2,5 LẦN SO VỚI NĂM 2019

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) đặt mục tiêu đạt tổng doanh thu 9.237 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 513 tỷ đồng trong năm 2020 trong điều kiện thị trường phân bón trong nước cung vượt cầu, chi phí sản xuất tăng cao do chính sách thuế VAT đối với sản phẩm phân bón còn bất cập.

Trong năm 2020, PVFCCo đặt mục tiêu sản xuất 1.035.750 tấn phân bón và hóa chất, trong đó có 785.000 tấn Đạm Phú Mỹ, 180.000 tấn NPK Phú Mỹ. Tổng sản lượng kinh doanh theo kế hoạch là 1.263.800 tấn phân bón, hóa chất các loại, trong đó có 780.000 tấn Đạm Phú Mỹ, 180.000 tấn NPK Phú Mỹ, 189.000 tấn phân bón khác. Tổng doanh thu 9.237 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 513 tỷ đồng (gấp 2,5 lần so với kế hoạch năm 2019), tỷ lệ chia cổ tức dự kiến là 10%.

Đây vừa là chỉ tiêu vừa là thách thức trong bối cảnh khó khăn chung của ngành nông nghiệp và sản xuất phân bón trong nước. Chính sách thuế theo hướng khuyến khích hàng nhập khẩu (được hoàn thuế VAT,

cắt giảm thuế nhập khẩu theo cam kết FTA) dẫn đến nguồn cung phân bón nhập khẩu tăng cao, cạnh tranh.

Trong khi đó, Nhà máy Đạm Phú Mỹ đã hoạt động liên tục trên 16 năm, rủi ro sự cố thiết bị ngày càng cao, là thách thức lớn của PVFCCo trong công tác vận hành. Nhà máy NPK Phú Mỹ sản xuất bằng công nghệ hóa học của Incro S.A (Tây Ban Nha), là công nghệ sản xuất NPK hiện đại, cao cấp nhất hiện nay, được sử dụng ở các nước phát triển trên thế giới như châu Âu, Hàn Quốc, Nhật Bản... không cạnh tranh được về giá so với sản phẩm NPK sản xuất theo công nghệ đơn giản, kém chất lượng, giá rẻ tràn lan trên thị trường.

Để hiện thực hóa kế hoạch năm 2020,



Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Trong vòng 15 năm (21/9/2004 - 21/9/2019), từ chỗ chỉ có Nhà máy Đạm Phú Mỹ sản xuất ra 1 loại sản phẩm, PVFCCo đã không ngừng phát triển, triển khai hàng loạt dự án, đẩy mạnh hoạt động nghiên cứu phát triển, để hiện nay có Tổ hợp sản xuất đa dạng các sản phẩm phân bón từ phân đơn, phân đơn bổ sung các chất nâng cao hiệu suất sử dụng đến phân bón phức hợp, hỗn hợp bổ sung trung vi lượng... Từ chỗ chỉ sản xuất ammonia đến nay PVFCCo đã cung ứng các loại hóa phẩm dầu khí, phụ gia phục vụ sản xuất phân bón, khí CO₂ thực phẩm..., đưa tổng sản lượng sản xuất phân bón và hóa chất lên trên 1 triệu tấn/năm.

PVFCCo đang chủ động triển khai các giải pháp đồng bộ về đầu tư, vận hành sản xuất và kinh doanh, quản trị, tối ưu chi phí, vận hành Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy NPK Phú Mỹ an toàn, ổn định, hiệu quả.

Đặc biệt, PVFCCo sẽ tiếp tục quản lý hiệu quả chi phí bằng 3 giải pháp: Tiết giảm 5% các khoản chi phí, xây dựng chương trình thực hành tiết kiệm chống lãng phí trong sản xuất, chi phí bán hàng và chi phí quản lý; cắt 100% các hạng mục công việc chưa cần thiết triển khai trong năm 2020.

Đồng thời, PVFCCo cho biết sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới nhằm đa dạng hóa các sản phẩm phân bón và hóa chất; xây dựng hệ thống phân phối phân bón bền vững trong nước và tìm kiếm mở rộng thị trường nước ngoài.

Trong năm 2019, PVFCCo đã hoàn thành vượt mức kế hoạch sản xuất từ 5 - 31%, đặc biệt chỉ tiêu lợi nhuận trước thuế vượt kế hoạch 51% trong điều kiện Nhà máy Đạm Phú Mỹ dừng hoạt động 72 ngày để bảo dưỡng sửa chữa và chi phí sản xuất tăng cao. Sản lượng sản xuất của PVFCCo đạt 704.440 tấn Đạm Phú Mỹ (vượt kế hoạch 5%), 11.567 tấn UFC85 (vượt kế hoạch 7%), 60.360 tấn NH₃ (vượt kế hoạch 31%). Sản lượng kinh doanh đạt gần 960 nghìn tấn, trong đó điểm sáng là sản lượng Đạm Phú Mỹ tiêu thụ trong Quý IV/2019 tăng khoảng 32% so với cùng kỳ, giúp PVFCCo hoàn thành kế hoạch tiêu thụ 680 nghìn tấn urea trong năm 2019.

Thúy Hằng



PVCFC

ĐẶT MỤC TIÊU TĂNG 10% DOANH THU SO VỚI NĂM 2019

Trong khó khăn “kép”, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) đặt ra mục tiêu rất thách thức khi tiếp tục tăng 10% doanh thu so với năm 2019 lên gần 8.000 tỷ đồng, sản lượng kinh doanh hơn 1 triệu tấn phân bón và đưa vào vận hành Nhà máy NPK Cà Mau trong Quý I/2020.

Trong năm 2020, PVCFC tiếp tục phải đối diện với khó khăn “kép” khi nguồn khí đầu vào suy giảm, thị trường phân bón cạnh tranh khốc liệt. Việc áp dụng giá khí thị trường (0,46HSFO+Tariff), từ ngày 12/10/2019 chịu thêm 10% giá khí cao (0,90HSFO+Tariff), không được khấu trừ thuế VAT đầu vào... làm tăng chi phí sản xuất kinh doanh, giảm khả năng cạnh tranh với các đơn vị sản xuất phân đạm khác trong nước và cả khu vực.

Tuy nhiên, PVCFC vẫn đặt ra mục tiêu rất thách thức khi tiếp tục tăng 10% doanh thu so với năm 2019 lên gần 8.000 tỷ đồng, sản

lượng kinh doanh hơn 1 triệu tấn phân bón và đưa vào vận hành Nhà máy NPK Cà Mau.

Để hoàn thành các mục tiêu đề ra trong năm 2020, PVCFC đang tập trung thực hiện đồng bộ các giải pháp từ quản trị, vận hành sản xuất, kinh doanh phát triển thị trường... Trong đó, PVCFC tiếp tục triển khai các chương trình tối ưu hóa hoạt động cho Nhà máy Đạm Cà Mau, giảm thời gian dừng máy, giảm tiêu hao năng lượng, giảm sự phụ thuộc vào nguồn cấp khí; nghiên cứu và triển khai các giải pháp để tăng nguồn nguyên liệu khí cho sản xuất, góp phần tăng công suất Nhà máy Đạm Cà Mau. Xây dựng chiến lược nghiên cứu phát



triển dài hạn, tập trung chủ yếu vào nghiên cứu ứng dụng nhằm đáp ứng nhu cầu của thị trường theo hướng đa dạng hóa các sản phẩm phân bón NPK, khoáng hữu cơ, hữu cơ vi sinh và các dòng phân bón chất lượng cao.

Duy trì vận hành trên 100% công suất thiết kế trong điều kiện nguồn nguyên liệu đầu vào không ổn định chính là thử thách rất lớn và kịch bản mà PVCFC đang tập trung giải quyết. PVCFC đã và đang tối ưu hóa vận hành, tìm kiếm nguồn khí thay thế như: Mua khí permeate gas từ GPP (giúp tăng thêm 3% công suất); phục hồi Hydraulic turbine (giúp tiết giảm chi phí mua mới thiết bị và tiết kiệm tiêu hao điện khoảng 22 MWh/ngày); chuyển đổi linh hoạt động cơ từ chạy bằng turbine sang motor và ngược lại để tiết kiệm tiêu hao khí; cải hoán cụm tách CO_2 giúp tăng khoảng 1,2% công suất vận hành, tăng hiệu suất chuyển hóa các thiết bị, giảm năng lượng thất thoát...

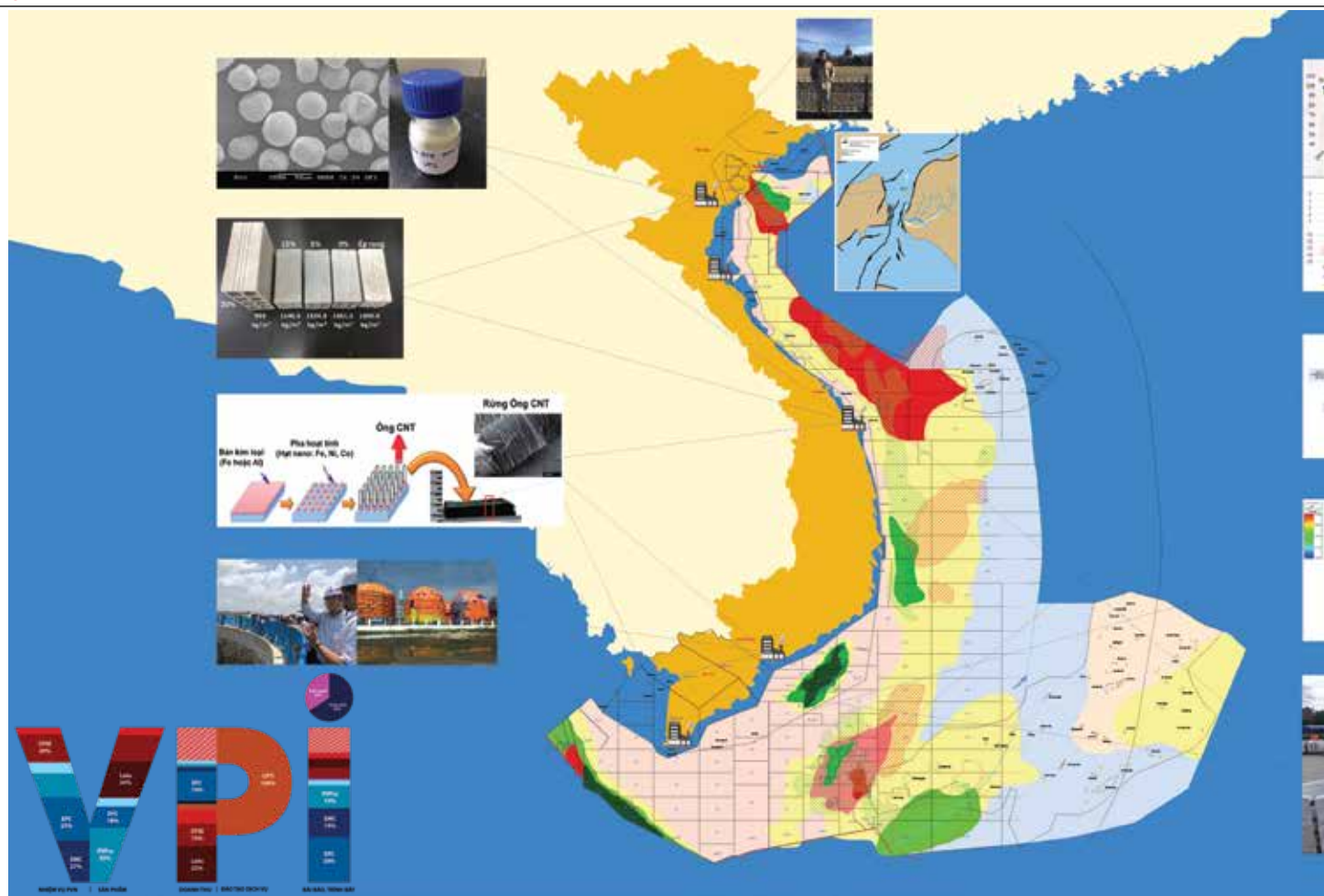
Các giải pháp này đã và đang giúp PVCFC tiết giảm tiêu hao so với định mức, gia tăng hiệu suất làm việc của thiết bị, thu hồi thêm một lượng khí dùng cho sản xuất đạm, qua đó duy trì Nhà máy Đạm Cà Mau hoạt động ổn định liên tục ở công suất cao. Đồng thời, PVCFC tiếp tục tìm nguồn nguyên, nhiên liệu thay thế, giảm phụ thuộc vào nguồn cung khí (thu hồi CO_2 từ dòng flash gas và permeate gas, áp dụng công nghệ ORC, mua hơi công nghiệp biomass, đầu tư nhà máy khí hóa than, nghiên cứu đầu tư dự án điện năng lượng mặt trời...).

Ngay trong Quý I/2020, PVCFC sẽ đưa vào vận hành Nhà máy NPK Cà Mau, với dây chuyền sản xuất theo công nghệ tiên tiến nhất thế giới của ESPINDESA (Tây Ban Nha) và thiết bị chính nhập khẩu từ các nước EU/G7. Khi đi vào vận hành ổn định, Nhà máy sẽ cung cấp 300.000 tấn phân bón NPK chất lượng cao với giá thành cạnh tranh. Với kế hoạch sản lượng 160.000 tấn trong năm 2020, Nhà máy NPK Cà Mau sẽ đóng góp khoảng 1.200 tỷ đồng vào tổng doanh thu của PVCFC. Đây cũng là hướng kinh doanh khả thi đối với PVCFC trong bối cảnh gặp khó khăn về nguồn khí và giá khí.

Nguyễn Thúy



PVCFC chuẩn bị đưa vào vận hành Nhà máy NPK Cà Mau trong Quý I/2020. Ảnh: PVCFC



TẬP TRUNG NGUỒN LỰC CHO NGHIÊN CỨU DÀI HẠN

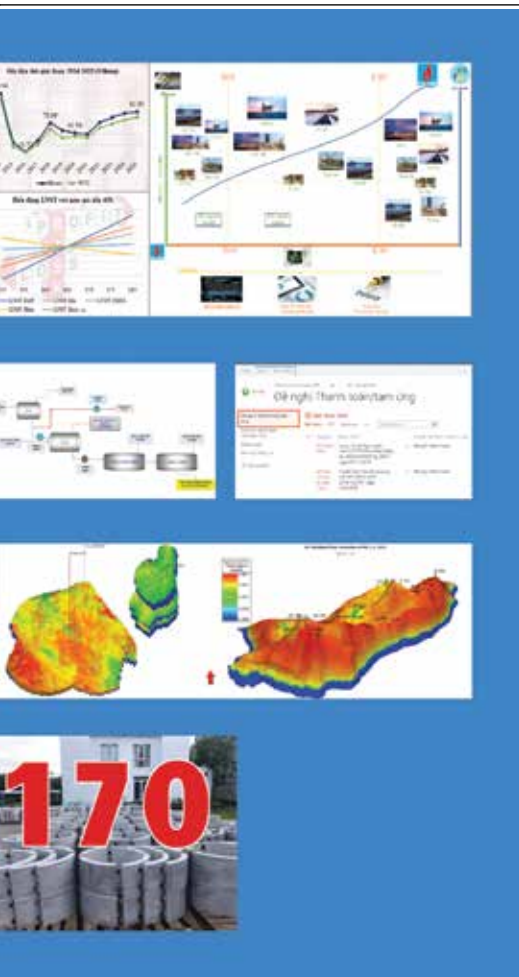
Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đang tích cực, chủ động triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: Định hướng tìm kiếm thăm dò dầu khí truyền thống/phi truyền thống; công nghệ khai thác dầu khí để đưa tiềm năng dầu khí vào sử dụng hiệu quả và đảm bảo an toàn môi trường; nâng cao hệ số thu hồi dầu; xử lý và chế biến sâu khí có hàm lượng CO_2 cao kết hợp hóa dầu từ dầu thô; năng lượng thay thế và đẩy mạnh phát triển sản phẩm thương mại...

Trong năm 2019, VPI đã tập trung nguồn lực đẩy mạnh triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn về định hướng tìm kiếm thăm dò dầu khí truyền thống/phi truyền thống. Lần đầu tiên VPI minh giải và xây dựng bộ bản đồ thống nhất cho khu vực Bắc bể Sông Hồng, Tư Chính - Vũng Mây và Phú Khánh; nghiên cứu áp dụng thành công các công nghệ minh giải, phân tích hiện đại để thiết lập mô hình định hướng tìm kiếm thăm dò cho khu vực Bắc bể Sông Hồng; nghiên cứu cấu trúc địa chất và các điều kiện hình thành khí hydrate ở vùng nước sâu thềm lục địa miền Trung và Đông Nam Bộ Việt Nam...

Đồng thời, VPI tập trung triển khai chương trình nghiên cứu dài hạn về nâng cao hệ số thu hồi dầu; chế biến hiệu quả thành phần carbon của khí thiên nhiên giàu CO_2 (Phát triển công nghệ sản xuất vật liệu carbon nanotubes từ nguồn khí thiên nhiên

giàu CO_2 ; phát triển vật liệu màng trên cơ sở zeolite có khả năng tách hiệu quả CO_2 và N_2 từ nguồn khí thiên nhiên giàu CO_2). Đối với chương trình phát triển tích hợp lọc - hóa dầu từ dầu, VPI tập trung nghiên cứu xác định các sản phẩm hóa dầu tiềm năng có thể phát triển từ dầu để nâng cao hiệu quả hoạt động của các nhà máy lọc dầu có phần góp vốn của PVN; phát triển và ứng dụng mô hình LP để tối ưu hóa quá trình sản xuất, tiêu thụ các cấu tử trung gian và sản phẩm lọc dầu của các nhà máy lọc dầu có phần vốn góp của PVN...

Bên cạnh đó, VPI đã đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam các chương trình nghiên cứu dài hạn: Nghiên cứu và đánh giá tiềm năng dầu khí các đối tượng dầu khí phi truyền thống tại các bể trầm tích ở Việt Nam; đánh giá hiện trạng khai thác, trữ lượng và tiềm năng dầu khí còn lại, xây dựng phương án tận khai thác, thăm lường và thăm dò



cho các lô chuẩn bị hết hợp đồng dầu khí, bể Cửu Long; nghiên cứu áp dụng công nghệ 4.0 phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí và địa chất, khoáng sản biển; chế biến hiệu quả thành phần carbon của khí thiên nhiên giàu CO_2 ; phát triển tích hợp lọc - hóa dầu từ dầu; nghiên cứu tăng cường khả năng kiểm soát và nâng cao độ tin cậy hệ thống công nghệ tại các công trình dầu khí thông qua các giải pháp quản lý an toàn; triển khai thực hiện, cập nhật kế hoạch hành động giảm thiểu, thích ứng với biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2030; nâng cao năng lực quản trị trong PVN giai đoạn 2020 - 2025...

VPI được Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ cấp 1 bằng độc quyền sáng chế (Nhiên liệu nhũ hóa bao gồm dầu nhiệt phân sinh khối và dầu diesel), 2 bằng độc quyền giải pháp hữu ích (Dung dịch khoan vi bọt gốc nước dùng cho các vỉa chứa có áp suất thấp; Quy trình sản xuất xăng có trị số octane cao từ nguồn condensate); chấp nhận đơn 6 sáng chế (Quy trình sản xuất xăng vật liệu graphene từ ống carbon kích cỡ nano; Quy trình chế tạo



Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Viện Dầu khí Việt Nam trao đổi với các chuyên gia tham dự Hội nghị "EAGE-VPI Conference on Reservoir Geoscience". Ảnh: VPI

silic oxide kích cỡ nano từ vỏ trấu; Phương pháp phân chia sản phẩm dầu cho các giếng đa tầng; Quy trình sản xuất phụ gia ZSM-5 dùng trong quá trình cracking xúc tác từ nguồn nguyên liệu tại Việt Nam; Quy trình chế tạo chế phẩm khử dầu trên cơ sở co-polymer 2-pronenamit và dầu khoáng dùng để xử lý nước thải tại giàn khai thác dầu khí; Phương pháp xây dựng cơ sở dữ liệu về đặc tính của dầu khí)...

VPI tiếp tục mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ ra nước ngoài (như: GeoGrid, Vniineft, Rusvietpetro (Liên bang Nga), Amec Foster Wheeler, Technimont, GS, JGC, DNV-GL, Mudabala, LOFT Inc...); đẩy mạnh phát triển sản phẩm thương mại: ZSM-5; aerogel siêu kỵ nước; gạch không nung sử dụng xúc tác FCC thải; sản xuất và cung cấp anode hy sinh để bảo vệ chống ăn mòn cho chân đế BK-20, BK-21, đường ống ngầm đến BK-20, đường ống Nam Côn Sơn giai đoạn 2, thân bơm nước làm mát Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng...

Trong năm 2020, VPI cho biết sẽ tiếp tục dành 70% nguồn lực để triển khai công tác nghiên cứu khoa học và dịch vụ khoa học công nghệ với mục tiêu nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các đơn vị; sản xuất, kinh doanh hóa chất/thiết bị dầu khí, anode và phát triển sản phẩm thương mại. Đồng thời, VPI sẽ dành 20% nguồn lực để hoàn thiện mô hình hoạt động, hệ thống quản trị; thu hút chuyên gia, đào tạo chuyên sâu; tổng hợp và sử dụng hiệu quả cơ sở dữ liệu (VPIinsights); chủ động triển khai các

chương trình dài hạn. VPI cũng ưu tiên 10% nguồn lực để mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ khoa học công nghệ ra nước ngoài; xây dựng và vận hành thử mô hình sàn khoa học công nghệ; triển khai chương trình dài hạn về năng lượng thay thế.

Về mô hình phát triển trong thời gian tới, VPI đang chuyển cấu trúc từ dạng cây truyền thống sang cấu trúc phẳng, tinh gọn, trong đó lấy việc tạo ra giá trị cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, các khách hàng trong và ngoài nước là trọng tâm, tổ chức tự học hỏi, tự thích nghi với thị trường, nâng cao năng lực cạnh tranh, quản trị qua thỏa thuận (hợp tác), tinh gọn, liên kết.

Về các nhiệm vụ trọng tâm trong năm 2020, Viện trưởng Nguyễn Anh Đức cho biết sẽ tập trung hoàn thiện mô hình tổ chức, hoạt động của VPI khi Đề án thành lập Học viện Dầu khí Việt Nam được cấp có thẩm quyền chấp thuận; chủ động triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn: Định hướng tìm kiếm thăm dò dầu khí truyền thống/phi truyền thống; Công nghệ khai thác dầu khí để đưa tiềm năng dầu khí vào sử dụng hiệu quả và đảm bảo an toàn môi trường; Nâng cao hệ số thu hồi dầu; Xử lý và chế biến sâu khí có hàm lượng CO_2 cao kết hợp hóa dầu từ dầu thô; Năng lượng thay thế; Đẩy mạnh phát triển sản phẩm thương mại (phần mềm/giải pháp công nghệ thông tin, anode hy sinh, hóa chất, sản phẩm đại chúng), đăng ký bản quyền trong nước và thế giới...

Ngọc Linh



PVChem phát triển dịch vụ kỹ thuật dầu khí tiềm năng

Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem) đang tập trung hiện thực hóa Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 với mục tiêu trở thành nhà cung cấp dịch vụ hóa kỹ thuật, sản xuất, kinh doanh các sản phẩm hóa chất, hóa dầu hàng đầu tại Việt Nam và có uy tín trong khu vực, tốc độ tăng trưởng lợi nhuận trung bình từ 10 - 15%/năm cho giai đoạn 2016 - 2025 và 15 - 20%/năm cho giai đoạn 2026 - 2035.

Trong năm 2020, PVChem đặt mục tiêu tổng doanh thu 2.217 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 32,45 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 107,05 tỷ đồng. PVChem sẽ tập trung phát triển thị trường cung cấp sản phẩm/dịch vụ trong và ngoài nước; cung cấp dịch vụ đánh dấu hóa học, xử lý acid, gia tăng thu hồi dầu;

duy trì và phát triển kinh doanh hóa chất cho khoan, khai thác, lọc dầu... Tổng công ty tiếp tục nghiên cứu, ứng dụng các hóa chất thay thế còn lại trong hệ dung dịch khoan bản quyền, triển khai nghiên cứu sản phẩm/dịch vụ mới.

Hiện PVChem đang đàm phán/hợp tác với Schlumberger trong việc kéo dài thời hạn

của Liên doanh M-I Vietnam và mở rộng hợp tác phát triển thêm các lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật dầu khí tiềm năng như: Hệ xi măng giãn nở chống xâm nhập khí, kiểm soát nước vỉa, nâng cao thu hồi dầu...

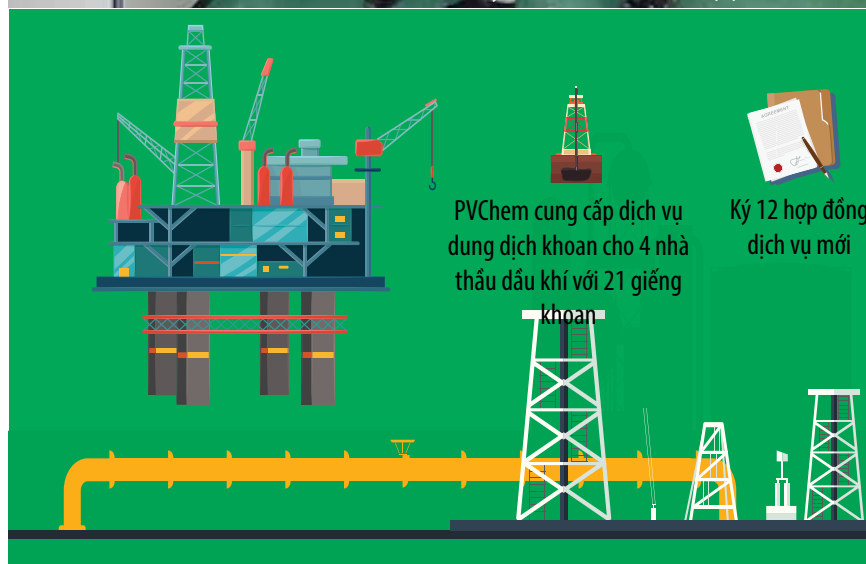
Về định hướng phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035, PVChem tập trung hiện thực hóa mục tiêu trở thành



Hệ thống căn cứ cung ứng dịch vụ hóa phẩm của PVChem tại Vietsovpetro



Các kỹ sư của DMC ITS kiểm tra thiết bị vận hành. Ảnh: PVN



PVChem cung cấp dịch vụ dung dịch khoan cho 4 nhà thầu dầu khí với 21 giếng khoan

Ký 12 hợp đồng dịch vụ mới

Trong năm 2019, Tổng công ty đã hoàn thành kế hoạch sản xuất kinh doanh trước 45 ngày với tổng doanh thu hợp nhất ước đạt 2.160 tỷ đồng, vượt 10% kế hoạch năm; lợi nhuận trước thuế ước đạt 40,12 tỷ đồng, tăng 150% so với thực hiện năm 2018; nộp ngân sách Nhà nước ước đạt 116 tỷ đồng, vượt 51% kế hoạch năm 2019.

nhà cung cấp dịch vụ hóa kỹ thuật, sản xuất, kinh doanh các sản phẩm hóa chất, hóa dầu hàng đầu tại Việt Nam và có uy tín trong khu vực; tốc độ tăng trưởng lợi nhuận trung bình từ 10 - 15%/năm cho giai đoạn 2016 - 2025

và 15 - 20%/năm cho giai đoạn 2026 - 2035. PVChem tiếp tục duy trì phát triển dịch vụ trong lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí, mở rộng phạm vi cung cấp dịch vụ trong lĩnh vực chế biến dầu khí, phát triển nghiên cứu khoa học công nghệ.

Đối với lĩnh vực sản xuất, PVChem đẩy mạnh nghiên cứu, phát triển, nâng cao hàm lượng công nghệ cho các sản phẩm chính như: Bentonite, xi măng G và phát triển thêm các sản phẩm hóa chất, chất xúc tác, nhựa, dung môi. ... Lĩnh vực kinh doanh, PVChem sẽ tập trung mở rộng thị trường, nâng cao chất lượng cung cấp các loại hóa chất, hóa phẩm phục vụ hoạt động khoan, thăm dò, khai thác dầu khí, các sản phẩm lọc hóa dầu và hóa chất cho các ngành công nghiệp khác.

PVChem sẽ tập trung triển khai công tác tái cấu trúc, tinh giảm lao động gián tiếp, tăng tỷ trọng lao động trực tiếp; rà soát, sắp xếp cán bộ phù hợp với năng lực, sở trường công tác. Đẩy mạnh công tác đầu tư dự án mới, tạo hạ tầng sản xuất kinh doanh bền vững phù hợp với Chiến lược phát triển của PVChem. Đồng thời, PVChem gia tăng hợp tác với các đối tác có tiềm năng như: Schlumberger, BIG... tạo nguồn lực hỗ trợ trong hoạt động sản xuất kinh doanh và tăng cường công tác nghiên cứu phát triển các sản phẩm và dịch vụ mới.

Hồng Trang



CƠ HỘI VÀ THÁCH THỨC KHI GIÁ DẦU BIẾN ĐỘNG

Năm 2020, thị trường dầu thô thế giới được dự báo sẽ có những biến động mạnh, ảnh hưởng đến tăng trưởng kinh tế thế giới. Theo nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), giá dầu biến động 1 USD/thùng có thể ảnh hưởng đến thu ngân sách khoảng 1.000 tỷ đồng. 1 USD giá dầu biến động có thể khiến lợi nhuận sau thuế của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) biến động khoảng 200 tỷ đồng. Ông Đoàn Tiến Quyết - Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã trả lời phỏng vấn xung quanh vấn đề này.

PVJ: Xin ông cho biết các yếu tố chủ yếu tác động đến giá dầu thô thế giới trong năm 2020?

Ông Đoàn Tiến Quyết: Tôi cho rằng trong năm 2020, giá dầu thô thế giới sẽ chịu ảnh hưởng của các yếu tố sau:

Thứ nhất là nguồn cung, vào ngày 6/12/2019, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) đã cùng với Liên bang Nga tuyên bố sẽ cắt giảm tiếp 500.000 thùng/ngày

trong năm 2020, nâng tổng số cắt giảm sản lượng lên 1,7 triệu thùng/ngày trong năm 2020. Đây là con số rất lớn vì chiếm khoảng 1,7% tổng nguồn cung dầu thô của toàn thế giới và sẽ là nhân tố quan trọng ảnh hưởng rất lớn tới giá dầu trong năm 2020.

Các cuộc khủng hoảng giá dầu trong giai đoạn gần đây như cuộc khủng hoảng 2014 - 2016, giá dầu thô đã rơi từ mức 120 USD/thùng xuống còn dưới 30 USD/thùng. Nguyên

nhân cơ bản nhất vẫn là do nguồn cung quá lớn gây dư thừa và đó là yếu tố ảnh hưởng lớn tới thị trường dầu thô.

Thị trường dầu thô trong năm 2020 sẽ chịu rủi ro bất định, đó là nguồn cung dầu thô của Mỹ. Hiện nay, nguồn cung này đang ở mức hơn 12 triệu thùng/ngày, dự kiến tăng khoảng 1 triệu thùng/ngày trong năm 2020 nâng lượng cung ra thị trường khoảng hơn 13 triệu thùng/ngày.



Nguồn: krqe.com

Và đây là một trong các yếu tố quan trọng tạo sức ép lên thị trường. Cùng với đó là một số rủi ro trên thị trường liên quan đến yếu tố địa chính trị tại Venezuela hay Libya dẫn được tháo gỡ, từ đó tác động đến việc khai thác dầu thô ổn định và làm tăng sản lượng khai thác dầu thô.

Bên cạnh đó, một số nước ngoài OPEC như Na Uy và Brazil sản lượng khai thác dầu thô tiếp tục tăng do áp dụng các công nghệ mới, đồng thời giảm chi phí. Tính đến cuối năm 2019, lần đầu tiên sau 32 tháng qua, sản lượng khai thác dầu thô của Na Uy đạt mức cao nhất, đạt mức xấp xỉ 2 triệu thùng/ngày và đây cũng là yếu tố dự báo sẽ ảnh hưởng lớn tới giá dầu.

Tiếp theo là yếu tố về tăng trưởng kinh tế. Trong 2 năm 2018 - 2019, nền kinh tế thế giới nói chung chịu ảnh hưởng rất lớn của chiến tranh thương mại Mỹ - Trung.

Vì vậy tăng trưởng của kinh tế thế giới



Ông Đoàn Tiến Quyết - Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Quản lý Dầu khí, Viện Dầu khí Việt Nam. Ảnh: PVJ

trong năm 2019 chỉ ở mức 2,3%, mức thấp nhất trong vòng 1 thập kỷ qua và dự báo trong năm 2020, tăng trưởng kinh tế toàn cầu chỉ ở mức 2,4%. Đây là con số thấp. Kinh tế thế giới tăng trưởng thấp cũng là xu hướng tăng trưởng kinh tế của Trung Quốc - nền kinh tế phát triển tốt nhất trong vòng 20 - 30 năm nay tại châu Á cũng như toàn thế giới. Lần đầu tiên tăng trưởng kinh tế của Trung Quốc được dự báo chỉ tăng trưởng ở mức 6%, thậm chí còn thấp hơn bởi chiến tranh thương mại Mỹ - Trung mặc dù có các tín hiệu lạc quan. Đây là các yếu tố tác động chính tới nền kinh tế thế giới và qua đó tác động trực tiếp đến nhu cầu dầu thô của thế giới. Dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu thô trong năm 2020 ở mức 100 triệu thùng/ngày trong khi tổng nguồn cung dầu thế giới là 102 triệu thùng/ngày. Chênh lệch này sẽ tạo sức ép rất lớn lên giá dầu.

Cùng với đó, trong năm 2020, giá dầu thô thế giới sẽ chịu tác động từ quyết định giảm thiểu lượng lưu huỳnh từ Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO) có hiệu lực từ ngày 1/1/2020 và qua đó hàm lượng lưu huỳnh với phương tiện hàng hải sẽ giảm từ mức 3,5% xuống còn 0,5%. Quy định này sẽ ảnh hưởng tới cơ cấu sản xuất và lưu chuyển các dòng dầu thô và thông qua đó tác động đến giá dầu. Hiện nay, các dòng dầu thô có thể sản xuất sản phẩm có hàm lượng lưu huỳnh thấp được các nhà máy lọc hóa dầu và chế

biến sản phẩm dầu khí quan tâm hơn.

Cùng với đó là các yếu tố địa chính trị, trong suốt 100 năm hình thành thị trường dầu thô, đây là yếu tố vô cùng nhức nhối và không thể đoán định được. Căng thẳng chính trị giữa Mỹ và Trung Quốc về thương mại, căng thẳng giữa Mỹ và Nga, giữa Mỹ và Iran, Venezuela về chính trị đã kéo dài nhiều năm và chưa có chuyển biến.

Năm 2018, Mỹ thực hiện tái áp đặt lệnh trừng phạt Iran và lệnh trừng phạt này đã khiến cho nguồn cung cũng như sản lượng khai thác dầu của Iran giảm từ mức 4 triệu thùng/ngày xuống còn 2 triệu thùng/ngày. Cùng đó, Iran đã có động thái đáp trả liên quan đến đóng cửa eo biển Hormuz - tuyến đường chuyên chở dầu thô rất quan trọng của thế giới với khoảng 20% sản lượng dầu thô của thế giới được chuyên chở qua eo biển này. Bất cứ sự biến động nào về mặt chính trị ở khu vực này cũng ảnh hưởng trực tiếp đến giá dầu thô. Giá dầu thô có thể tăng ngay lập tức khi Iran có các động thái đối với khu vực hết sức quan trọng này.

Đây là các nhân tố cơ bản mà Viện Dầu khí Việt Nam cho là quan trọng nhất có thể tác động mạnh nhất tới thị trường dầu thô và giá dầu thô trong năm 2020.

Tóm lại, trong năm 2020, sẽ có 4 nhóm nhân tố ảnh hưởng đến giá dầu thô. Thứ nhất đó là nguồn cung dầu thô của thế giới,



thứ hai là tăng trưởng kinh tế toàn cầu, thứ ba là quy định IMO 2020 về cắt giảm tỷ lệ lưu huỳnh trong nhiên liệu và cuối cùng là các bất ổn chính trị liên quan đến địa chính trị tại một số điểm nóng của thế giới như Iran, Venezuela hay Libya.

PVJ: Vậy theo ông đâu là các kịch bản cho giá dầu năm 2020?

Ông Đoàn Tiến Quyết: Theo kết quả dự báo giá dầu thô thế giới của các tổ chức quốc tế do Viện Dầu khí Việt Nam cập nhật, giá dầu thô Brent sẽ ở mức trung bình 64 USD/thùng.

Đây là mức giá tương đối cao so với mặt

bằng chung năm 2019. Trong giai đoạn cuối năm 2019, giá dầu thô có giai đoạn tăng giá rất tốt, trong đó giá dầu thô Brent đã tăng gần 10%. Mức giá trung bình tháng 11/2019 khoảng 60 USD/thùng, đến cuối tháng 12/2019 là 68 USD/thùng. Mặc dù vậy, sự tăng giá này được nhìn nhận không thể kéo dài trong suốt năm 2020.

Theo nhận định của nhiều tổ chức quốc tế thì giá dầu thô ở mức 60 - 68 USD/thùng sẽ chỉ duy trì trong khoảng 6 tháng đầu năm 2020 bởi một số yếu tố, đặc biệt là việc OPEC tuyên bố cắt giảm sản lượng thêm 500.000 thùng đến hết Quý I/2020 và có thể gia hạn sang Quý II/2020.

Tuy nhiên, 6 tháng cuối năm 2020 sẽ rất khó đoán định với giá dầu thô. Và theo nhận định của nhiều tổ chức quốc tế và Viện Dầu khí Việt Nam, giá dầu thô thế giới sẽ dao động trong khoảng 60 - 65 USD/thùng.

Vì vậy, giá dầu thô bình quân năm 2020 sẽ dao động trong khoảng 64 USD/thùng theo mức giá của dầu thô Brent.

PVJ: Giá dầu sẽ tác động như thế nào đến tăng trưởng kinh tế thế giới?

Ông Đoàn Tiến Quyết: Đây là bài toán 2 chiều. Trong suốt 3 năm gần đây, giá dầu thô luôn giữ vững ở mức trên 60 USD/thùng. Đây có thể coi là mức giá trung bình có thể



Giàn khoan PV Drilling V thực hiện công tác khoan tại mỏ Hải Thạch (PQP-HT). Ảnh: Trung Linh

chấp nhận được với cả các nước tiêu thụ và các nước sản xuất dầu.

Theo nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam, giá dầu thô sẽ ảnh hưởng tích cực đối với các nước sản xuất dầu thô. Hiện chi phí khai thác dầu thô của các nước có sản lượng lớn như Saudi Arabia, Mỹ, Nga chỉ ở mức dưới 50 USD/thùng. Mức giá dầu thô ở ngưỡng 60 USD/thùng sẽ đem lại lợi ích rất lớn cho các nước sản xuất dầu thô. Đây sẽ là nguồn lực rất lớn để các nước này phân bổ đầu tư. Các nghiên cứu mới đây cho rằng đây là mức giá ở điểm vàng, tốt cho cả nước sản xuất và nước tiêu thụ. Nếu như thiết lập ở mức giá này thì nền kinh tế sẽ có nhiều thuận lợi. Tuy nhiên,

nếu giá dầu cao hơn nữa, cụ thể trong trường hợp giá dầu tăng 10 USD/thùng tăng trưởng kinh tế sẽ bị thiệt hại khoảng 0,1 điểm % và lạm phát toàn cầu cũng ở mức tương tự.

PV: Thưa ông các kịch bản giá dầu như vậy sẽ tác động như thế nào đến Việt Nam? Việt Nam cần có sự chuẩn bị như thế nào để thích ứng với dự báo biến động giá dầu trong năm 2020?

Ông Đoàn Tiến Quyết: Trong nhiều năm lại đây, Chính phủ đã xây dựng kế hoạch ngân sách dựa trên giá dầu phù hợp. Ví dụ như năm 2019, ngân sách dựa trên giá dầu kế hoạch là 65 USD/thùng. Năm 2020, giá dầu kế hoạch có thể thấp hơn, khoảng 60 USD/thùng. Với giá dầu hiện nay, có tác động tốt đến kinh tế.

Tuy nhiên, cần có kế hoạch nhất định để tận dụng tốt hơn mức giá dầu hiện nay. Theo các nghiên cứu, giá dầu biến động 1 USD/thùng có thể ảnh hưởng đến thu ngân sách khoảng 1.000 tỷ đồng. 1 USD giá dầu biến động thì có thể khiến lợi nhuận sau thuế của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) biến động khoảng 200 tỷ đồng.

Vì vậy, nếu giá dầu chỉ cần tăng 1 USD, PVN có thể tăng thu và đóng góp tốt hơn cho ngân sách Nhà nước. Nếu có kế hoạch tốt thì đây là điều kiện tốt để tăng thu ngân sách và cân đối các nguồn thu.

Tuy nhiên, Việt Nam đã là nước nhập khẩu rất nhiều dầu thô cho các nhà máy lọc dầu. Giá dầu thô phù hợp sẽ tác động tốt tới nhà máy lọc dầu. Chính vì thế, quan điểm của Viện Dầu khí Việt Nam là Nhà nước cần có những giải pháp để giúp doanh nghiệp tận dụng giá dầu hiệu quả nhất cũng như nâng cao chất lượng quản lý điều hành các sản phẩm được chế biến từ dầu thô.

Cụ thể, dầu thô là đầu vào của các nhà máy lọc dầu và sản phẩm đầu ra của nhà máy lọc dầu là các sản phẩm xăng dầu, mặt hàng có ảnh hưởng lớn trên thị trường. Chúng ta biết các kinh tế logistic đóng góp khoảng 20% GDP của Việt Nam, trong đó

60% chi phí vận tải là nằm trong chi phí logistics đó. Cho nên giá dầu cao sẽ ảnh hưởng lớn đến hoạt động vận tải, làm tăng chi phí lưu thông, chi phí sản xuất của nền kinh tế. Do đó cần xây dựng cơ chế giá xăng dầu hợp lý bởi vì giá xăng dầu hiện nay điều hành theo phương án 15 ngày. Đây là phương án điều hành hơi dài nên cần phải rút ngắn khoảng cách thời gian điều chỉnh giá để giá xăng dầu có thể tiếp cận nhanh hơn với giá dầu thô, giá xăng dầu thế giới, qua đó giúp điều chỉnh chi phí vận tải trong lưu thông nhanh chóng, linh hoạt hơn. Đây là những yếu tố trực tiếp chịu tác động từ sự thay đổi giá dầu thô.

Cùng với đó, hiện nay Chính phủ giao thực hiện ngân sách dựa trên kế hoạch giá dầu thô hàng năm. Thực tế giá dầu thô biến động hàng ngày, hàng giờ. Trong khi đó, kế hoạch ngân sách lại xây dựng theo giá dầu cố định của một năm sẽ rất khó cho người thực hiện trong việc xây dựng chiến lược và kế hoạch sản xuất kinh doanh. Nên chăng Chính phủ cần có phương án thay đổi về cách tính giá dầu trong kế hoạch ngân sách để PVN có thể có kế hoạch phát triển thuận lợi hơn.

Năm 2020, thị trường dầu thô sẽ chịu ảnh hưởng của việc thay đổi quy định về hàm lượng lưu huỳnh của Tổ chức Hàng hải Quốc tế, chi phí vận tải dự kiến sẽ tăng từ 10 - 30% và điều này sẽ ảnh hưởng đến các loại chi phí, ảnh hưởng đến CPI nên cần có giải pháp thích ứng với việc tăng giá này.

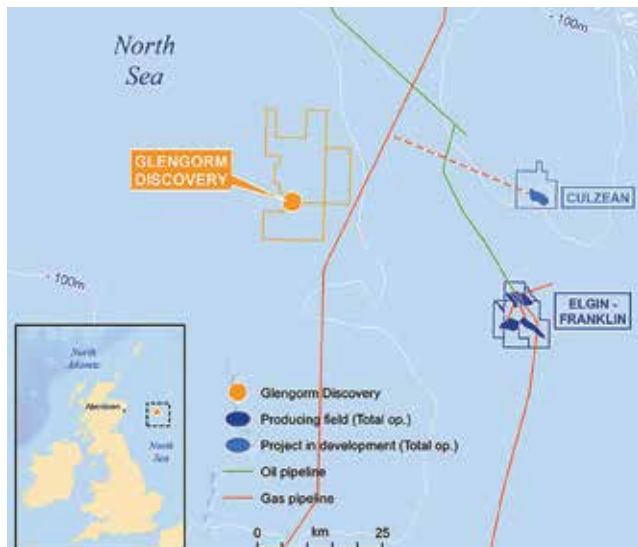
Ngoài ra, giá dầu thô là mặt hàng biến động phức tạp về giá nên cần có biện pháp hiệu quả về dự trữ dầu thô. Hiện đã có chiến lược quốc gia về dự trữ dầu mỏ nhưng chiến lược này chưa thực hiện triệt để, cần có giải pháp để chiến lược dự trữ được thực hiện tốt nhất. Bởi vì trong điều kiện biến động thị trường, giá giảm chúng ta có thể gia tăng mua vào dự trữ, nếu giá cao có thể sử dụng dự trữ dầu mỏ để bình ổn thị trường và đây là giải pháp điều hành vĩ mô tốt.

PVJ: Trân trọng cảm ơn ông!

CÁC PHÁT HIỆN DẦU KHÍ QUAN TRỌNG TRONG NĂM 2019

1. CNOOC CÔNG BỐ PHÁT HIỆN MỚI Ở BIỂN BẮC - UK

CNOOC Limited phát hiện triển vọng Glengorm thuộc giấy phép P2215, ngoài khơi trung tâm Biển Bắc, Vương quốc Anh. Giếng thăm dò được khoan tới tổng chiều sâu mét khoan 5.056m, bắt gặp cột khí và condensate với các đặc tính tốt, có chiều dày tầng sản phẩm đạt 37m ở vỉa chứa tuổi Jurassic muộn. Trữ lượng thu hồi tại phát hiện Glengorm ước tính gần 250 triệu thùng dầu quy đổi.



Vị trí phát hiện Glengorm. Nguồn: Total

2. AKER BP PHÁT HIỆN DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI NAM UY

Aker BP phát hiện dầu và khí ở giếng thăm dò Frokelar Main nằm trong khu vực Alvheim, thuộc giấy phép 869, tại Biển Bắc, ngoài khơi Na Uy. Giếng được khoan bằng giàn khoan bán chìm Scarabeo 8. Theo phân tích sơ bộ, tổng trữ lượng tại phát hiện có thể từ 45 - 153 triệu thùng dầu quy đổi.



Giàn khoan Scarabeo 8. Nguồn: Saipem

3. EXXONMOBIL CÓ THÊM 2 PHÁT HIỆN DẦU NGOÀI KHƠI GUYANA

ExxonMobil có thêm 2 phát hiện mới tại giếng Tilapia-1 và Hai-mara-1, ngoài khơi Guyana, nâng tổng số phát hiện dầu khí tại Lô Stabroek lên 12 phát hiện. Giếng Tilapia-1 được khoan tới tổng chiều sâu mét khoan 5.726m, tại khu vực nước sâu 1.783m, bắt gặp vỉa chứa dầu chất lượng cao với chiều dày tầng sản phẩm đạt 93m.



Tàu khoan Stena Carron của ExxonMobil. Nguồn: Gcaptain

4. TOTAL CÓ PHÁT HIỆN QUAN TRỌNG NGOÀI KHƠI NAM PHI

Total (Pháp) phát hiện khí và condensate đáng kể tại cấu tạo triển vọng Brulpadda, thuộc Lô 11B/12B, ngoài khơi Nam Phi. Giếng Brulpadda được khoan bằng giàn khoan bán chìm Odfjell Deepsea Stavanger ở khu vực nước sâu 1.400m, bắt gặp cột khí - condensate 57m, vỉa ngang 2 vỉa chứa chất lượng cao tuổi Cretaceous sớm.



Giàn khoan Odfjell Deepsea Stavanger. Nguồn: Poland at Sea



5. EXXON PHÁT HIỆN KHÍ TẠI GIẾNG GLAUCUS-1, NGOÀI KHƠI CYPRUS

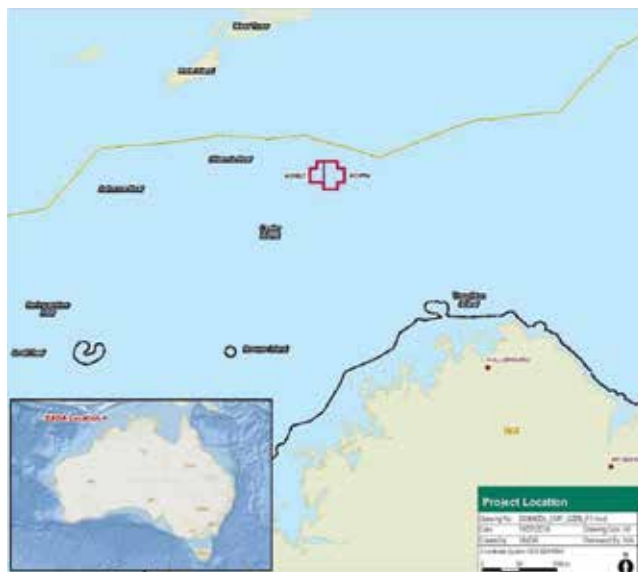
ExxonMobil phát hiện khí sau khi hoàn thành khoan giếng thăm dò thứ 2 Glaucus-1 tại Lô 10, ngoài khơi Cyprus. Giếng được khoan tới tổng chiều sâu mét khoan 4.200m tại khu vực nước sâu 2.063m, bắt gặp vỉa chứa khí tự nhiên chất lượng cao, với chiều dày tầng sản phẩm đạt 133m. Phát hiện có trữ lượng tại chỗ ước tính từ 5 - 8 tỷ ft^3 khí.



Tàu khoan Stena Icemax. Nguồn: Stena Drilling

6. PTTEP PHÁT HIỆN KHÍ, CONDENSATE TẠI GIẾNG ORCHID-1, NGOÀI KHƠI AUSTRALIA

PTTEP (Thái Lan) đã có phát hiện khí và condensate tại giếng Orchid-1, giếng thăm dò đầu tiên thuộc khu vực cấp phép AC/P54 trên biển Timor, Australia. Giếng được khoan tới tổng chiều sâu 2.925m, bắt gặp cột khí và condensate, chiều dày tầng sản phẩm khoảng 34m.



Vị trí giấy phép AC/P54. Nguồn: PTTEP

7. ENI PHÁT HIỆN TRỮ LƯỢNG DẦU LỚN NGOÀI KHƠI ANGOLA

ENI (Ý) phát hiện trữ lượng dầu lớn tại giếng Agogo-1 NFW, Lô 15/06, thuộc cấu tạo thăm dò triển vọng Agogo, ở vùng nước sâu ngoài khơi Angola. Phát hiện ước tính có trữ lượng tại chỗ khoảng 450 - 650 triệu thùng dầu nhẹ. Giếng được khoan tại khu vực nước sâu 1.636m, có tổng chiều sâu 4.450m, bắt gặp cột dầu chất lượng cao 203m, với chiều dày tầng sản phẩm đạt 120m (31° API) trong thành tạo muối tại vỉa cát kết Miocene sớm.



Tàu FPSO của Eni. Nguồn: Upstream Online

8. ENI PHÁT HIỆN KHÍ NGOÀI KHƠI AI CẬP

ENI (Ý) đã phát hiện khí khi đang thăm dò cấu tạo triển vọng Nour, thuộc khu vực nhượng quyền Nour North Sinai, biển Địa Trung Hải, phía Đông Ai Cập. Giếng Nour-1 NFW được khoan bằng giàn khoan bán chìm Scarabeo 9, tổng chiều sâu mét khoan đạt 5.914m. Phát hiện ước tính chứa 450 - 650 triệu thùng dầu nhẹ tại chỗ.



Giàn khoan Scarabeo 9. Nguồn: Vidarlo

9. EXXONMOBIL CÓ PHÁT HIỆN THỨ 13 NGOÀI KHƠI GUYANA

ExxonMobil phát hiện dầu tại giếng Yellowtail-1, ngoài khơi Guyana. Giếng Yellowtail-1 được khoan bằng tàu khoan Noble Bob Douglas tổng chiều sâu mét khoan đạt 5.822m, tại khu vực nước sâu 1.843m, bắt gặp khoảng 89m vỉa chứa dầu chất lượng cao. Đây là phát hiện thứ 13 của ExxonMobil tại Lô Stabroek.



Tàu khoan Noble Bob Douglas. Nguồn: Kongsberg

10. SHELL PHÁT HIỆN DẦU TẠI BLACKTIP, VỊNH MEXICO

Shell đã có một phát hiện dầu quan trọng tại cấu tạo triển vọng Blacktip, thuộc vùng nước sâu vịnh Mexico, Hoa Kỳ. Giếng Blacktip bắt gặp vỉa chứa dầu chất lượng cao với chiều dày tầng sản phẩm đạt 400ft. Shell (52,375%) điều hành Blacktip cùng các đối tác Chevron (20%), Equinor (19,125%) và Repsol (8,5%).



Giàn khai thác của Shell. Nguồn: Shell

11. OPHIR RÚT KHỎI LÔ THẨM DÒ NGOÀI KHƠI MEXICO SAU KHI KHOAN PHÁT HIỆN DẦU KHÍ TẠI GIẾNG CHOLULA-1

Ophir tiến hành khoan giếng Cholula-1 từ tháng 2 - 3/2019, có phát hiện dầu khí. Sau phát hiện, Ophir Energy ký thỏa thuận mua bán liên quan đến việc bán lại 23,33% cổ phần, rút khỏi Lô 5 (Cuenca Salina), ngoài khơi Mexico. Sau thỏa thuận, Lô 5 được điều hành bởi Murphy Sur (40%) và các đối tác Sierra Offshore Exploration (30%), PC Carigali Mexico Operations (30%).



Vị trí Lô 5 ngoài khơi Mexico. Nguồn: Ophir Energy

12. GAZPROM PHÁT HIỆN KHÍ LỚN Ở VÙNG BIỂN BẮC CỰC

Gazprom (Nga) phát hiện 2 mỏ khí đốt Dinkov và Nyarmeykskoye, ngoài khơi Bắc Cực, Nga với tổng trữ lượng 500 tỷ m³ khí. Mỏ Dinkov nằm tại lô Rusanovsky, biển Kara có tổng trữ lượng thu hồi khí C₁ + C₂ là 390,7 tỷ m³. Mỏ Nyarmeykskoye nằm tại lô Nyarmeyksky, với trữ lượng thu hồi khí C₁ + C₂ là 120,8 tỷ m³.

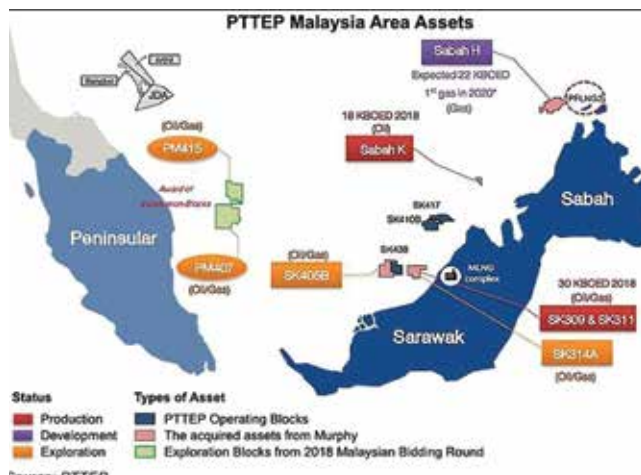


Giàn khoan của Gazprom. Nguồn: Gazprom



13. PTTEP PHÁT HIỆN KHÍ LỚN THỨ 7 THẾ GIỚI

PTTEP (Thái Lan) đã có phát hiện khí lớn nhất Malaysia, với trữ lượng chưa được công bố có thể lên đến hàng nghìn tỷ ft³ khí. Phát hiện này nằm tại giếng Lang Lebah-1RDR2, giếng thăm dò đầu tiên trong Dự án Sarawak SK410B. Phát hiện có trữ lượng ước đạt 2 nghìn tỷ ft³ khí, trở thành phát hiện lớn thứ 7 toàn cầu trong năm 2019. Sarawak SK410B nằm trong vùng nước nông, cách bờ biển Sarawak khoảng 90km, với diện tích khoảng 1.870 km².



Các dự án của PTTEP ngoài khơi Malaysia. Nguồn: PTTEP

14. TULLOW CÓ PHÁT HIỆN DẦU ĐẦU TIÊN TẠI GIẤY PHÉP ORINDUIK, NGOÀI KHƠI GUYANA

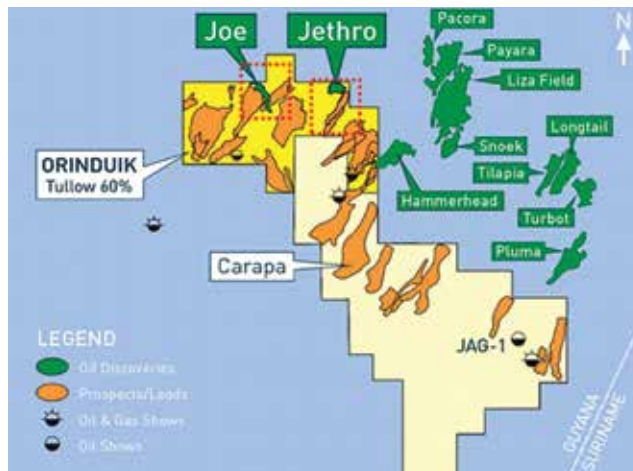
Tullow Oil phát hiện dầu tại giếng thăm dò Jethro-1, thuộc giấy phép Orinduik, ngoài khơi Guyana. Giếng Jethro-1 được khoan bằng tàu khoan Stena Forth, tới tổng chiều sâu mét khoan 4.400m, ở khu vực nước sâu khoảng 1.350m, bắt gặp vỉa chứa dầu chất lượng cao tuổi Độ Tam sớm với chiều dày tầng sản phẩm đạt 55m.



Tàu khoan Stena Forth. Nguồn: Stena Drilling

15. TULLOW CÓ PHÁT HIỆN DẦU THỨ 2 NGOÀI KHƠI GUYANA

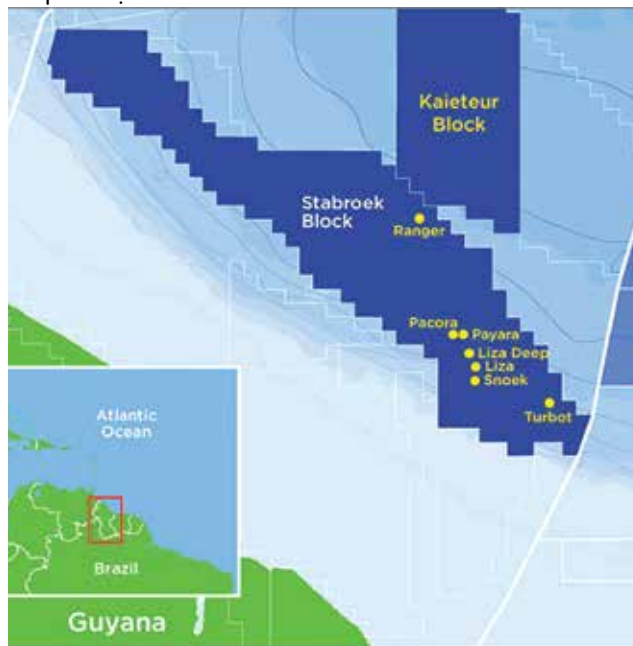
Tullow Oil đã có phát hiện dầu thứ 2 tại giếng thăm dò Joe-1, ngoài khơi Guyana. Giếng Joe-1 đã khoan tới tổng chiều sâu mét khoan 2.175m trong khu vực nước sâu 780m. Theo dữ liệu logging và dữ liệu mẫu, giếng bắt gặp vỉa chứa dầu chất lượng cao tuổi Độ Tam muộn, có chiều dày tầng sản phẩm đạt 14m.



Vị trí giếng Joe-1 ngoài khơi Guyana. Nguồn: Offshore

16. EXXONMOBIL CÓ PHÁT HIỆN THỨ 14 TẠI LÔ STABROEK

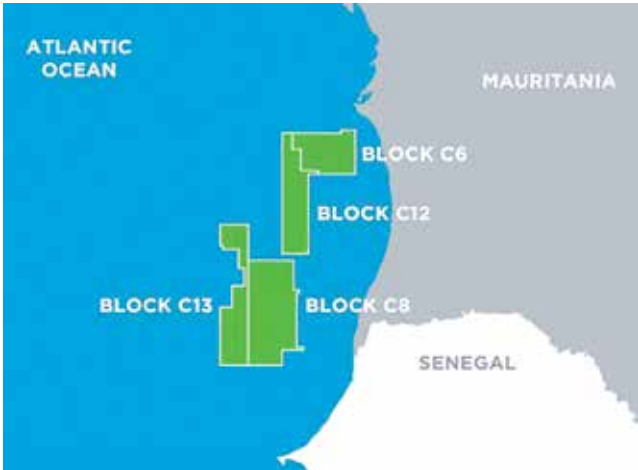
ExxonMobil có phát hiện dầu tại giếng Tripletail-1, khu vực Turbot. Đây là phát hiện thứ 14 của ExxonMobil tại lô Stabroek, ngoài khơi Guyana, nâng trữ lượng thu hồi tại Lô Stabroek lên hơn 6 tỷ thùng dầu quy đổi. Giếng Tripletail-1 được khoan tại khu vực nước sâu 2.003m, bắt gặp vỉa chứa dầu chất lượng cao, có chiều dày tầng sản phẩm đạt 33m.



Vị trí lô Stabroek ngoài khơi Guyana. Nguồn: NS Energy

17. BP PHÁT HIỆN LƯỢNG KHÍ LỚN Ở KHU VỰC BIRALLAH, NGOÀI KHƠI MAURITANIA

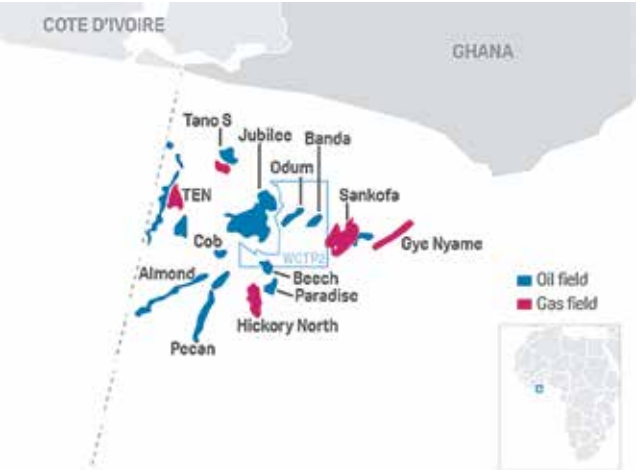
BP phát hiện lượng khí lớn tại giếng thăm dò Orca-1, thuộc khu vực BirAllah, Lô C8 ngoài khơi Mauritania. Giếng Orca-1 được khoan tới tổng chiều sâu mét khoan khoảng 5.266m, tại khu vực nước sâu 2.510m, cách bờ biển Mauritania khoảng 125km. Giếng bắt gặp vỉa chứa khí chất lượng cao có chiều dày tầng sản phẩm đạt 36m tại play Albion và cột khí 11m tại play Cenomanian.



Vị trí Lô C8 ngoài khơi Mauritania. Nguồn: Kosmo Energy

18. SPRINGFIELD CÔNG BỐ PHÁT HIỆN DẦU NGOÀI KHƠI GHANA

Springfield (Ghana) cùng các đối tác: GNPC, GNPC và EXPLORCO công bố phát hiện dầu quan trọng trong chiến dịch khoan giếng Afina-1 lần thứ nhất tại Lô 2, West Cape Three Point (WCTP), ngoài khơi Ghana. Giếng Afina-1 tại khu vực nước sâu 1.030m, với tổng chiều sâu mét khoan 4.085m, bắt gặp cột dầu nhẹ với chiều dày tầng sản phẩm 65m. Phát hiện giúp Springfield tăng gấp đôi sản lượng dầu tại chỗ lên 1,5 tỷ thùng và thêm 700 tỷ ft³ khí.



Vị trí Lô 2, West Cape Three Point (WCTP) ngoài khơi Ghana. Nguồn: S&P Global Platts

Linh Chi (theo Offshore Energy)

