DầuKhí

PETROVIETNAM

TẠP CHÍ CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ QUỐC GIA VIỆT NAM - PETROVIETNAM ■ SỐ 1 - 2021

ISSN 2615-9902

TỔNG BIÊN TẬP
TS. Lê Xuân Huyên

PHÓ TỔNG BIÊN TẬP
TS. Lê Mạnh Hùng
TS. Phan Ngọc Trung

BAN BIÊN TẬP
TS. Trịnh Xuân Cường
TS. Nguyễn Anh Đức
ThS. Vũ Đào Minh
TS. Trần Thái Ninh
ThS. Dương Mạnh Sơn
ThS. Lê Ngọc Sơn
PGS.TS. Lê Văn Sỹ
KS. Lê Hồng Thái
ThS. Bùi Minh Tiến
ThS. Nguyễn Văn Tuấn
ThS. Phạm Xuân Trường
TS. Trần Quốc Việt

THƯ KÝ TÒA SOẠN
ThS. Lê Văn Khoa
ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

THIẾT KẾ
Lê Hồng Văn

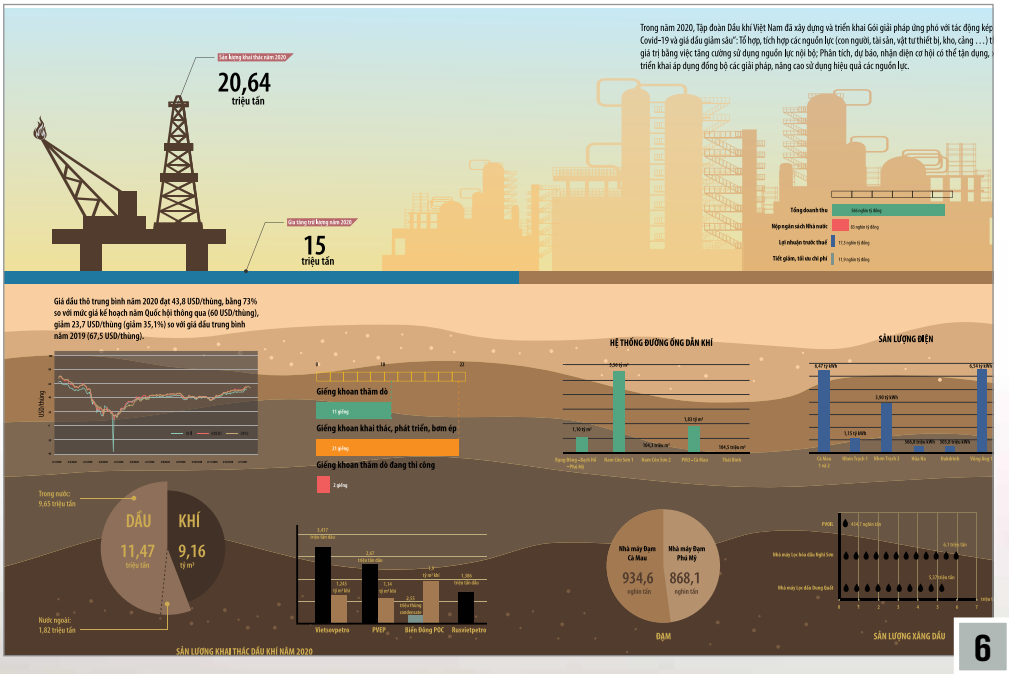
TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN
Viện Dầu khí Việt Nam

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*

Ảnh bìa: Mùa xuân trở lại trên mỏ Đại Hùng. Ảnh: Phan Ngọc Trung

Giấy phép xuất bản số 100/GP - BTTTT cấp ngày 15/4/2013 của Bộ Thông tin và Truyền thông

TẠP CHÍ DầuKhí



NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ

35. Ứng dụng công nghệ "giỏ xi măng" ngăn cách nước nhằm cải thiện hiệu quả khai thác dầu tại đối tượng móng nứt nẻ mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi

41. Nghiên cứu, xây dựng phát triển các mô hình phân chia sản phẩm tại các mỏ kết nối của Vietsovpetro

49. Nghiên cứu, hoàn thiện hệ hóa phẩm xử lý nhiễm bẩn vô cơ vùng cận đáy giếng trong vỉa cát kết nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu

HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ

58. Nghiên cứu chế tạo và đánh giá tính chất hệ hóa phẩm khử nhũ phù hợp với dầu khai thác trên thềm lục địa Việt Nam ở quy mô phòng thí nghiệm

CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ

68. Thiết kế và chế tạo thiết bị phát hiện các vị trí tập trung ứng suất trên vật liệu sắt từ dựa trên nguyên lý từ trường Villari

TIÊU ĐIỂM

PETROVIETNAM

TẬP TRUNG TÁI CẤU TRÚC MẠNH MÔ HÌNH QUẢN LÝ

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc nghe lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo về tình hình triển khai các dự án dầu khí. Ảnh: Quang Hiếu

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phải tập trung tái cấu trúc mạnh mô hình quản lý để đảm bảo tinh gọn, hiệu quả hơn, tập trung được nguồn lực hơn.

Tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2020 và triển khai nhiệm vụ năm 2021 của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc chúc mừng tập thể lãnh đạo, cán bộ, người lao động Dầu khí về những kết quả vượt bậc đạt được trong năm qua, thể hiện ý chí, khát vọng và tinh thần Việt Nam, truyền thống, tinh thần đoàn kết, ý chí quyết tâm vượt qua khó khăn, thách thức của "những người đi tìm lửa" vốn đã được hình thành, tôi luyện qua nhiều thế hệ, nay lại càng được khẳng định và phát huy ở tầm cao mới, sát kịp thời, đúng thời điểm.

Gần 60.000 cán bộ, công nhân viên, kỹ sư đã làm việc ngày đêm, tâm huyết, trách nhiệm. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trở thành một tập đoàn dầu khí lớn mạnh với nhiều nhà máy, công trình dầu khí quan trọng quốc gia, sở hữu khối tài sản Nhà nước có giá trị trên 35 tỷ USD.

Chia sẻ về các điểm sáng, ấn tượng của Petrovietnam, Thủ tướng cho rằng, trong bối cảnh khó khăn, Tập đoàn đã thăm dò, gia tăng trữ lượng, đạt kết quả tốt, đặc biệt đã phát hiện mỏ Kèn Bầu cùng với mỏ Cá Voi Xanh, bảo đảm cung cấp khí đốt cho nhu cầu công nghiệp, dân dụng của các tỉnh miền Trung, trọng tâm là các nhà máy điện trong thời gian dài.

Các đơn vị thành viên, từ chỗ bị động, khó khăn, nay lấy lại được đà tăng trưởng mới. Petrovietnam đã nộp ngân sách Nhà nước 83.000 tỷ đồng, đứng thứ 2 trong các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước đóng góp cho ngân sách.

12 DẦU KHÍ - SỐ 1/2021

12

TIÊU ĐIỂM

Petrovietnam tập trung tái cấu trúc mạnh mô hình quản lý 12

Vietsovpetro đặt mục tiêu khai thác gần 3 triệu tấn dầu năm 2021 14

PVEP xây dựng phát triển đồng bộ chuỗi giá trị 16

BIENDONG POC tối ưu hóa, tiết giảm chi phí vận hành 18

PV GAS xây dựng cơ sở hạ tầng công nghiệp khí 20

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất: Vận hành an toàn ở công suất và cơ cấu sản phẩm tối ưu 22

PV Power đầu tư phát triển các dự án điện khí LNG 24

PVOIL xây dựng chuỗi liên kết sản xuất, chế biến, phân phối xăng dầu 26

PVFCCo nghiên cứu phát triển sản phẩm mới 28

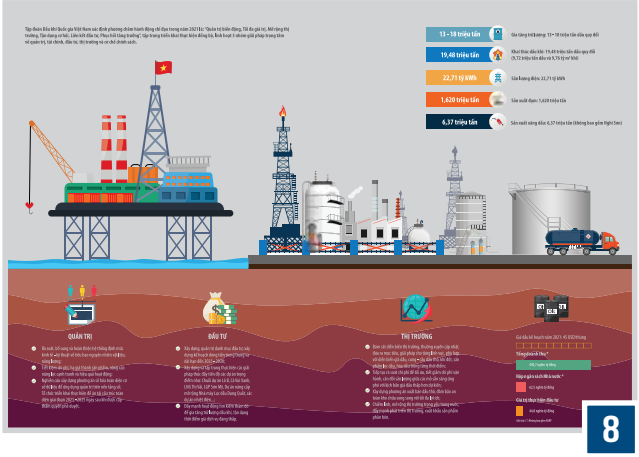
Tối ưu hóa vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau 30

VPI xây dựng và vận hành hệ sinh thái sáng tạo 32

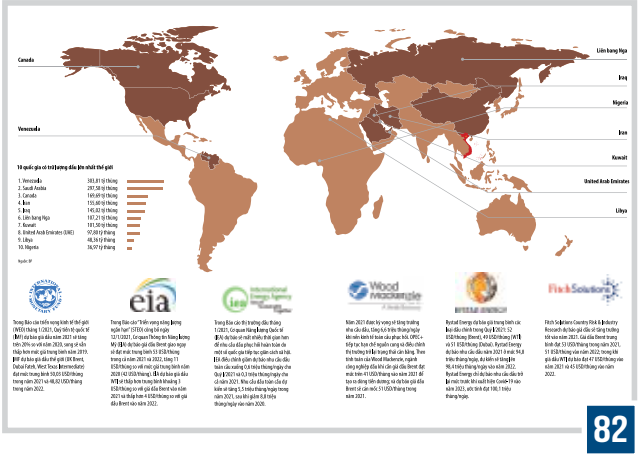
NGHIÊN CỨU - TRAO ĐỔI

76. Chuyển đổi số trong lĩnh vực năng lượng: 3 bài học có thể giúp các công ty năng lượng bứt phá

CONTENTS



8



82

FOCUS

12. Petrovietnam focuses on strong restructuring of management model

14. Vietsovpetro aims to produce nearly 3 million tons of oil in 2021

16. PVEP builds and develops its value chain synchronously

18. BIENDONG POC optimises and reduces its operating costs

20. PV GAS builds gas industry's infrastructure

22. Dung Quat Refinery: Safe operation at optimal capacity and product structure

24. PV Power invests in development of LNG power projects

26. PVOIL builds a chain to link petroleum production, processing and distribution

28. PVFCCo researches and develops new products

30. Ca Mau Fertilizer Plant optimises its operation

32. VPI builds and operates an innovative ecosystem

RESEARCH AND DEVELOPMENT

35. Application of "cement basket" technology for repair-isolation work to improve oil recovery efficiency at fractured basement reservoir in Nam Rong - Doi Moi field

41. Research and development of product distribution models for Vietsovpetro's tie-in fields

49. Research to complete the chemical system for treating inorganic damage in near-wellbore sandstone formation to improve oil production

58. Lab-scale manufaturing of demulsifier systems suitable for Vietnamese oil and evaluation of their physicochemical properties

68. Design and assembly of an apparatus system based on the villari effect for detecting stress concentration zone on ferromagnetic materials

Mừng Xuân Tân Sửu

Năm 2021 là năm đầu tiên của Kế hoạch 5 năm (2021 - 2025) có ý nghĩa đặc biệt quan trọng đối với sự phát triển của đất nước nói chung cũng như của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói riêng trong bối cảnh dịch bệnh Covid-19 vẫn diễn biến phức tạp; thị trường dầu mỏ có nhiều bất lợi diễn biến bất thường, tiềm ẩn rủi ro. Bên cạnh đó, cơ chế chính sách liên quan đến công nghiệp dầu khí từ công tác thăm dò, khai thác đến chế biến dầu khí còn có những bất cập, chưa đáp ứng được thực tế phát triển của ngành Dầu khí; tiềm năng dầu khí chưa phát hiện còn lại chủ yếu ở khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện thi công phức tạp…

Để vượt qua các thách thức này, cả Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang cùng nhau đoàn kết, chung sức, chung lòng hoàn thiện "Gói giải pháp ứng phó với Covid-19" đã chứng minh được hiệu quả áp dụng và thành công trong năm 2020 và hy vọng sẽ thành công trong năm 2021.

Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 xác định 1 trong 10 nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu là phát triển khoa học - công nghệ, đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao cho ngành năng lượng. Trong đó, chú trọng tạo cơ chế khuyến khích các doanh nghiệp năng lượng tăng cường đầu tư cho nghiên cứu và phát triển; thành lập các trung tâm đổi mới sáng tạo trong lĩnh vực năng lượng.

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/xu hướng phát triển mới của thế giới… để góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, góp phần đưa Tập đoàn vượt qua giai đoạn khó khăn hiện nay và góp một phần vào hoàn thành mục tiêu Nghị quyết số 55-NQ/TW. Với tất cả quyết tâm và thành quả đã đạt được trong năm 2020, chúng ta hoàn toàn có quyền hy vọng một năm thành công hơn nữa của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

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

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

TS. Lê Xuân Huyên

DẤU ẤN 2020

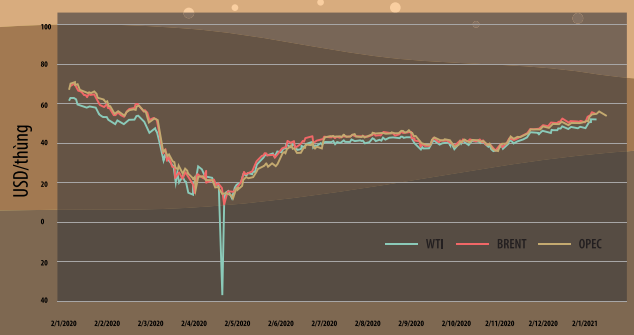
Sản lượng khai thác năm 2020

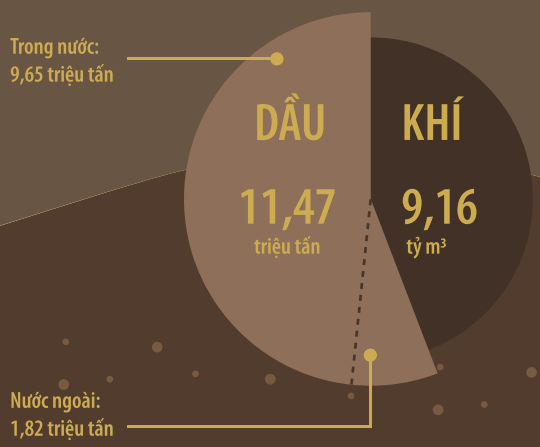
20,64
triệu tấn

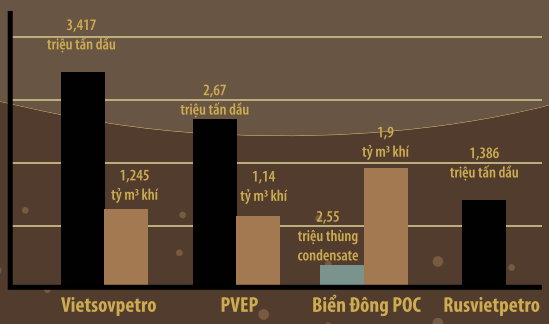
Gia tăng trữ lượng năm 2020

15
triệu tấn

Giá dầu thô trung bình năm 2020 đạt 43,8 USD/thùng, bằng 73% so với mức giá kế hoạch năm Quốc hội thông qua (60 USD/thùng), giảm 23,7 USD/thùng (giảm 35,1%) so với giá dầu trung bình năm 2019 (67,5 USD/thùng).

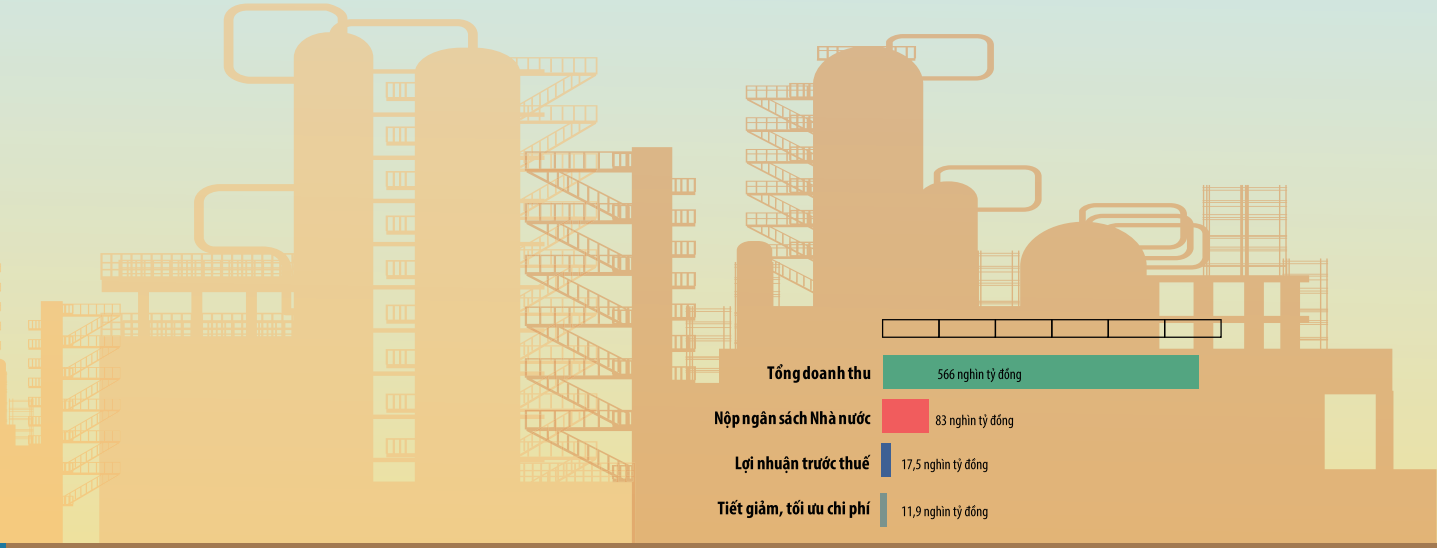


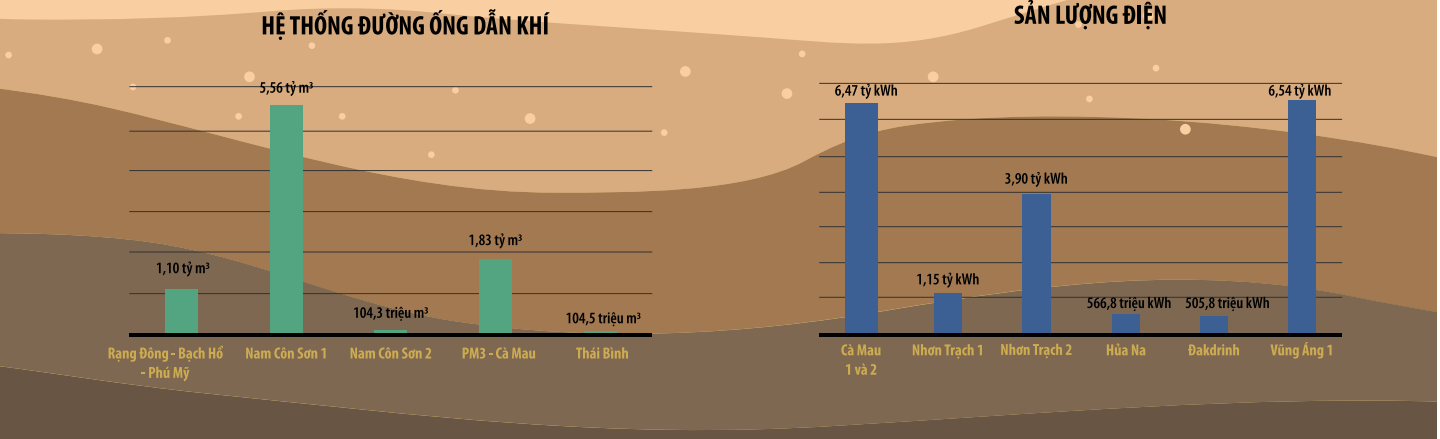


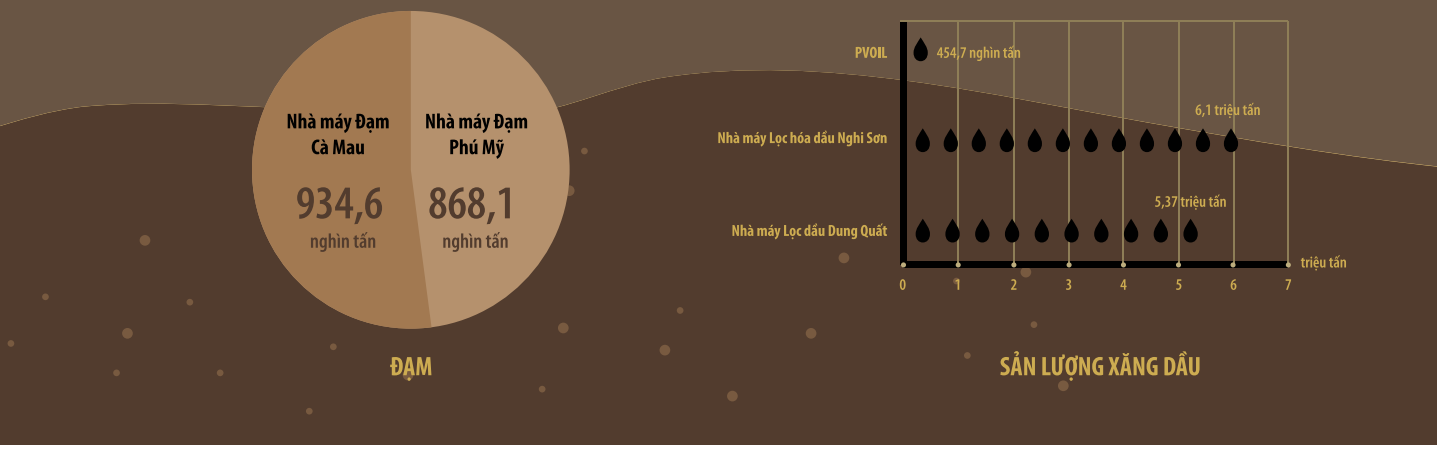


SẢN LƯỢNG KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2020

Trong năm 2020, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã xây dựng và triển khai Gói giải pháp ứng phó với tác động kép "đại dịch Covid-19 và giá dầu giảm sâu": Tổ hợp, tích hợp các nguồn lực (con người, tài sản, vật tư thiết bị, kho, cảng . . .) theo chuỗi giá trị bằng việc tăng cường sử dụng nguồn lực nội bộ; Phân tích, dự báo, nhận diện cơ hội có thể tận dụng, xây dựng, triển khai áp dụng đồng bộ các giải pháp, nâng cao sử dụng hiệu quả các nguồn lực.







Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam xác định phương châm hành động chỉ đạo trong năm 2021 là: "Quản trị biến động, Tối đa giá trị, Mở rộng thị trường, Tận dụng cơ hội, Liên kết đầu tư, Phục hồi tăng trưởng", tập trung triển khai thực hiện đồng bộ, linh hoạt 5 nhóm giải pháp trọng tâm về quản trị, tài chính, đầu tư, thị trường và cơ chế chính sách.

KẾ HOẠCH 2021

QUẢN TRỊ

- Rà soát, bổ sung và hoàn thiện hệ thống định mức kinh tế - kỹ thuật về tiêu hao nguyên nhiên vật liệu, năng lượng;
- Tiết kiệm chi phí, hạ giá thành sản phẩm, nâng cao năng lực cạnh tranh và hiệu quả hoạt động;
- Nghiên cứu xây dựng phương án số hóa toàn diện cơ sở dữ liệu để ứng dụng quản trị trên nền tảng số; Tổ chức triển khai thực hiện đề án tái cấu trúc toàn diện giai đoạn 2021 - 2025 ngay sau khi được cấp thẩm quyền phê duyệt.

ĐẦU TƯ

- Xây dựng, quản trị danh mục đầu tư; xây dựng kế hoạch dòng tiền trong trung và dài hạn đến 2025 - 2030;
- Xây dựng và tập trung thực hiện các giải pháp thúc đẩy tiến độ các dự án trọng điểm như: Chuỗi dự án Lô B, Cá Voi Xanh, LNG Thị Vải, LGP Sơn Mỹ, Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các dự án nhiệt điện...;
- Đẩy mạnh hoạt động tìm kiếm thăm dò để gia tăng trữ lượng dầu khí, tận dụng thời điểm giá dịch vụ đang thấp.

13 - 18 triệu tấn — Gia tăng trữ lượng: 13 - 18 triệu tấn dầu quy đổi

19,48 triệu tấn — Khai thác dầu khí: 19,48 triệu tấn dầu quy đổi (9,72 triệu tấn dầu và 9,76 tỷ m^3 khí)

22,71 tỷ kWh — Sản lượng điện: 22,71 tỷ kWh

1,620 triệu tấn — Sản xuất đạm: 1,620 triệu tấn

6,37 triệu tấn — Sản xuất xăng dầu: 6,37 triệu tấn (không bao gồm Nghi Sơn)

THỊ TRƯỜNG

- Bám sát diễn biến thị trường, thường xuyên cập nhật, đưa ra mục tiêu, giải pháp cho từng lĩnh vực, phù hợp với diễn biến giá dầu, cung - cầu dầu thô, khí đốt, sản phẩm lọc dầu, hóa dầu trong từng thời điểm;
- Tiếp tục rà soát chi phí để tối ưu, tiết giảm chi phí vận hành, cân đối sản lượng giữa các mỏ sẵn sàng ứng phó với kịch bản giá dầu thấp hơn dự kiến;
- Xây dựng phương án xuất bán dầu thô, đảm bảo an toàn kho chứa song song với tối đa lợi ích;
- Chiếm lĩnh, mở rộng thị trường trọng yếu trong nước, đẩy mạnh phát triển thị trường, xuất khẩu sản phẩm phân bón.

Giá dầu kế hoạch năm 2021: 45 USD/thùng

Tổng doanh thu *

490,7 nghìn tỷ đồng

Nộp ngân sách Nhà nước *

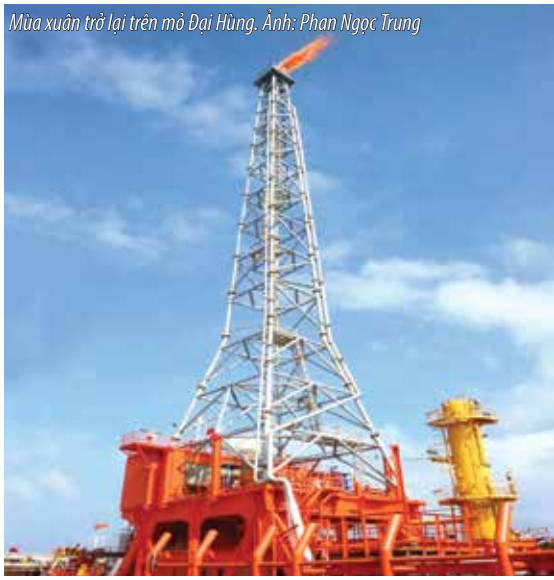
62,5 nghìn tỷ đồng

Giá trị thực hiện đầu tư

44,8 nghìn tỷ đồng

Ghi chú: (*) Không bao gồm NSRP

Giếng khoan Kèn Bầu 2X, Lô 114, bể Sông Hồng, thềm lục địa Việt Nam. Ảnh: Trương Hoài Nam


Mùa xuân trở lại trên mỏ Đại Hùng. Ảnh: Phan Ngọc Trung

Giàn BK-21 cho dòng dầu đầu tiên vào 9 giờ ngày 2/10/2020

Giàn xử lý trung tâm Sao Vàng. Ảnh: Phan Ngọc Trung

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất hoàn thành công tác bảo dưỡng tổng thể lần thứ 4 với chi phí thấp hơn khoảng 6 triệu USD. Ảnh: BSR

Nhà máy Đạm Cà Mau cán mốc sản lượng 7 triệu tấn vào ngày 14/9/2020, riêng năm 2020 xuất khẩu trên 300 nghìn tấn ra nước ngoài. Ảnh: Minh Tài

Giàn khoan PV DRILLING V thực hiện chiến dịch khoan tại Brunei với thời hạn 6 năm chắc chắn và 4 năm tùy chọn. Ảnh: PV Drilling

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tặng quà cho các cán bộ, kỹ sư, người lao động làm việc tại các công trình Dầu khí nhân dịp xuân Tân Sửu. Ảnh: PVN

PETROVIETNAM

TẬP TRUNG TÁI CẤU TRÚC MẠNH MÔ HÌNH QUẢN LÝ

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc nghe lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam báo cáo về tình hình triển khai các dự án dầu khí. Ảnh: Quang Hiếu

Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc yêu cầu Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam phải tập trung tái cấu trúc mạnh mô hình quản lý để đảm bảo tinh gọn, hiệu quả hơn, tập trung được nguồn lực hơn.

Tại Hội nghị tổng kết công tác năm 2020 và triển khai nhiệm vụ năm 2021 của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Thủ tướng Chính phủ Nguyễn Xuân Phúc chúc mừng tập thể lãnh đạo, cán bộ, người lao động Dầu khí về những kết quả vượt bậc đạt được trong năm qua, thể hiện ý chí, khát vọng và tinh thần Việt Nam, truyền thống, tinh thần đoàn kết, ý chí quyết tâm vượt qua khó khăn, thách thức của "những người đi tìm lửa" vốn đã được hình thành, tôi luyện qua nhiều thế hệ, nay lại càng được khẳng định và phát huy ở tầm cao mới, rất kịp thời, đúng thời điểm.

Gần 60.000 cán bộ, công nhân viên, kỹ sư đã làm việc ngày đêm, tâm huyết, trách nhiệm. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã trở thành một tập đoàn dầu khí lớn mạnh với nhiều nhà máy, công trình dầu khí quan trọng quốc gia, sở hữu khối tài sản Nhà nước có giá trị trên 35 tỷ USD.

Chia sẻ về các điểm sáng, ấn tượng của Petrovietnam, Thủ tướng cho rằng, trong bối cảnh khó khăn, Tập đoàn đã thăm dò, gia tăng trữ lượng, đạt kết quả tốt, đặc biệt đã phát hiện mỏ Kèn Bầu cùng với mỏ Cá Voi Xanh, bảo đảm cung cấp khí đốt cho nhu cầu công nghiệp, dân dụng của các tỉnh miền Trung, trọng tâm là các nhà máy điện trong thời gian dài.

Các đơn vị thành viên, từ chỗ bị động, khó khăn, nay lấy lại được đà tăng trưởng mới. Petrovietnam đã nộp ngân sách Nhà nước 83.000 tỷ đồng, đứng thứ 2 trong các tập đoàn, tổng công ty Nhà nước đóng góp cho ngân sách.

Thủ tướng Chính phủ khẳng định, Petrovietnam đã vượt qua giai đoạn khó khăn nhất, vượt qua sự ảnh hưởng trực tiếp, nặng nề nhất của "tác động kép" do đại dịch Covid-19 và giá dầu giảm sâu trong thời gian qua, đã thực sự thực hiện được lời nhắn nhủ của Thủ tướng Chính phủ khi làm việc với Tập đoàn năm 2018: "Trong khó khăn càng phải vững vàng, bằng bản lĩnh để vượt qua thử thách".

Nhấn mạnh vai trò của tập thể đối với sự phát triển, Thủ tướng Chính phủ đề nghị Bộ Công Thương chủ trì phối hợp với các bộ, ngành và Petrovietnam xây dựng trình Quốc hội sớm ban hành Luật Dầu khí mới trong năm 2021 theo chương trình xây dựng pháp luật đã được Chính phủ báo cáo Quốc hội. Bộ Tài chính, Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại Doanh nghiệp sớm hoàn thiện để trình Thủ tướng ban hành cơ chế tài chính của Công ty mẹ - Tập đoàn Dầu khí Việt Nam.

Giao nhiệm vụ cho Tập đoàn, Thủ tướng Chính phủ yêu cầu, trước hết tiếp tục xây dựng Đảng bộ trong sạch, vững mạnh, trong đó gắn liền công tác chính trị, tư tưởng với công tác cán bộ, toàn Đảng bộ có sức sống mới, vượt qua khó khăn. Đánh giá, bố trí cán bộ cho đúng để phát huy sở trường.

Cần phát huy tối đa nguồn lực, kinh nghiệm và quan hệ của một doanh nghiệp có vai trò đầu tàu của nền kinh tế, trở thành đơn vị kiểu mẫu trong việc hội nhập sâu rộng với nền kinh tế khu vực và thế giới. Thủ tướng Chính phủ đánh giá cao giải pháp của Tập đoàn trong năm 2021: "Quản trị biến động - Tối ưu giá trị - Mở rộng thị trường - Tận dụng cơ hội - Liên kết đầu tư - Phục hồi tăng trưởng".

Là doanh nghiệp sở hữu chuỗi giá trị có ảnh hưởng quyết định đến tổng thể nền kinh tế và an ninh năng lượng, là tập đoàn nắm giữ từ khâu thăm dò, khai thác, chế biến, phân phối và sản xuất sản phẩm cuối cùng là xăng dầu, điện, hạt nhựa, đạm… Petrovietnam có điều kiện thuận lợi để tạo ra những sản phẩm có thương hiệu mạnh về chất lượng và sức cạnh tranh cao.

Thủ tướng Chính phủ yêu cầu Petrovietnam phải khắc phục cho được các tồn tại, trước hết là việc xử lý 5/12 dự án còn chậm, chưa chuyển biến, chưa có giải pháp đột phá; đẩy mạnh việc triển khai các dự án nhóm A còn chậm trễ. Tập đoàn cũng cần tập trung giải quyết tình trạng cồng kềnh trong bộ máy, còn có đơn vị hoạt động chưa hiệu quả.

Phải tập trung tái cấu trúc mạnh mô hình quản lý để đảm bảo tinh gọn, hiệu quả hơn, tập trung được nguồn lực hơn. Theo đó, cần khẩn trương xem xét lại mô hình hoạt động của một số đơn vị thành viên, tránh trùng lặp giữa các đơn vị, hiệu quả kém.

"Việc tái cấu trúc đụng đến con người, bộ máy, cho nên phải có phương án cụ thể, chặt chẽ", Thủ tướng Chính phủ yêu cầu trong toàn Tập đoàn phải tạo ra không khí làm việc mới, đặc biệt sử dụng cán bộ công tâm, đúng người, đúng việc. "Làm sao thu hút nhân tài, những người giỏi về đây". Phải cải cách để có đầu mối mạnh hơn nhằm phát huy sức mạnh và có khả năng cạnh tranh với các công ty đa quốc gia; tập trung cao cho nghiên cứu, áp dụng công nghệ khoa học mới vào sản xuất kinh doanh.

Thủ tướng Chính phủ mong muốn Petrovietnam tiếp tục phát huy truyền thống và thành công của năm 2020 để có bước phát triển mới, xứng đáng với niềm tin yêu của Đảng, Nhà nước và nhân dân.

Việt Hà (ghi)

ÔNG HOÀNG QUỐC VƯỢNG CHỦ TỊCH HĐTV PVN

Năm 2021, dịch bệnh Covid-19 từng bước được kiểm soát nhưng vẫn sẽ gây ảnh hưởng tiêu cực đến nền kinh tế thế giới và trong nước; giá dầu thô và sản phẩm lọc hóa dầu được dự báo vẫn diễn biến khó lường và duy trì ở mức thấp trong khi nhu cầu tiêu thụ phục hồi chậm; nhiều hạn chế, khó khăn từ những năm trước đây vẫn là bài toán đặt ra, cần tháo gỡ. Các yếu tố này sẽ tiếp tục thử thách ý chí và nghị lực của những "người đi tìm lửa". Song, chúng ta có quyền tự hào với truyền thống 60 năm kiên trì, nỗ lực thực hiện mong ước của Bác Hồ, tự tin với kinh nghiệm, thành công vượt khủng hoảng kép năm 2020; trong hoàn cảnh bất thường, càng khó khăn càng tỏ rõ bản lĩnh, trí tuệ của người Dầu khí.

ÔNG LÊ MẠNH HÙNG TỔNG GIÁM ĐỐC PVN

Trong năm 2021, Tập đoàn bám sát diễn biến thị trường, cập nhật, hoàn thiện "Gói giải pháp ứng phó với hậu Covid-19" phù hợp với diễn biến dịch bệnh, giá dầu, cung cầu dầu thô, khí đốt, sản phẩm lọc dầu, hóa dầu... trong từng thời điểm của 2021. Tiếp tục rà soát chi phí để tối ưu, tiết giảm chi phí vận hành, cân đối sản lượng giữa các mỏ sẵn sàng ứng phó với kịch bản giá dầu thấp hơn dự kiến. Đẩy mạnh hoạt động thăm dò để gia tăng trữ lượng dầu khí, tận dụng cơ hội thời điểm giá dịch vụ thấp. Tập trung thực hiện các giải pháp thúc đẩy tiến độ các dự án trọng điểm Nhà nước về dầu khí, các dự án trọng điểm của Tập đoàn, như: chuỗi dự án Lô B, Cá Voi Xanh, LNG Thị Vải, LGP Sơn Mỹ, Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, các dự án nhiệt điện Sông Hậu 1, Thái Bình 2…

ĐẶT MỤC TIÊU KHAI THÁC GẦN 3 TRIỆU TẤN DẦU NĂM 2021

Trong bối cảnh các mỏ chủ lực bước vào giai đoạn sản lượng dầu suy giảm nhanh, trữ lượng đã phát hiện và các khu vực tiềm năng còn lại không đủ lớn để chặn đà suy giảm, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đặt mục tiêu khai thác gần 3 triệu tấn dầu (2.865 nghìn tấn tại Lô 09-1 và 134,4 nghìn tấn tại Lô 09-3/12) và 76,6 triệu m^3 khí thiên nhiên trong năm 2021.

Trong năm 2021, Vietsovpetro đặt kế hoạch khoan tìm kiếm thăm dò 30.210 m, kết thúc khoan và thử vỉa 6 giếng, gia tăng trữ lượng 2,9 triệu tấn; khoan khai thác 65.630 m, kết thúc thi công và đưa vào khai thác 13 giếng mới. Sản lượng khai thác năm 2021 dự kiến đạt 2.999,4 nghìn tấn dầu (2.865 nghìn tấn tại Lô 09-1 và 134,4 nghìn tấn tại Lô 09-3/12) và 76,6 triệu m^3 khí thiên nhiên.

Về xây dựng các công trình biển, Vietsovpetro tập trung nguồn lực để hoàn thành tiến độ chế tạo, lắp đặt, xây dựng

Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: PVN

giàn BK-18A, giàn BK-19 để đưa vào vận hành từ Quý III/2021; tiến hành đấu thầu mua sắm vật tư, thiết bị và thuê dịch vụ để xây dựng giàn nhẹ RC-10 và giàn ống đứng RC RB1 tại mỏ Rồng để đưa các giàn này vào vận hành trong năm 2022.

Về đầu tư trang thiết bị mới, Vietsovpetro áp dụng tổ hợp chương trình quản lý sản xuất nhằm kiểm soát và tối ưu trực tuyến hệ thống công trình vận chuyển, xử lý sản phẩm, hệ thống gaslift và bơm ép nước duy trì áp suất vỉa.

Về công tác mở rộng vùng hoạt động, Vietsovpetro tiếp tục nghiên cứu và đánh giá tiềm năng dầu khí các lô mở, các lô dầu khí tiềm năng thềm lục địa Việt Nam để xem xét khả năng tham gia đầu tư vào mở rộng vùng hoạt động.

Về các chỉ tiêu tài chính năm 2021, Vietsovpetro đặt mục tiêu doanh thu 1 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam trên 410 triệu USD, lợi nhuận phía Việt Nam gần 75 triệu USD và lợi nhuận phía Nga là 72 triệu USD.

Vietsovpetro cho biết sẽ tiếp tục khai thác an toàn và hiệu quả hệ thống công nghệ hiện có nhằm tận thu tối đa nguồn tài nguyên dầu khí tại các mỏ; nghiên cứu, ứng dụng công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu, giảm chi phí đầu tư, chi phí vận hành mỏ, nâng cao hiệu quả khai thác.

Về công tác tìm kiếm thăm dò, Vietsovpetro thực hiện theo hai định hướng cơ bản sau: Đẩy mạnh công tác tận thăm dò trên các Lô 09-1, 09-3/12, 09-2/09 nhằm tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có để có thể đưa nhanh vào khai thác và giảm thiểu chi phí đầu tư cũng như chi phí vận hành mỏ khi có phát hiện dầu khí mới. Tích cực khảo sát, nghiên cứu, đánh giá hiệu quả kinh tế các dự án mới nhằm mở rộng vùng hoạt động tìm kiếm thăm dò trên thềm lục địa Việt Nam và ở nước ngoài, trong đó ưu tiên các khu vực kề cận Lô 09-1 và trên thềm lục địa Việt Nam để tận dụng tối đa nguồn lực sẵn có của Vietsovpetro.

Nguyễn Thanh

Trong giai đoạn 2011 - 2020 (sau 10 năm gia hạn Hiệp định liên Chính phủ về việc tiếp tục hợp tác thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam của Vietsovpetro), tổng trữ lượng thu hồi từ hoạt động tìm kiếm thăm dò tăng thêm 39 triệu tấn dầu; sản lượng dầu khai thác đạt trên 50 triệu tấn, chiếm hơn 20% trong tổng số trên 239 triệu tấn dầu khai thác từ trước đến nay. Doanh thu bán dầu khí đạt trên 31 tỷ USD, chiếm đến 38% tổng doanh thu 83 tỷ USD đạt được từ trước đến nay; nộp ngân sách Nhà nước và lợi nhuận hai phía lên đến 23 tỷ USD, chiếm hơn 40% tổng số tiền 56 tỷ USD trích nộp ngân sách Nhà nước và lợi nhuận hai phía trích nộp từ trước đến nay.

XÂY DỰNG PHÁT TRIỂN ĐỒNG BỘ CHUỖI GIÁ TRỊ

Trong năm 2021, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đặt mục tiêu gia tăng trữ lượng 1,5 triệu tấn dầu quy đổi, khai thác 3,7 triệu tấn dầu quy đổi (gồm 2,67 triệu tấn dầu/condensate và 1,125 tỷ m^3 khí); hoàn thành công tác phát triển mỏ và đưa mỏ Sư Tử Trắng (giai đoạn 2A) vào khai thác trong Quý II/2021.

PVEP cho biết thách thức lớn trong năm 2021 là sản lượng khai thác của các mỏ suy giảm tự nhiên (trung bình khoảng 15%), thời gian dừng sản xuất có thể tăng cao do hệ thống thiết bị khai thác cũ, rủi ro các giếng đang khai thác có độ ngập khí và ngập nước cao. Chi phí vận hành khai thác cao do giá dịch vụ cao (trong đó các hợp đồng FSO/FPSO chiếm khoảng 50 - 70% tổng chi phí) là các hợp đồng dài hạn và cố định giá.

Trong giai đoạn các thách thức đan xen, PVEP đặt mục tiêu năm 2021 gia tăng trữ lượng 1,5 triệu tấn dầu quy đổi, sản lượng khai thác đạt 3,7 triệu tấn dầu quy đổi (gồm 2,67 triệu tấn dầu/condensate và 1,125 tỷ m^3 khí); hoàn thành công tác phát triển mỏ và đưa mỏ Sư Tử Trắng (giai đoạn

Mỏ Đại Hùng. Ảnh: PVEP

Trong năm 2020, PVEP đã khai thác 3,81 triệu tấn dầu quy đổi (toàn đề án đạt 8,13 triệu tấn). Trong đó, sản lượng khai thác dầu đạt 2,67 triệu tấn (toàn đề án đạt 5,71 triệu tấn), chủ yếu do hoạt động khai thác ổn định tại các mỏ chủ lực, công tác bắn mở vỉa hiệu quả giúp gia tăng đáng kể sản lượng khai thác tại các giếng Lô 16-1 (TGT-H4-20PST1/21P/H5S-14XST3 giúp lưu lượng dầu gia tăng lần lượt là 300/500/2.000 thùng/ngày so với kế hoạch 200/250/400 thùng/ngày), giếng ST-3PST Lô 15-1 gia tăng khoảng 2.200 thùng/ngày và 50 ft^3 khí/ngày so với trước, bắn mở vỉa giếng HST-4P, acid giếng HSD-1P…; các giếng mỏ Rạng Đông - Phương Đông (Lô 15-2), Cá Tầm (Lô 09-3/12) và CD-WD (Lô PM 304) đang khai thác ổn định với lưu lượng cao hơn dự kiến giúp bù đắp sản lượng khí thiếu hụt.

2A) vào khai thác trong Quý II/2021. Với giá dầu kế hoạch 45 USD/thùng, PVEP đặt mục tiêu năm 2021 đạt tổng doanh thu 22.552 tỷ đồng; lợi nhuận trước thuế 393 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 5.463 tỷ đồng.

Nhiệm vụ trọng tâm của PVEP trong năm 2021 là tiếp tục triển khai công tác tái cơ cấu, kiểm soát chi phí, tập trung nguồn lực cho các dự án trọng điểm để đảm bảo tiến độ dự án và hiệu quả đầu tư. Chủ động triển khai các giải pháp kỹ thuật, để duy trì sản lượng khai thác tối ưu, 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 để tối ưu khai thác, đảm bảo kế hoạch sản lượng khai thác được giao; thi công các giếng khoan thăm dò/thẩm lượng, đảm bảo an toàn, đúng tiến độ và đạt được mục tiêu gia tăng trữ lượng để ra.

Trong định hướng tái cấu trúc và các hoạt động, PVEP sẽ chú trọng công tác quản lý rủi ro, xây dựng kế hoạch chi tiết cho từng dự án (đặc biệt là chỉ tiêu tối ưu/tiết giảm chi phí) để kiểm soát theo yêu cầu quản lý và ứng phó với khủng hoảng do dịch bệnh và giá dầu. Đề xuất các cấp có thẩm quyền tháo gỡ/giải quyết dứt điểm các vướng mắc trong quản lý đầu tư/cơ chế tài chính của lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí; ban hành các quy định nội bộ về quản lý đầu tư cho các dự án dầu khí trong nước và nước ngoài phù hợp với các quy định mới của pháp luật và thực tế triển khai.

Lãnh đạo PVEP cho biết đã rà soát và xây dựng Kế hoạch 5 năm 2021 - 2025, Chiến lược phát triển đến năm 2030 và tầm nhìn đến năm 2045 trên cơ sở rà soát lại định hướng trong dài hạn của từng dự án. Quan điểm phát triển là xây dựng PVEP phát triển đồng bộ chuỗi giá trị (từ tìm kiếm, thăm dò, phát triển, vận hành khai thác dầu khí đến thu dọn mỏ); thực hiện nhiệm vụ sản xuất kinh doanh từ nguồn lực của PVEP, chú trọng hiệu quả đầu tư để phát triển bền vững.

Mạnh Hòa

BIENDONG POC

TỐI ƯU HÓA, TIẾT GIẢM CHI PHÍ VẬN HÀNH

Với kế hoạch sản lượng năm 2021 tối thiểu 1,85 tỷ m^3 khí và 289 nghìn tấn condensate, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) cho biết vừa phải đảm bảo sản lượng khai thác, vừa phải đối diện với vấn đề kỹ thuật phát sinh do tính chất phức tạp về mặt địa chất - công nghệ của cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh, do đó sẽ phải tiếp tục triển khai gói giải pháp để giảm giá thành khai thác và cải thiện hiệu quả kinh tế của Lô 05-2 & 05-3.

Sau hơn 7 năm hoạt động khai thác liên tục, BIENDONG POC đã vận hành, khai thác cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh an toàn, hiệu quả (hệ số làm việc của các giàn khai thác đạt 99,8%); 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 bối cảnh giá dầu năm 2021 dự báo sẽ tiếp tục duy trì ở mức thấp (dự báo

Giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: Phan Ngọc Trung

Vào 9 giờ sáng ngày 27/8/2020, BIENDONG POC đã hoàn thành kế hoạch sản lượng condensate của năm 2020 (về đích trước hạn 126 ngày). Tổng sản lượng khai thác ước đạt 1,9 tỷ m^3 khí và 2,55 triệu thùng condensate, đạt 101% kế hoạch năm 2020.

45 USD/thùng), BIENDONG POC cho biết vừa phải đảm bảo sản lượng khai thác, vừa phải đối diện với vấn đề kỹ thuật phát sinh do tính chất phức tạp về mặt địa chất - công nghệ của cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh; các vỉa dầu khí, condensate đang suy giảm, ngập nước, bị ngưng tụ condensate vùng cận đáy giếng… gây ảnh hưởng đến tình hình khai thác trong ngắn hạn và khả năng cung cấp khí trong dài hạn.

Trong năm 2021, BIENDONG POC đặt mục tiêu duy trì hoạt động sản xuất và khai thác hiệu quả với kế hoạch sản lượng tối thiểu 1,85 tỷ m^3 khí và 289 nghìn tấn condensate (tối đa 2 tỷ m^3 khí và 308 nghìn tấn condensate). Nhiệm vụ trọng tâm của BIENDONG POC là 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; lập chương trình nghiên cứu giếng khoan đan dày; triển khai các nghiên cứu địa chất, cập nhật báo cáo đánh giá tiềm năng thăm dò cho các mỏ triển vọng; tiếp tục 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.

Trong giai đoạn 2021 - 2025, tầm nhìn đến năm 2035, BIENDONG POC tiếp tục việc vận hành an toàn, hiệu quả và gia tăng sản lượng khai thác trên các giàn Hải Thạch và Mộc Tinh đảm bảo sản xuất ở mức tối ưu song song với việc kiểm soát tình trạng của mỏ, vỉa; triển khai công tác khoan thăm dò mở rộng ít nhất 1 cấu tạo mới và triển khai khoan đan dày tối thiểu từ 2 - 3 giếng nhằm đảm bảo duy trì và gia tăng sản lượng khai thác.

Với việc áp dụng các nhóm giải pháp ứng phó với giá dầu suy giảm trong năm 2020, BIENDONG POC đã tiết giảm chi phí 14,23 triệu USD (tương đương 16%) và tối ưu hóa 6,66 triệu USD (tương đương 8%) so với ngân sách năm 2020 đã được duyệt ban đầu và điều chỉnh tại các kỳ họp với Ủy ban Quản lý Lô 05-2 và 05-3 (MCM#9 và MCM#10). Chi phí khai thác năm 2020 chỉ còn 5,38 USD/thùng dầu quy đổi, tương ứng giảm 15,7% và 6,1% so với chi phí khai thác kế hoạch của 2020 (MCM#9 và MCM#10) là 6,38 USD/thùng dầu quy đổi và 5,73 USD/thùng dầu quy đổi. BIENDONG POC cho biết sẽ tiếp tục áp dụng công nghệ mới (4.0) và trí tuệ nhân tạo (AI) để giảm giá thành khai thác trong năm 2021; đồng thời triển khai gói giải pháp cải thiện hiệu quả kinh tế của Lô 05-2 & 05-3.

Thanh Cảnh

PV GAS
XÂY DỰNG CƠ SỞ HẠ TẦNG CÔNG NGHIỆP KHÍ

Trong năm 2021, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) cho biết sẽ bám sát và triển khai đầu tư, hoàn thiện cơ sở hạ tầng công nghiệp khí theo Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam, đặc biệt là hệ thống hạ tầng nhập khẩu LNG; xây dựng đề án tổng thể phát triển hệ thống hạ tầng nhập khẩu LNG trên toàn quốc đảm bảo hiệu quả và tối ưu.

Trong năm 2021, PV GAS đối diện với không ít thách thức từ các nguồn khí mới bổ sung có giá thành cao, tính cạnh tranh thấp hơn so với LNG nhập khẩu; cước phí/giá khí chậm được phê duyệt…

Lãnh đạo PV GAS cho biết sẽ bám sát và triển khai đầu tư, hoàn thiện cơ sở hạ tầng công nghiệp khí theo Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam, đặc biệt là hệ thống hạ tầng nhập khẩu LNG; xây dựng đề án tổng thể phát triển hệ thống hạ tầng nhập khẩu LNG trên toàn quốc đảm bảo hiệu quả và tối ưu. Tập trung nguồn lực phát triển 3 khu vực đầu mối/trung tâm LNG cả nước là Bà Rịa Vũng Tàu/Thị Vải, Bình Thuận/Sơn Mỹ, miền Bắc/Hải Phòng bên cạnh các kho vệ tinh, trung chuyển và hệ thống phân phối theo đề án phát triển tổng thể.

Một góc công trình khí. Ảnh: PV GAS

Trong năm 2020, PV GAS đã cung cấp gần 8,9 tỷ m^3 khí khô; sản xuất và kinh doanh trên 1,9 triệu tấn LPG, chiếm 62% thị phần LPG cả nước và về đích trước kế hoạch 3 tháng; sản xuất và cung cấp trên 58 nghìn tấn condensate, vượt kế hoạch 6%. Tổng doanh thu của PV GAS đạt gần 66.200 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế trên 9.900 tỷ đồng, lợi nhuận sau thuế gần 7.900 tỷ đồng, lợi nhuận và nộp ngân sách về đích trước kế hoạch 2 - 3 tháng, đóng góp đáng kể vào ngân sách Nhà nước (gần 4.500 tỷ đồng); đặc biệt đã hoàn thành và đưa vào sử dụng chuỗi dự án Nam Côn Sơn 2.

Theo chiến lược phát triển, PV GAS tiếp tục thực hiện hiệu quả vai trò chủ lực, dẫn dắt ngành công nghiệp khí Việt Nam phát triển nhanh chóng, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia; tham gia tích cực ngành khí quốc tế. Mục tiêu tốc độ tăng trưởng doanh thu giai đoạn 2021 - 2030 trên 10%/năm, tỷ suất lợi nhuận sau thuế/vốn điều lệ trung bình trên 20%/năm.

Về thu gom, nhập khẩu, vận chuyển khí, PV GAS xây dựng, phát triển hệ thống thu gom, vận chuyển, xử lý khí trên toàn quốc hoàn chỉnh, đồng bộ kế hoạch phát triển mỏ, từng bước hình thành đường ống dẫn khí quốc gia và khu vực. Tiếp tục nhập khí từ Malaysia; nghiên cứu triển khai nhập khí từ Indonesia; hoàn thiện hệ thống hạ tầng LNG để nhập khẩu từ năm 2022.

Về chế biến, cung cấp khí/LNG, PV GAS tăng cường xử lý, chế biến khí nhằm đa dạng hóa sản phẩm, gia tăng giá trị tài nguyên khí; phân phối an toàn, hiệu quả toàn bộ nguồn khí/LNG trong nước và nhập khẩu; không ngừng phát triển thị trường khí/LNG trên toàn quốc, trong đó điện là trọng tâm với tỷ trọng khoảng 78%; hóa dầu, hộ công nghiệp, giao thông vận tải, đô thị chiếm khoảng 22%.

Về kinh doanh sản phẩm khí và dịch vụ, PV GAS giữ vững 50% thị phần LPG bán buôn và 20% thị phần bán lẻ trên toàn quốc; phân phối kịp thời, an toàn, hiệu quả toàn bộ LPG từ các nhà máy xử lý khí, các nhà máy lọc dầu và nhập khẩu; đẩy mạnh xuất nhập khẩu và kinh doanh LPG quốc tế.

Về đầu tư xây dựng, PV GAS tập trung đầu tư phát triển các dự án thuộc lĩnh vực chính, cốt lõi, đảm bảo hiệu quả; ưu tiên đầu tư hạ tầng nhập khẩu và tiêu thụ LNG; tối ưu hóa hệ thống hạ tầng có sẵn. PV GAS tập trung nguồn lực cho các dự án trọng điểm với mục tiêu hoàn thành: Dự án đường ống thu gom khí Sư Tử Trắng (2024); Kho LNG Thị Vải (2022); Dự án mở rộng, nâng cấp Kho LNG Thị Vải lên 3 triệu tấn (2023/2024); Kho LNG/LPG Bắc Bộ (2025); Kho LNG Sơn Mỹ giai đoạn 1 (2026); Đường ống Lô B - Ô Môn (2024); Dự án nâng tổng công suất kho chứa LPG đạt 150 nghìn tấn (2021)...

Nguyễn Hằng

NHÀ MÁY LỌC DẦU DUNG QUẤT:
VẬN HÀNH AN TOÀN Ở CÔNG SUẤT VÀ CƠ CẤU SẢN PHẨM TỐI ƯU

Đứng trước khó khăn lớn do dịch bệnh Covid-19 tiếp tục diễn biến phức tạp, giá dầu thô và sản phẩm dầu dự báo biến động mạnh, Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR) đặt mục tiêu vận hành Nhà máy Lọc dầu Dung Quất an toàn, ổn định và liên tục ở công suất và cơ cấu sản phẩm tối ưu với sản lượng sản xuất khoảng 6,497 triệu tấn xăng dầu trong năm 2021.

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

BSR chủ động xây dựng các kịch bản ứng phó trong năm 2021, tận dụng cơ hội để tăng tốc phát triển sản xuất. Ảnh: BSR

Trong năm 2021, BSR cho biết tập trung mọi nguồn lực để đảm bảo Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành an toàn, ổn định và liên tục ở công suất và cơ cấu sản phẩm tối ưu. BSR đặt mục tiêu sản lượng sản xuất năm 2021 khoảng 6,497 triệu tấn xăng dầu, tổng doanh thu 70.661 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 7.697,6 tỷ đồng và lợi nhuận sau thuế khoảng 864,3 tỷ đồng.

Để thực hiện được mục tiêu này, BSR đang kiểm soát chặt chẽ và thường xuyên cập nhật hệ thống định mức kinh tế kỹ thuật theo hướng giảm thiểu tiêu thụ năng lượng nội bộ. Nghiên cứu và tối ưu hóa các điều kiện vận hành, cơ cấu sản phẩm phù hợp với đặc tính của các hỗn hợp dầu và nhu cầu thị trường. Đa dạng hóa sản phẩm, nâng cao giá trị gia tăng; điều chỉnh linh hoạt công suất Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, cơ cấu sản phẩm cũng như đa dạng hóa chủng loại sản phẩm theo nhu cầu thị trường và giá sản phẩm.

Về giải pháp kinh doanh - thương mại, BSR cho biết đang xây dựng chiến lược mua dầu thô dài hạn (tối thiểu 3 - 5 năm) và triển khai đàm phán, ký kết các hợp đồng mua dầu thô dài hạn với các đối tác, đáp ứng 50 - 80% nhu cầu dầu thô chế biến của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất.

Đối với giải pháp về đầu tư, BSR tập trung kiểm soát chặt chẽ tiến độ, kiểm soát tốt chi phí, chất lượng các dự án đầu tư; tập trung nguồn lực để triển khai đầu tư Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất theo kế hoạch.

BSR tiếp tục làm tốt công tác dự báo thị trường, xây dựng các kịch bản ứng phó với tình hình mới, nâng cao năng lực quản trị, tăng cường số hóa hệ thống quản lý để nâng cao hiệu quả điều hành.

Hồng Minh

Năm 2020, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất vận hành an toàn, ổn định, công suất trung bình đạt 105%, sản lượng sản xuất đạt khoảng 5,93 triệu tấn (vượt kế hoạch 7%); tổng doanh thu đạt trên 57.895 tỷ đồng và nộp ngân sách Nhà nước đạt 6.242 tỷ đồng. BSR đã tiết giảm ước tính được 1.844 tỷ đồng (không bao gồm chi phí dầu thô). BSR đã hoàn thành công tác bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Lọc dầu Dung Quất lần thứ 4 theo đúng kế hoạch, bảo đảm chất lượng, chi phí thấp hơn khoảng 6 triệu USD so với dự toán.

ĐẦU TƯ PHÁT TRIỂN CÁC DỰ ÁN ĐIỆN KHÍ LNG

Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power) đặt mục tiêu tổng sản lượng điện sản xuất trong năm 2021 đạt 21,2 tỷ kWh; đồng thời tiếp tục đẩy mạnh nghiên cứu xúc tiến đầu tư các dự án điện khí LNG, với mục tiêu 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.

Sản lượng điện phấn đấu đạt 21,2 tỷ kWh

Trong năm 2021, PV Power đặt mục tiêu tổng sản lượng điện sản xuất đạt 21,2 tỷ kWh; tổng doanh thu đạt 34.095 tỷ đồng; lợi nhuận trước thuế và lợi nhuận sau thuế toàn Tổng công ty đạt lần lượt là 1.800 tỷ đồng và 1.573 tỷ đồng; nộp ngân sách Nhà nước 1.316 tỷ đồng.

Đây là kế hoạch rất thách thức khi phụ tải năm 2021 được dự báo tăng trưởng thấp trong khi nguồn cung điện liên tục được bổ sung từ các dự án điện than (khoảng 3.000 MW) và điện năng lượng tái tạo. Nguồn khí có giá rẻ khu vực Đông Nam Bộ, Tây Nam Bộ ngày càng suy giảm, chênh lệch giá khí do chưa thống nhất tỷ lệ phân bổ khí bổ sung Petronas giữa PVN và EVN sẽ ảnh hưởng đến công tác vận hành sản xuất và hiệu quả của Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2.

Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 & 2. Ảnh: PVN

Nhiệm vụ trọng tâm của PV Power là tập trung 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); thực hiện an toàn, hiệu quả công tác bảo dưỡng sửa chữa lớn (đại tu Nhà máy Điện Cà Mau 1, trung tu Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1, đại tu Tổ máy số 2 Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, đại tu Nhà máy Thủy điện Hủa Na).

Đặc biệt, Tổng công ty tiếp tục đẩy mạnh nghiên cứu xúc tiến đầu tư các dự án điện khí LNG, với mục tiêu 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. Trong đó có các dự án trọng điểm như: Chuỗi dự án cấp LNG Cà Mau & Nhà máy Điện LNG Cà Mau 3, Nhà máy Điện Miền Trung 1 & 2, Dự án cấp khí LNG tái hóa khí bổ sung cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1 và Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 1A; nghiên cứu góp vốn đầu tư phát triển Dự án Điện LNG Cà Ná, Dự án Điện LNG Quảng Ninh. PV Power đang tập trung phát triển các dự án năng lượng tái tạo, trước mắt triển khai đầu tư lắp đặt điện mặt trời mái nhà tại các cơ sở sản xuất của PV Power/PVN.

Tái cấu trúc tổng thể đến năm 2030

Với mục tiêu "Phát triển PV Power trở thành Tổng công ty công nghiệp điện - dịch vụ mạnh, với mục tiêu hiệu quả trong sản xuất kinh doanh; chuyên nghiệp về quản trị; mạnh về tài chính; cao về sức cạnh tranh; xanh về môi trường", PV Power đã có kế hoạch tái cấu trúc tổng thể trong chiến lược phát triển giai đoạn 2021 - 2025, tầm nhìn đến năm 2035.

Lãnh đạo PV Power cho biết sẽ tập trung tái cấu trúc ngành nghề, thực hiện mục tiêu phát triển công suất nguồn, sản lượng điện, phát triển PV Power phù hợp với chiến lược phát triển ngành điện Việt Nam và xu thế chung của thế giới; sử dụng công nghệ tiên tiến, thân thiện với môi trường để phát triển bền vững; tập trung phát triển nhiệt điện khí (bao gồm LNG), đẩy mạnh phát triển năng lượng tái tạo (điện mặt trời, điện mặt trời lòng hồ thủy điện, điện gió, điện sinh khối...).

Mục tiêu đến năm 2025, tổng công suất lắp đặt của PV Power đạt 7.260 MW; giai đoạn 2021 - 2025: tổng sản lượng điện thương mại đạt 122.483 tỷ kWh, tổng doanh thu đạt trên 220 nghìn tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế đạt gần 14 nghìn tỷ đồng.

Để hiện thực hóa các mục tiêu trên, các cấp thẩm quyền "tháo gỡ" khó khăn cho PV Power: Giải quyết vấn đề thu hồi công nợ tiền điện EVN đang giữ lại của PV Power (tại Nhà máy Điện Cà Mau 1 & 2 tính đến 26/11/2020, tổng số công nợ phải thu của EVN là 3,24 nghìn tỷ đồng); sớm thông qua phương án phân phối khí, đảm bảo cung cấp đủ khí để PV Power vận hành ổn định các nhà máy điện khí; thông qua phương án triển khai dự án Nhà máy Điện Miền Trung 1 & 2; thông qua cơ chế giá điện sử dụng nguồn LNG để áp dụng cho Nhà máy Điện Nhơn Trạch 3 & 4...

Thúy Hằng

XÂY DỰNG CHUỖI LIÊN KẾT SẢN XUẤT, CHẾ BIẾN, PHÂN PHỐI XĂNG DẦU

Về chiến lược phát triển đến năm 2030 và tầm nhìn đến 2045, Tổng công ty Dầu Việt Nam (PVOIL) cho biết đang nghiên cứu ảnh hưởng của xu hướng chuyển dịch năng lượng trên thế giới và trong nước đối với nhu cầu sử dụng nhiên liệu xăng dầu để có sự điều chỉnh phù hợp.

Xu hướng chuyển dịch năng lượng và sự phát triển của ô tô điện được dự báo sẽ khiến nhu cầu tiêu thụ xăng dầu giảm mạnh ở các ngành công nghiệp và vận tải. Đây là thách thức rất lớn đối với PVOIL cũng như các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực phân phối và kinh doanh xăng dầu.

Đứng trước xu hướng trên, PVOIL cho biết sẽ tập trung vào lĩnh vực hoạt động chính là xuất nhập khẩu, kinh doanh dầu thô và pha chế, kinh doanh sản phẩm dầu; đồng thời chủ động nghiên cứu và đề xuất với Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xây dựng chuỗi liên kết sản xuất, chế biến, vận chuyển và phân phối sản phẩm xăng dầu để tối ưu hóa hiệu quả quản trị điều hành sản xuất kinh doanh.

Bên cạnh đó, PVOIL đẩy mạnh phát triển hệ thống cửa hàng xăng dầu bán

PVOIL đẩy mạnh phát triển hệ thống cửa hàng xăng dầu bán lẻ trên toàn quốc. Ảnh: PVOIL

Lễ ký Hợp đồng hợp tác kinh doanh giữa PVOIL và PV GAS giai đoạn 2021 - 2025. Ảnh: PVOIL

Trong năm 2020, PVOIL đã xuất khẩu/bán an toàn và hiệu quả toàn bộ lượng dầu thô và condensate được giao; cung cấp đầy đủ, kịp thời dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Sản lượng xuất khẩu/bán dầu thô năm 2020 ước đạt 9,2 triệu tấn, vượt kế hoạch 4%. Sản lượng kinh doanh xăng dầu của PVOIL đạt 2,9 triệu m^3, sụt giảm so với cùng kỳ do ảnh hưởng của dịch bệnh Covid-19, song sản lượng tiêu thụ qua các kênh trực tiếp (bán lẻ và khách hàng công nghiệp) duy trì tương đương năm 2019. Sản lượng bán qua kênh PVOIL Easy trong năm 2020 vượt kế hoạch 22%, tăng 44% so với năm 2019.

lẻ để cải thiện hiệu quả kinh doanh, mở rộng, chuyển đổi sang các lĩnh vực kinh doanh khác khi nhu cầu tiêu thụ xăng dầu giảm mạnh. Tập trung phát triển các hoạt động kinh doanh phi xăng dầu (non-oil) tại các cửa hàng xăng dầu (cửa hàng tiện lợi, rửa xe, sửa xe, trạm sạc xe điện…) đón đầu xu hướng thay đổi thói quen tiêu dùng/mua xăng dầu của người Việt Nam theo mô hình mới tại các nước tiên tiến trong khu vực và trên thế giới.

Tổng công ty tiếp tục triển khai ứng dụng mạnh mẽ công nghệ 4.0 để đa dạng hóa phương thức kinh doanh độc đáo, sáng tạo nhằm nâng cao năng lực cạnh tranh và nghiên cứu mở rộng sản xuất kinh doanh theo hướng chuyển dịch năng lượng, đảm bảo phát huy tối đa và hiệu quả mọi nguồn lực, thế mạnh của PVOIL.

Trước mắt trong năm 2021, PVOIL tập trung xuất khẩu/bán an toàn, hiệu quả toàn bộ lượng dầu thô khai thác trong nước, cung cấp đầy đủ dầu thô cho Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Tăng cường công tác dự báo, bám sát diễn biến thị trường và sự điều hành của Nhà nước, đảm bảo linh hoạt và cân đối hài hòa giữa sản lượng và hiệu quả kinh doanh; duy trì tồn kho hợp lý, tăng cường công tác kiểm soát hệ thống, quản lý dòng tiền, công nợ; cắt giảm tối đa các khoản chi phí chưa thực sự cần thiết.

Ngay đầu năm 2021, PVOIL và Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã ký kết Hợp đồng hợp tác kinh doanh giai đoạn 2021 - 2025. PV GAS sẽ cung cấp condensate và PVOIL thực hiện sản xuất chế biến thành phẩm xăng nền RON91 và bán thành phẩm dầu DO cung ứng cho thị trường. Hợp tác này giúp gia tăng giá trị của chuỗi sản xuất chế biến kinh doanh condensate, phù hợp với tình hình sản xuất condensate của PV GAS trong giai đoạn 2021 - 2025 cũng như phù hợp với mô hình hoạt động kinh doanh của PVOIL. PVOIL cũng cho biết sẽ tiếp tục phối hợp với các đơn vị trong ngành Dầu khí xây dựng chuỗi liên kết sản xuất, chế biến, vận chuyển và phân phối sản phẩm xăng dầu để tối ưu hóa hiệu quả quản trị điều hành sản xuất kinh doanh.

Minh Hồng

PVFCCo NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN SẢN PHẨM MỚI

Tổng công ty Phân bón và Hóa chất Dầu khí - CTCP (PVFCCo) cho biết đang đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới khi xu hướng sử dụng phân hữu cơ ngày càng gia tăng, đồng thời đặt mục tiêu đạt tổng doanh thu 8.331 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 437 tỷ đồng trong năm 2021.

Trong năm 2021, PVFCCo đặt mục tiêu sản xuất 766.000 tấn Đạm Phú Mỹ, 150.000 tấn NPK Phú Mỹ, 63.000 tấn NH_3, 12.500 tấn UFC 85. Tổng sản lượng kinh doanh theo kế hoạch là 770.000 tấn Đạm Phú Mỹ, 140.000 tấn NPK Phú Mỹ, 196.000 tấn phân bón khác; 63.000 tấn NH_3, 50.000 tấn CO_2, 8.500 tấn UFC 85 và 648 tấn hóa chất khác. Tổng doanh thu 8.331 tỷ đồng, lợi nhuận trước thuế 437 tỷ đồng, nộp ngân sách Nhà nước 156 tỷ đồng.

Để hiện thực hóa kế hoạch này khi thị trường phân bón trong nước cung vượt cầu, giá phân bón và hóa chất giảm mạnh, chính sách thuế VAT đối với sản phẩm phân bón còn bất cập, 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 các nhà máy an toàn, ổn định, hiệu quả.

Đặc biệt, PVFCCo sẽ tiếp tục quản lý hiệu quả chi phí bằng 3 giải pháp: Rà soát để tiết giảm tất cả các khoản mục 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; dừng/giãn các hạng mục công việc chưa thực sự cần thiết triển khai trong năm 2021.

Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Ảnh: PVFCCo

Từ năm 2021, PVFCCo chính thức đưa vào sản xuất kinh doanh thương mại sản phẩm Đạm Phú Mỹ + KeBo. Đây là sản phẩm mới có hàm lượng đạm cao (46% N-Nitơ) và bổ sung thêm 2 chất vi lượng (TE) quan trọng là kẽm (Zn) và Bo (B) với tổng hàm lượng lên tới gần 1.000 ppm. Sản phẩm cung cấp giải pháp dinh dưỡng tối ưu cho cây trồng, giúp tăng năng suất và chất lượng nông sản, hạn chế tác hại của sâu bệnh và phù hợp với sản xuất nông nghiệp an toàn theo tiêu chuẩn G.A.P.

Đồng thời, PVFCCo cũng cho biết sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác nghiên cứu phát triển sản phẩm mới khi xu hướng sử dụng phân hữu cơ ngày càng gia tăng (dự báo năm 2021 là 3 triệu tấn/năm); mở rộng thị phần cho các sản phẩm hóa chất do PVFCCo sản xuất như NH_3, UFC 85 và CO_2.

Trong năm 2020, PVFCCo đã chớp thời cơ giá nguyên liệu giảm, tạm hoãn kế hoạch bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Phú Mỹ, đẩy công suất lên mức tối đa, do đó hoàn thành vượt mức kế hoạch sản lượng sản xuất và kinh doanh từ 3 - 26%. Cụ thể, sản lượng sản xuất của PVFCCo đạt 868.133 tấn Đạm Phú Mỹ (vượt kế hoạch 11%, là mức sản lượng sản xuất năm cao nhất kể từ khi đưa Nhà máy Đạm Phú Mỹ vào vận hành từ năm 2004), 72.668 tấn NH_3 (vượt kế hoạch 26%), 13.019 tấn UFC 85. Sản lượng kinh doanh đạt 807.178 tấn Đạm Phú Mỹ (vượt kế hoạch 3%), 67.191 tấn NH_3 (vượt kế hoạch 22%), 9.482 tấn UFC 85 (vượt kế hoạch 5%), 54.693 tấn CO_2 (vượt kế hoạch 9%).

PVFCCo đã tiết giảm chi phí bán hàng 18% (107 tỷ đồng) và giảm chi phí quản lý doanh nghiệp 14% (50,8 tỷ đồng) so với kế hoạch được giao năm 2020. Trong sản xuất, PVFCCo đã đàm phán giá dịch vụ đầu vào với các nhà cung cấp, tiết giảm vật tư và hóa chất (so với định mức), giảm giá thành đầu vào từ 6 - 12%. Nhờ đó, chỉ tiêu lợi nhuận trước thuế năm 2020 của PVFCCo đạt 840 tỷ đồng (vượt kế hoạch 64% và tăng 80% so với năm 2019).

Anh Ngọc

TỐI ƯU HÓA VẬN HÀNH NHÀ MÁY ĐẠM CÀ MAU

Trong năm 2021, Công ty CP Phân bón Dầu khí Cà Mau (PVCFC) cho biết tiếp tục triển khai các giải pháp tối ưu hóa vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau; nghiên cứu các sản phẩm mới có giá trị gia tăng cao; đồng thời chuẩn bị tốt cho công tác bảo dưỡng tổng thể Nhà máy Đạm Cà Mau đảm bảo chất lượng, tiến độ, an toàn, tối ưu chi phí.

Trong năm 2021, PVCFC tiếp tục phải đối diện với các khó khăn khi nguồn khí đầu vào suy giảm, giá urea duy trì ở mức thấp (dự báo của Fetercon khoảng 253 USD/tấn), việc không được khấu trừ thuế VAT đầu vào làm tăng chi phí sản xuất kinh doanh.

Dư cung urea trong nước dẫn đến sự cạnh tranh khốc liệt giữa các doanh nghiệp sản xuất trong nước và các doanh nghiệp nhập khẩu. Giá thành urea các nhà máy khu vực Đông Nam Á cao hơn khu vực khác như Liên bang Nga, Trung Đông, Baltic, Trung Quốc (các nước này có chính sách hỗ trợ giá khí cho sản xuất phân đạm), do đó sức cạnh tranh trên thị trường xuất khẩu sẽ giảm.

Tuy nhiên, PVCFC đặt mục tiêu sản lượng sản xuất năm 2021 gần 859,91 nghìn tấn Đạm Cà Mau (trong đó các sản phẩm từ gốc urea 42 nghìn tấn) và 155 nghìn tấn NPK. Về sản lượng kinh doanh, PVCFC đặt mục tiêu sản lượng tiêu thụ

Nhà máy Đạm Cà Mau. Ảnh: Minh Tài

790,88 nghìn tấn Đạm Cà Mau, 42.000 tấn sản phẩm từ gốc urea, 155 nghìn tấn NPK, 150 nghìn tấn phân bón tự doanh.

Để thực hiện kế hoạch này, 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.

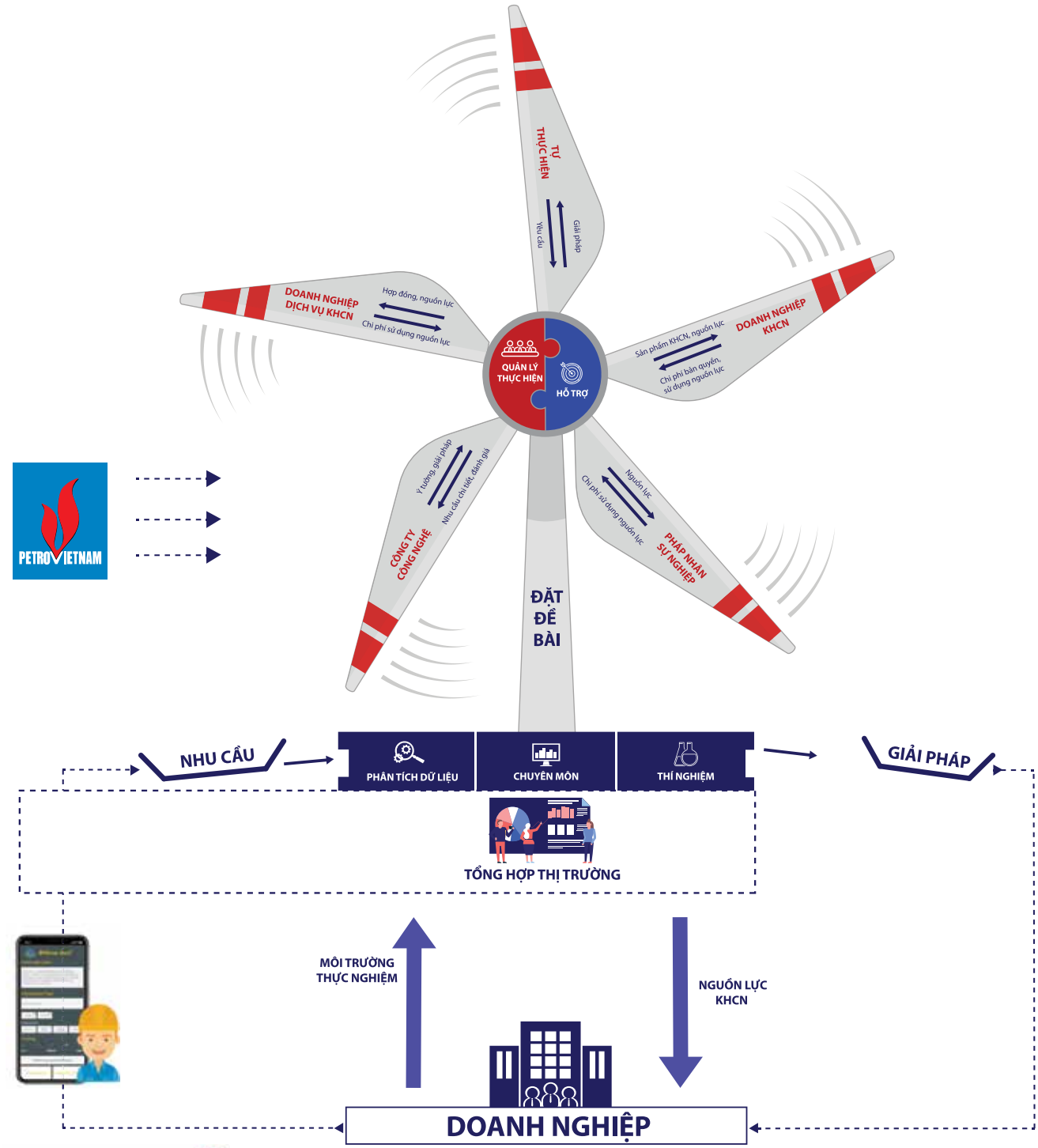
Đặc biệt, PVCFC xây dựng chiến lược nghiên cứu phát triển dài hạn, tập trung chủ yếu vào nghiên cứu ứng dụng để sớm đưa ra thị trường các sản phẩm mới có giá trị gia tăng cao, đa dạng hóa các sản phẩm phân bón NPK, khoáng hữu cơ, hữu cơ vi sinh và các dòng phân bón chất lượng cao. Chú trọng duy trì thị phần ổn định tại các thị trường nước ngoài đã xuất khẩu thành công trong năm 2020 và thâm nhập các thị trường mới để tận dụng cơ hội xuất khẩu, giảm bớt áp lực tiêu thụ trong nước (những lúc thời điểm thấp vụ) và giảm áp lực tồn kho.

Trong năm 2020, Nhà máy Đạm Cà Mau vận hành an toàn ở công suất 110%, PVCFC hoàn thành kế hoạch sản xuất trước 51 ngày, cán mốc sản xuất tấn đạm thứ 7 triệu tấn vào ngày 14/9/2020. PVCFC đã triển khai thực hiện các giải pháp tối ưu hóa vận hành Nhà máy Đạm Cà Mau, được nhà bản quyền Haldor Topsoe đánh giá xếp hạng trong Top 10 nhà máy có hiệu quả hoạt động tốt nhất thế giới. Sau bảo dưỡng tổng thể, Nhà máy Đạm Cà Mau đã đưa vào hoạt động các chương trình tối ưu hóa và tiết kiệm năng lượng như: "Cải hoán trao đổi nhiệt" đã hoàn thành lắp đặt thiết bị, chạy thử và bàn giao; "Gia nhiệt methane hóa" đã hoàn thành lắp đặt thiết bị, chạy thử và bàn giao đưa vào hoạt động giúp rút ngắn 5 giờ thời gian khởi động xưởng NH_3. Ngoài ra các hạng mục "thu hồi hơi trung áp xưởng urea", "thu hồi khí H_2 trong dòng offgas", "cải hoán cung cấp CO_2 thô" vẫn đang tiến hành mua sắm, lắp đặt tie-in point và sẽ đưa vào áp dụng trong giai đoạn tới.

Năm 2021, PVCFC chính thức đổi tên thương hiệu từ "Đạm Cà Mau" sang "Phân bón Cà Mau". Đây là bước chuyển mình đột phá của PVCFC nhằm vươn tới những tầm nhìn, giá trị mới, thực hiện tốt sứ mệnh cung cấp bộ giải pháp dinh dưỡng toàn diện cho cây trồng cũng như đáp ứng khả năng cạnh tranh và khẳng định vị thế trên thị trường sản xuất kinh doanh phân bón trong và ngoài nước.

Khi thị trường phân bón trong nước cung vượt cầu, PVCFC đã tổ chức mạng lưới tiêu thụ và kênh phân phối sản phẩm Đạm Cà Mau, tiếp tục giữ vững thị phần tại các thị trường mục tiêu Tây Nam Bộ, Cambodia, đồng thời nỗ lực tìm kiếm thị trường mới và đẩy mạnh xuất khẩu gần 300.000 tấn urea, từng bước chiếm lĩnh thị phần tại các thị trường "ngách" như Myanmar, Ấn Độ và Brazil...

Ngọc Anh



VPI XÂY DỰNG VÀ VẬN HÀNH HỆ SINH THÁI SÁNG TẠO

Song song với việc chủ động triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đang tập trung xây dựng và vận hành hệ sinh thái sáng tạo, làm tiền đề cho hệ sinh thái sáng tạo ngành Dầu khí Việt Nam, chú trọng thử nghiệm và triển khai thực nghiệm công nghệ thế giới giúp Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và các đơn vị nâng cao năng lực cạnh tranh quốc tế...

Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường nghe giới thiệu sản phẩm anode chống ăn mòn do VPI nghiên cứu sản xuất

Trong năm 2020, VPI đã được Cục Sở hữu Trí tuệ - Bộ Khoa học và Công nghệ cấp Bằng độc quyền sáng chế cho "Phương pháp thu hồi muối của các kim loại đất hiếm từ chất xúc tác của quá trình cracking xúc tác tầng sôi đã qua sử dụng"; "Quy trình sản xuất hỗn hợp của các dẫn xuất của imidazoline làm chất chống ăn mòn từ các hợp chất methyl ester của acid béo"; Bằng độc quyền giải pháp hữu ích cho "Phương pháp sản xuất diesel sinh học gốc B100". VPI được Cục bản quyền tác giả cấp Giấy chứng nhận bản quyền cho "Phần mềm đánh giá lựa chọn các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (VPI EOR Screening)"; được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam công nhận sáng kiến "Nghiên cứu thiết kế gia công và cải tiến hệ thống thiết bị đo các tính chất địa cơ học của đất đá"...

VPI cho biết đã và đang tập trung nguồn lực đẩy mạnh triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học: "Nghiên cứu toàn diện địa chấn - vật lý thạch học các đặc tính vỉa chứa bể Nam Côn Sơn nhằm nâng cao kết quả tìm kiếm thăm dò - khai thác dầu khí với sự trợ giúp của trí tuệ nhân tạo và máy học"; "Nghiên cứu, đánh giá hiệu quả công tác đầu tư tìm kiếm thăm dò dầu khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng và đề xuất phương án tìm kiếm thăm dò tiếp theo"; "Nghiên cứu, tổng kết, đánh giá đặc trưng vật lý thạch học và độ khoáng hóa nước vỉa của đá chứa ở bể trầm tích Cửu Long, phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí"; "Xây dựng cơ sở dữ liệu các lô dầu khí mở phục vụ công tác kêu gọi đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực tìm kiếm thăm dò tại Việt Nam".

Đồng thời, VPI chủ động thực hiện nghiên cứu: "Nguồn gốc hydrocarbon phát hiện tại khu vực Lô 114 bể Sông Hồng"; "Minh giải địa chấn khu vực trung tâm bể Sông Hồng tập trung vào đối tượng trầm tích Miocene trên - Pliocene phục vụ cho thăm dò, đánh giá tiềm năng dầu khí"; "Tổng hợp, hệ thống hóa và đánh giá các kết quả nghiên cứu tiềm năng dầu khí đã thực hiện ở bể Sông Hồng"; "Nghiên cứu đặc điểm môi trường và dự báo chất lượng đá chứa trầm tích Neogene khu vực trung tâm bể Sông Hồng trên cơ sở phân tích tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý"...

Về chương trình xử lý và chế biến sâu khí có hàm lượng CO_2 cao kết hợp hóa dầu từ dầu thô, VPI đang triển khai nghiên cứu: "Sản xuất olefin nhẹ cho hóa dầu trực tiếp từ dầu thô và các phân đoạn cặn bằng xúc tác FCC đa mao quản dựa trên cracking sâu"; "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"; "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 công nghệ sản xuất vật liệu carbon nanotubes (CNT) từ nguồn khí thiên nhiên giàu CO_2".

VPI cũng chủ động thực hiện các nhiệm vụ: "Nghiên cứu chế tạo hệ lớp phủ chứa graphene phù hợp chống ăn mòn cho đường ống và các công trình trong ngành Dầu khí"; "Nghiên cứu ứng dụng vật liệu carbon nano (CNTs, graphene) sử dụng làm phụ gia cho phân bón tan chậm có kiểm soát"; "Nghiên cứu tổng hợp syngas phục vụ việc sản xuất nhiên liệu sạch từ khí tự nhiên giàu CO_2 sử dụng lò phản ứng có cấu trúc micro"; "Nghiên cứu

Cán bộ nghiên cứu của CPSE/VPI khảo sát lấy mẫu môi trường ở khu vực nước sâu. Ảnh: VPI

sản xuất nhiên liệu sạch từ khí tổng hợp sử dụng lò phản ứng có cấu trúc micro".

Trong lĩnh vực năng lượng thay thế, VPI chủ động thực hiện: "Nghiên cứu chuỗi giá trị cung ứng điện gió ngoài khơi và tiêu chuẩn dữ liệu địa kỹ thuật/địa vật lý, hải dương học phục vụ các công trình ngoài khơi, tìm kiếm cơ hội cho ngành Dầu khí và VPI"; "Phương pháp đo địa vật lý, địa kỹ thuật phục vụ công trình điện gió ngoài khơi"; "Khảo sát công nghệ và xu hướng công nghệ sản xuất hydrogen từ rác thải nhựa và/hoặc sinh khối, và đánh giá khả năng áp dụng ở Việt Nam"; "Khảo sát công nghệ và xu hướng công nghệ sản xuất hydrogen từ nguồn tái tạo và đánh giá khả năng áp dụng ở Việt Nam".

Về phát triển sản phẩm thương mại, VPI tiếp tục mở rộng cung cấp sản phẩm anode hy sinh, cung cấp anode vành khuyên dự án BK-21 (3,3 tấn), anode vành khuyên và anode thẳng cho dự án Nam Côn Sơn 2 (0,5 tấn), anode hy sinh cho Nhà máy Nhiệt điện Duyên Hải (10 tấn); chuẩn bị cung cấp anode hy sinh chống ăn mòn cho chân đế giàn BK18A và BK19 (72 tấn).

Năm 2021, xu hướng chuyển dịch năng lượng gốc khoáng sang năng lượng tái tạo ngày càng trở nên mạnh mẽ, cách mạng công nghiệp lần thứ 4 (dựa trên nền tảng công nghệ số, tích hợp các công nghệ thông minh để tối ưu hóa quy trình, phương thức sản xuất) sẽ mang đến cơ hội và thách thức lớn đối với VPI khi phải cạnh tranh quyết liệt về công nghệ, tri thức và chất lượng nguồn nhân lực.

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 (VPInsights); chủ động triển khai các chương trình nghiên cứu khoa học. 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. VPI cho biết đang xây dựng và vận hành hệ sinh thái sáng tạo, làm tiền đề cho hệ sinh thái sáng tạo ngành Dầu khí Việt Nam, chú trọng thử nghiệm và triển khai thực nghiệm công nghệ thế giới giúp PVN và các đơn vị nâng cao năng lực cạnh tranh quốc tế.

Ngọc Linh

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 1 - 2021, trang 35 - 40
ISSN 2615-9902

DầuKhí

ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ "GIỎ XI MĂNG" NGĂN CÁCH NƯỚC NHẰM CẢI THIỆN HIỆU QUẢ KHAI THÁC DẦU TẠI ĐỐI TƯỢNG MÓNG NỨT NẺ MỎ NAM RỒNG - ĐỒI MỒI

Hồ Nam Chung[1], Phí Mạnh Tùng[1], Đặng Xuân Thủy[1], Đinh Đức Huy[2]
[1]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
[2]Viện Dầu khí Việt Nam
Email: tungpm.pt@vietsov.com.vn
https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.01-01

Tóm tắt

Các mỏ dầu lớn ở bể Cửu Long chủ yếu đang trong giai đoạn sụt giảm sản lượng với hệ số suy giảm lớn và độ ngập nước tăng nhanh. Các nghiên cứu cải thiện thu hồi (IOR) đang là hướng nghiên cứu chính tập trung nhằm cải thiện hiệu quả và tối ưu khai thác cho đối tượng móng nứt nẻ (đóng góp 1/3 sản lượng dầu đang khai thác trong nước).

Bài báo giới thiệu công nghệ ngăn cách nước bằng "giỏ xi măng" đã triển khai thành công tại mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi và có thể áp dụng cho các giếng khác có điều kiện địa chất/động thái tương tự nhằm cải thiện hiệu quả khai thác.

Từ khóa: Móng nứt nẻ, cải thiện thu hồi dầu, ngăn cách nước, giỏ xi măng, mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi.

1. Giới thiệu

Mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi thuộc Lô 09-1 và 09-3 do Công ty Liên doanh Điều hành Việt - Nga - Nhật (VRJ) phát hiện năm 2004 bởi giếng DM-1X và cho dòng dầu thương mại từ đối tượng đá móng nứt nẻ vào 12/2009 (Hình 1). Dự báo cơ cấu trữ lượng từ đối tượng móng chiếm khoảng 97% (~25,5 triệu tấn dầu) trên tổng trữ lượng phát triển (2P) của mỏ. Móng có hình thái là khối nhô cao với khoảng cách điểm cao nhất tới chiều sâu ranh giới dầu nước ban đầu đạt ~1.200 m, thân dầu được hỗ trợ năng lượng tích cực từ nguồn nước đáy với thể tích đánh giá lớn gấp 7 - 10 lần thân dầu.

2. Đặc điểm địa chất và động thái ngập nước

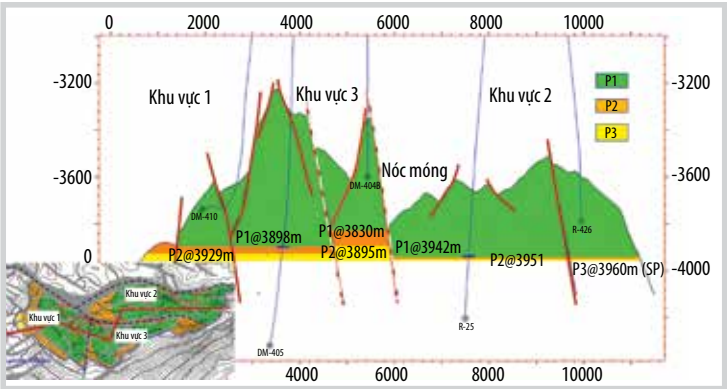
Tính đến năm 2020, có 21 giếng được khoan tại khu vực mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, trong đó 18 giếng đang hoạt động, bao gồm 1 giếng bơm ép. Các giếng khai thác đã có hiện tượng nước xâm nhập, có một số giếng nước chiếm tới 80% tổng lượng chất lỏng khai thác, chứng tỏ ranh giới dầu nước đã dịch chuyển đến giếng khai thác. Quỹ đạo của phần lớn các giếng là giếng xiên, góc nghiêng nhỏ hơn 50°, khoảng dịch đáy thay đổi từ 500 - 1.500 m, được hoàn thiện chủ yếu dạng thân trần khi đưa vào khai thác.

Kết quả nghiên cứu mẫu lõi đã chứng minh (Hình 3) [1, 2] trong phần trên của lát cắt móng kết tinh ở mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi cũng như ở các khu vực khác của mỏ Rồng có mặt hai phức hệ đá xen lẫn nhau: đá magma và đá biến chất. Mức độ nứt nẻ của phức hệ magma rất khác nhau, từ yếu đến mạnh, kể cả có khu vực hình thành kiến trúc dạng dăm kết như tại giếng khoan R-25: 4.212 - 4.221 mMD và R-422. Ở đây chủ yếu là các nứt nẻ nghiêng 30 - 70° so với trục giếng khoan, đôi khi á song song (các khe nứt nẻ á song song có độ dài tới 1 m).

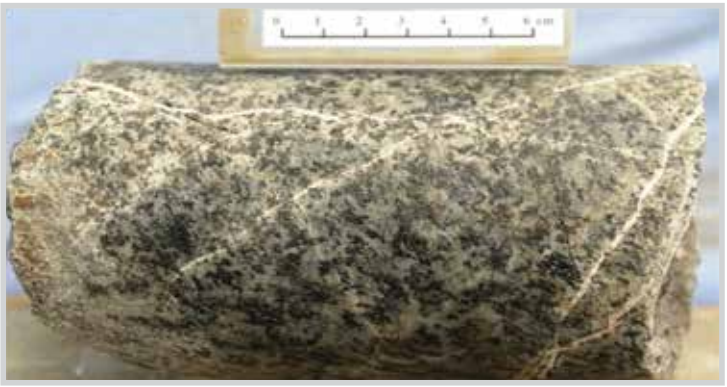
Động thái ngập nước tại các giếng khá điển hình cho đối tượng móng bị ảnh hưởng mạnh bởi hệ thống nứt nẻ. Thông thường, với độ linh động tốt hơn và sự dịch chuyển mạnh của dòng nước từ đáy giếng - nếu không kiểm soát tốt, lại được hỗ trợ của hệ thống nứt nẻ - nước sẽ chiếm ưu thế trong dòng chất lưu đi lên, đồng thời cản trở dòng dầu từ phần phía trên của giếng khoan đi vào giếng khai thác. Qua đó, chỉ số cho dòng sản phẩm của giếng suy giảm, đồng thời gây áp lực xử lý chất lưu cho hệ thống thiết bị bề mặt.

Ngày nhận bài: 31/10/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 31/10 - 12/11/2020. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/12/2020.

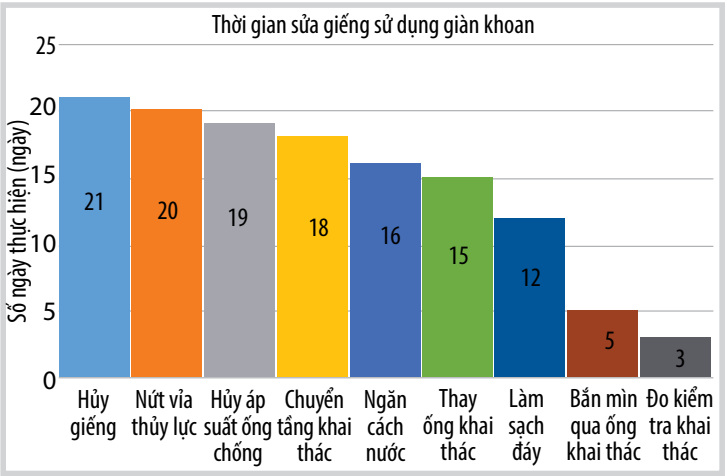
Hình 1. *Vị trí địa lý khu vực mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi*



Hình 2. *Sơ đồ cấu trúc, phân bố dầu mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi*



Hình 3. *Mẫu lõi đá móng khu vực mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi bị lấp nhét bởi khoáng vật thứ sinh*



Hình 4. *Thời gian sửa giếng trung bình sử dụng giàn khoan giai đoạn 2015 - 2020*

Trong quá trình kiểm soát nước tại mỏ, dữ liệu phân tích cho thấy sự xuất hiện của nước sớm nhất trong tất cả các giếng. Các giếng nằm trên khối cấu trúc móng nhô cao, bị chi phối bởi hệ thống đứt gãy lớn với nhiều nứt nẻ dọc theo thân giếng khoan, nước xuất hiện trong quá trình khai thác khi chênh lệch áp suất giữa đáy giếng và vỉa lớn hơn từ 50 - 80 atm. Do vậy, kinh nghiệm trong giai đoạn đầu khai thác, cần tránh giảm áp lớn trong thời gian ngắn để hạn chế sự xâm nhập của nước do ảnh hưởng đới của nứt nẻ tới sự chuyển động dòng chất lỏng cùng độ linh động của nước [3]. Tuy nhiên, ở giai đoạn hiện tại, độ ngập nước trung bình mỏ đạt trên 60%, cần có các giải pháp ngăn cách đới nước và hạn chế sự dịch chuyển của dòng nước từ đáy, đồng thời chuyển hướng dịch chuyển của dòng nước tới giếng nhằm cải thiện hiệu quả quét dầu tại các đới nứt nẻ trước đó chưa quét tới.

Nhằm xử lý và hạn chế ảnh hưởng của các vùng nước không còn cho dòng dầu, Vietsovpetro đã nghiên cứu, ứng dụng và triển khai áp dụng các giải pháp. Trong đó có giải pháp ngăn cách nước trong thân giếng sử dụng giàn khoan với thời gian dừng giếng trung bình 16 ngày (Hình 4).

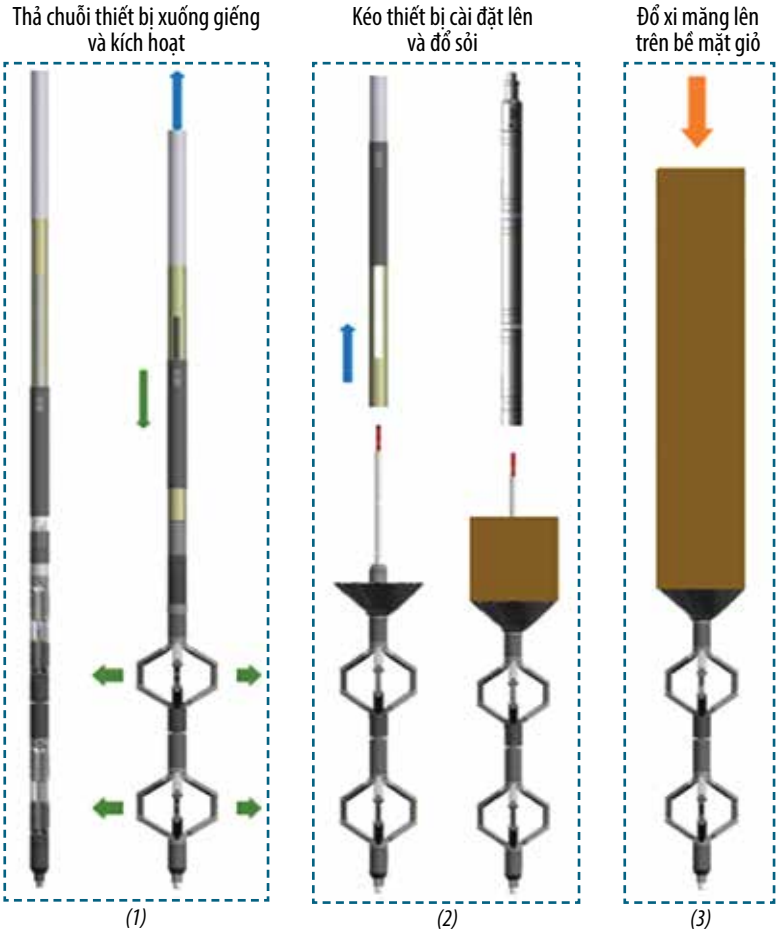
Phương pháp ngăn cách nước sử dụng giàn khoan đang áp dụng tại Vietsovpetro có chi phí cao (lên đến hàng triệu USD/giếng, gồm chi phí thuê giàn, thay ống khai thác (OKT), thiết bị lòng giếng, các dịch vụ kèm theo...), rủi ro không kéo được ống khai thác, phải dập giếng và có thể dẫn đến tình trạng nhiễm bẩn vỉa [4]. Vì vậy, việc nghiên cứu và ứng dụng các giải pháp mới với chi phí thấp, không làm nhiễm bẩn vỉa sản phẩm là cấp thiết. Qua kết quả nghiên cứu và đánh giá, Vietsovpetro đã chọn giải pháp đặt cầu xi măng bằng công nghệ "giỏ xi măng" (cement basket) là giải pháp kỹ thuật tối ưu có chi phí thấp nhất.

3. Thử nghiệm công nghệ "giỏ xi măng" thực hiện ngăn cách nước trong giếng thân trần tại mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi

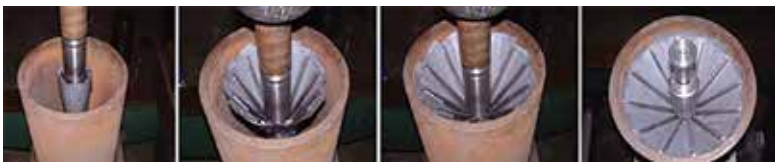
3.1. Giải pháp công nghệ "giỏ xi măng"

Nguyên lý hoạt động của giải pháp: cả chuỗi thiết bị sẽ được thả vào lòng giếng thông qua cáp tời loại dẫn điện (Mono-conductor). Khi thiết bị đạt tới độ sâu mong muốn, tín hiệu sẽ được

hiển thị thông qua bảng điện tử trên bề mặt. Thiết bị cài đặt bắt đầu kích hoạt xoay motor để tạo ra moment lực kéo lên trục của giỏ treo xi măng. Trong khi kéo trục lên, cả chuỗi thân thiết bị cài đặt và giỏ xi măng vẫn đứng im, khi lực kéo đạt cực đỉnh thì cũng là lúc chân càng bám và lá thép của giỏ treo xi măng căng ra cực đại. Chân càng sẽ neo vào thân giếng và lá thép sẽ tỏa tròn ra bao phủ quanh thân giếng. Lực kéo ở motor tiếp tục duy trì lực và kéo đứt khớp nối giữa trục giỏ cầu xi măng và thiết bị cài đặt. Kết thúc quá trình treo giỏ cầu xi măng, thiết bị cài đặt sẽ được kéo lên để sẵn sàng thả thiết bị đổ xi măng lên trên bề mặt giỏ cầu (Hình 5).



Hình 5. *Nguyên lý hoạt động của giải pháp "giỏ xi măng"*



Hình 6. *Cơ chế mở lá thép của "giỏ xi măng"*

Hình 7. *Các bộ phận chính của "giỏ xi măng"*

Sau khi kéo thiết bị cài đặt "giỏ xi măng" lên tới bề mặt, thiết bị đổ xi măng (dumb bailer) đã sẵn sàng. Khi thả thiết bị đổ xi măng xuống giếng tới độ sâu cách "giỏ xi măng" khoảng 2 m, thiết bị đổ xi măng dừng lại. Sau khi nhận tín hiệu từ bảng điện tử trên bề mặt, van sẽ bắt đầu mở để xi măng chảy ra, đồng thời sử dụng áp suất giếng để piston hoạt động đẩy xi măng triệt để ra khỏi thiết bị.

Do độ loãng của xi măng khá cao, trước khi đổ xi măng, sỏi cuội nhỏ (kích thước 6 - 8 mm) được đổ một lớp để ngăn ngừa xi măng chảy qua các lá thép (Hình 6) hoặc phần hở giữa lá thép và thành giếng.

"Giỏ xi măng" gồm có các bộ phận chính (Hình 7): trục chính (a), vỏ (b), lá thép vòng (c) và bệ đỡ (d) hình thành hệ thống có khả năng mở rộng tạo bệ đỡ để thiết lập cầu xi măng ngăn cách nước. Giỏ được thiết kế để có thể lắp đặt trong hệ thống ống chống hoặc thành giếng thân trần đối với các giếng có kích thước nhỏ. Hệ thống càng kép khiến cho giỏ có khả năng neo chặt vào thành giếng, tạo ra bệ đỡ vững chắc để chứa xi măng.

Loại "giỏ xi măng" được sử dụng thử nghiệm tại Vietsovpetro là loại X3M210960RPPA có đường kính 2" và áp dụng cho thân giếng có đường kính từ 8" đến 9⅝" (Bảng 1).

Thiết bị đổ xi măng được sử dụng để sỏi/proppant/xi măng lên trên giỏ tạo thành một nút bịt kín chịu áp lực với đường kính 1,77", dài 6 m và chứa được 6 lít (Bảng 2).

Các bước thực hiện đổ cầu xi măng bằng công nghệ "giỏ xi măng" gồm: thông và làm sạch thân giếng; đo liên kết độ sâu và kiểm tra khả năng kéo thả thiết bị đến vị trí cần đặt trong giếng; đo PLT/MPLT để xác định khoảng cho dầu - nước trong thân giếng; đo độ đồng đều của thân giếng bằng thiết bị X-Y Caliper để xác định khoảng đặt giỏ xi măng tối ưu; thả và kích hoạt giỏ xi măng; đổ sỏi/proppant để tăng khả năng che phủ và độ cứng của giỏ xi măng; đổ cầu xi măng; chờ xi măng đông 24 giờ; dò đáy để xác định chiều cao cầu xi măng đã hoàn thiện; gọi dòng lại;

Bảng 1. *Thông số kỹ thuật của "giỏ xi măng"*

Mã sản phẩm	Đường kính ngoài	Kích thước ống chống		Tải trọng tối đa (lbs)
		Max.	Min.	
X3M210700PPAA	2,1″	7″	6″	15.000
X3M210960RPPA	2,1″	9⅝″	8″	15.000

Bảng 2. *Thông số kỹ thuật của thiết bị đổ xi măng*

Ống chứa xi măng				Dung lượng, vật liệu và ứng dụng		
Đường kính ngoài	Chiều dài	Vật liệu	Khối lượng	Dung lượng	Vật liệu	Ứng dụng
3.500″	8,5 m/4 m	AISI 4140	172 kg/61 kg	17 lít/4 m	SS316	Xi măng/acid/hóa chất/cát/sỏi hoặc proppant
2.875″	6 m/4 m	AISI 4140	48 kg/24 kg	10 lít/4 m	SS316	Xi măng/acid/hóa chất/cát/sỏi hoặc proppant
2.375″	6 m/4 m	AISI 4140	33 kg/16,5 kg	9 lít/6 m	SS316	Xi măng/acid/hóa chất/cát/proppant
1.770″	6 m/4 m	SS304	22 kg/11 kg	6 lít/6 m	SS316	Xi măng/acid/hóa chất/cát/proppant

Bảng 3. *Thông số kỹ thuật các giếng được lựa chọn thử nghiệm công nghệ ngăn cách nước bằng "giỏ xi măng"*

Tên giếng	Đối tượng	$Q_{lỏng}$ (m^3/ngày)	$Q_{dầu}$ (tấn/ngày)	H_2O (%)	V_{gl} (m^3/ngày)	Độ lệch (min)	Đường kính trong ống khai thác (min)	Đường kính thân giếng (mm)	Kiểu hoàn thiện
1	Móng	260	52	77	35.000	24,65	2,4″	215,9	Thân trần
2	Móng	86	23	68	30.000	58,86	2,2″	215,9	Thân trần
3	Móng	60	24	54	22.000	48,64	2,2″	157,2	Ống chống

đo PLT/MPLT để kiểm tra và đánh giá dòng chảy qua cầu xi măng.

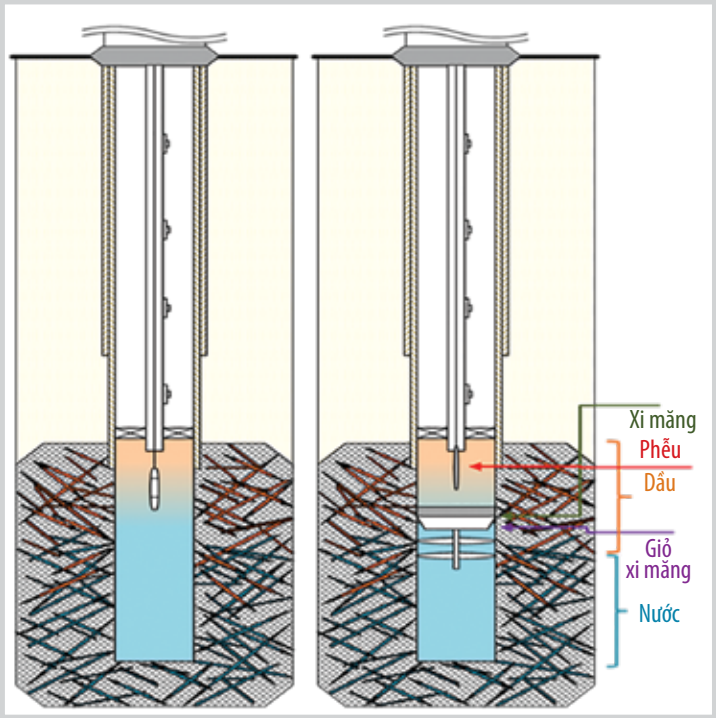
3.2. Đánh giá công nghệ ngăn cách nước bằng "giỏ xi măng"

Ưu điểm:

- Không sử dụng đến giàn khoan;
- Tất cả các thao tác được thực hiện bằng công nghệ cáp tời (Wireline/Slickline);
- Không phải kéo và thay thế bộ thiết bị lòng giếng;
- Áp dụng cho các giếng thân trần (cho đối tượng móng) và trong ống chống;
- Không phải dập giếng, hạn chế rủi ro nhiễm bẩn vỉa;
- Tiết kiệm chi phí và thời gian.

Nhược điểm:

- Chỉ áp dụng cho các giếng có độ nghiêng không quá lớn;
- Ống khai thác có điểm thu hẹp không nhỏ hơn 2,125″ và phải thông đến vị trí cần đặt giỏ xi măng;
- Nước đi vòng qua cầu xi măng (do liên thông địa chất vỉa nước và vỉa dầu).



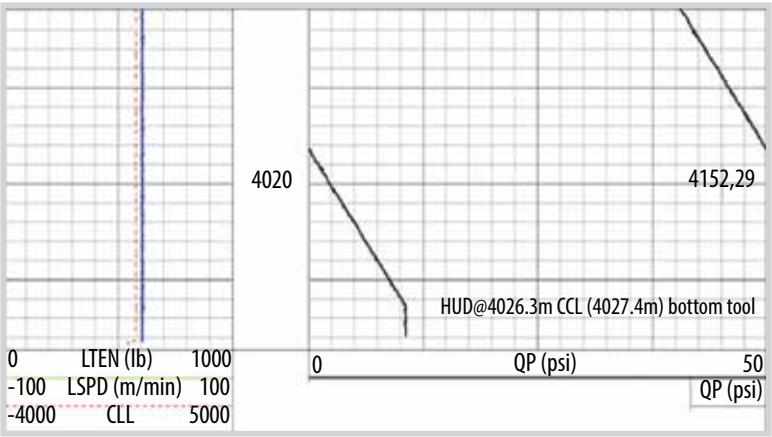
Hình 8. *Sơ đồ và vị trí đặt "giỏ xi măng" tại giếng 1 mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi*

4. Tiêu chí lựa chọn giếng khoan và kết quả thử nghiệm

Dựa trên đặc tính kỹ thuật và các ưu nhược điểm đã phân tích, công nghệ ngăn cách nước bằng "giỏ xi măng" được cân nhắc áp dụng với các giếng có độ ngập nước > 50%, có độ nghiêng thấp < 60°, có đường kính ống khai thác > 2,125″, đường kính thân giếng từ 6 - 9⅝″, khoảng vỉa cho dòng nước nằm dưới khoảng vỉa cho

dòng dầu. Đối với đối tượng móng nứt nẻ, được hoàn thiện giếng kiểu thân trần thì có thể áp dụng công nghệ khi thành giếng ổn định và đồng đều.

Giếng 1 nằm trên khối cấu trúc móng nhô cao, được khoan khá sớm tại khu vực, chiều sâu tổng đạt 4.420 mMD, với khoảng vỉa trong móng được xác định 585 m (3.835 - 4.420 mMD/3.644 - 4.201 mTVDss), hệ thống nứt nẻ chi phối mạnh ở phần phía trên của giếng. Động thái của giếng cho thấy sự xuất hiện của nước sớm nhất tại khu vực mỏ. Nước xuất hiện trong quá trình khai thác khi áp suất giảm từ 204 atm xuống 153 atm. Tốc độ dòng chảy tăng từ 134 tấn/ngày lên 150 tấn/ngày với mức độ ngập nước 32%. Kết quả PLT năm 2006 cho thấy khoảng cho dòng chính được xác định từ 3.926 - 3.941 mTVDss; năm 2010 cho thấy tồn tại nước dưới chiều sâu 3.931 mTVDss. Lưu lượng dầu đạt đỉnh năm 2010 với 130 tấn/ngày, hiện tại duy trì 52 tấn/ngày với độ ngập nước ~80%. Theo kết quả PLT năm 2019, khoảng dòng dưới chiều sâu 3.931 mTVDss cho 100% nước.



Hình 9. *Kết quả đo kiểm tra xác định mặt cầu xi măng đã đặt tại giếng 1 mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi*

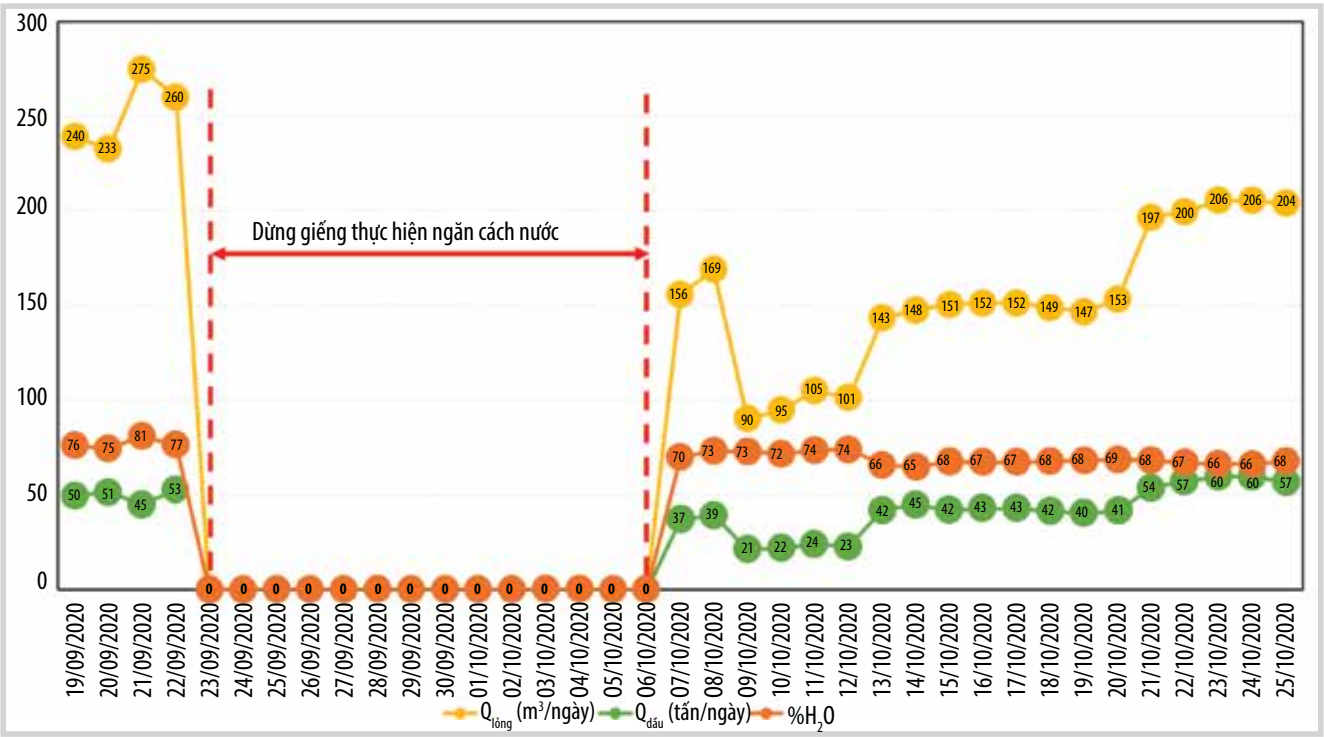
Tháng 10/2020, Vietsovpetro đã đặt thành công "giỏ xi măng" tại độ sâu 4.035 mMD giếng 1 mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi (Hình 8).

Sau khi hoàn thành việc đổ xi măng và chờ 24 giờ để dung dịch xi măng đông cứng hoàn toàn, tiến hành đo liên kết độ sâu (CCL) và xác nhận độ sâu của cầu xi măng tại 4.027,4 m (Hình 9).

Sau khi mở giếng ngày 8/10/2020, Vietsovpetro tiến hành lấy mẫu, ghi nhận có sự thay đổi của lưu lượng khai thác tổng và hàm lượng nước giảm đáng kể (giảm 10 - 15%). Theo dự báo, sản lượng dầu sẽ tăng thêm 20% khi chế độ làm việc của giếng ổn định, dự kiến sau 3 tuần. Kết quả thể hiện trên Hình 10.

5. Kết luận và kiến nghị

Công nghệ ngăn cách nước bằng "giỏ xi măng" đã thử nghiệm thành công tại mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi và có thể áp dụng cho các giếng khác có động thái tương tự nhằm cải thiện hiệu quả khai thác. Ưu điểm lớn



Hình 10. *Thông số làm việc của giếng trước và sau khi thử nghiệm công nghệ ngăn cách nước bằng "giỏ xi măng"*

nhất của giải pháp là thực hiện ngăn cách mà không sử dụng giàn khoan để kéo thả, thay thế thiết bị lòng giếng và không phải dập giếng. Do đó, tiết kiệm chi phí đầu tư, gia tăng hiệu quả kinh tế của giải pháp và tiết kiệm thời gian dừng giếng. Bài học kinh nghiệm là: thực hiện đổ cầu xi măng chiều dài hơn nhằm tăng tỷ lệ thành công ngăn cách nước trong móng, tăng khoảng làm việc của "giỏ xi măng" và thiết kế nhiều trấu hơn để phù hợp với đặc thù thân giếng móng kém đồng nhất và không ổn định.

Tài liệu tham khảo

[1] Nguyễn Văn Đức, Phạm Xuân Sơn và nnk, "FFDP Nam Rồng - Đồi Mồi", 2013.

[2] Phạm Xuân Sơn, Nguyễn Trung Hiếu và nnk, "FFDP Nam Rồng - Đồi Mồi", 2020.

[3] Trần Lê Đông, Hoàng Văn Quý và Trương Công Tài, "Thân dầu trong đá móng nứt nẻ - hang hốc mỏ Bạch Hổ, Đông Nam Rồng và giải pháp bơm ép nước nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu", *Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam - Cơ hội mới thách thức mới"*, Quyển I, Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội, 2005.

[4] Phạm Xuân Sơn, Trần Lê Phương và nnk, "Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1 năm 2018", 2017.

APPLICATION OF "CEMENT BASKET" TECHNOLOGY FOR REPAIR-ISOLATION WORK TO IMPROVE OIL RECOVERY EFFICIENCY AT FRACTURED BASEMENT RESERVOIR IN NAM RONG - DOI MOI FIELD

Ho Nam Chung[1], Phi Manh Tung[1], Dang Xuan Thuy[1], Dinh Duc Huy[2]
[1]Vietsovpetro
[2]Vietnam Petroleum Institute
Email: tungpm.pt@vietsov.com.vn

Summary

Most major oil fields in Cuu Long basin are currently in the declining production phase with high declining rates and rapidly increasing water cut. IOR is, therefore, the main research topic for well productivity index and production optimisation of fractured basement reservoirs (which have been contributing 1/3 of the total oil production in Vietnam).

The paper presents the water isolation by "cement basket" technology which has been successfully deployed in Nam Rong - Doi Moi field and can be applicable to other wells having similar geological conditions/production performance characterisation to improve production efficiency.

Key words: Fractured basement, IOR, water isolation, cement basket, Nam Rong - Doi Moi field.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 1 - 2021, trang 41 - 48
ISSN 2615-9902

DầuKhí

NGHIÊN CỨU, XÂY DỰNG PHÁT TRIỂN CÁC MÔ HÌNH PHÂN CHIA SẢN PHẨM TẠI CÁC MỎ KẾT NỐI CỦA VIETSOVPETRO

Trần Lê Phương[1], Lê Đăng Tâm[1], Chu Văn Lương[1], Phạm Thành Vinh[1], Nguyễn Vi Hùng[1], Tống Cảnh Sơn[1]
Nguyễn Viết Văn[2], Đỗ Dương Phương Thảo[1], A.G. Axmadev[1], Châu Nhật Bằng[1], Nguyễn Hữu Nhân[1], Đoàn Tiến Lữ[1]
Trần Thị Thanh Huyền[1], Lê Thị Đoan Trang[1], Bùi Mai Thanh Tú[1]
[1]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
[2]Công ty Liên doanh Điều hành Hoàng Long - Hoàn Vũ
Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn
https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.01-02

Tóm tắt

Kết nối mỏ là giải pháp tận dụng cơ sở hạ tầng vật chất hiện hữu của các mỏ lớn để kết nối, phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên. Phương thức này cho phép gia tăng hiệu quả kinh tế các mỏ có trữ lượng trung bình và nhỏ, mở ra triển vọng phát triển và đưa các mỏ dầu nhỏ, hạn chế về trữ lượng vào khai thác sớm.

Quá trình kết nối mỏ có thách thức khác nhau về mặt kỹ thuật và kinh tế, khả năng kết nối, thu gom, mức độ cải hoán hệ thống công nghệ để tiếp nhận, phân chia sản phẩm... Đối với trường hợp kết nối các mỏ vào hệ thống công nghệ thuộc chủ sở hữu khác, vấn đề phân chia sản phẩm có ý nghĩa quan trọng liên quan đến lợi ích trực tiếp của các chủ đầu tư.

Bài báo phân tích các mô hình phân chia sản phẩm của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đang áp dụng cho các mỏ kết nối, đánh giá khả năng cập nhật/nâng cấp các phần mềm mô phỏng có độ tin cậy cao, cho phép đánh giá nhanh về mặt kỹ thuật sự thay đổi của lưu lượng chất lưu trong hệ thống khi qua các quá trình xử lý công nghệ.

Từ khóa: Kết nối mỏ, vận chuyển dầu và khí, phân chia sản phẩm.

1. Giới thiệu

Đến cuối năm 2020, Vietsovpetro đã kết nối thành công các mỏ như: Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng… với các mỏ Bạch Hổ và Rồng, mang lại hiệu quả kinh tế to lớn cho các nhà điều hành khác. Khi sản lượng dầu khai thác tại các mỏ suy giảm, Vietsovpetro đã tập trung nghiên cứu, triển khai giải pháp kết nối các mỏ dự kiến khai thác nằm bên cạnh các mỏ Bạch Hổ và Rồng để tận dụng công suất xử lý chất lỏng của thiết bị còn dư tại 2 mỏ này. Việc mở rộng kết nối các mỏ dầu lân cận với mỏ Bạch Hổ và Rồng sẽ mở ra triển vọng phát triển và đưa các mỏ dầu lân cận có trữ lượng thấp vào khai thác sớm.

Hiện nay, Vietsovpetro đã kết nối các mỏ Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Cá Tầm, 04/3… vào hệ thống. Vietsovpetro đã vận dụng, nghiên cứu và xây dựng các mô hình phân chia sản phẩm khác nhau với tính chính xác và chi phí vận hành ở mức hợp lý được các bên đồng thuận sử dụng.

Ngày nhận bài: 26/12/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 26/12/2020 - 6/1/2021. Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/1/2021.

2. Các mô hình phân chia sản phẩm tại các mỏ kết nối của Vietsovpetro

Phân chia sản phẩm khai thác được hiểu là xác định lượng hydrocarbon đo được từ các nguồn khác nhau [1]. Phân chia sản phẩm là hoạt động phổ biến ở các mỏ kết nối sử dụng hệ thống công nghệ thu gom, vận chuyển, tàng trữ sản phẩm khai thác chung.

Quá trình phân chia sản phẩm dựa trên các kết quả đo đếm vật lý khác nhau: khối lượng, thể tích, năng lượng. Trong đó phân chia theo khối lượng, thể tích phổ biến cho những trường hợp phân chia hydrocarbon lỏng, phân chia theo năng lượng thường được sử dụng cho phân chia sản phẩm khai thác ở dạng khí.

Dựa trên những điều kiện cụ thể của hệ thống công nghệ thu gom, đo lường sản phẩm khai thác và

trên cơ sở thỏa thuận giữa các bên liên quan mà có các nguyên lý phân chia khác nhau. Các nguyên lý phân chia phổ biến là:

- Phân chia sản phẩm theo khối lượng theo nguyên tắc phân chia ngược;
- Phân chia sản phẩm theo đơn vị thể tích theo nguyên tắc phân chia ngược;
- Phân chia sản phẩm theo thành phần chất lưu;
- Phân chia sản phẩm theo các mô hình mô phỏng, tính toán.

Nguyên lý phân chia sản phẩm theo nguyên tắc phân chia ngược được sử dụng và thừa nhận rộng rãi trong ngành công nghệ khai thác dầu và khí [1]. Trong mô hình phân chia sản phẩm theo nguyên tắc ngược xét có n nguồn hydrocarbon vận chuyển ra điểm B để xử lý và tàng trữ, với lưu lượng dầu thể tích đo được tại B quy về cùng một điều kiện. Theo đó, lưu lượng hydrocarbon phân chia cho từng nguồn (i = 1... n) sẽ là:

$$Q_{ii=1...n} = k_{back\ allocation} \times Q_{imeasured}$$

$$k_{back\ allocation} = \frac{Q_B}{\sum_{Qi}^{i=1...n}}$$

Trong đó:

$Q_{ii=1...n}$: Lượng hydrocarbon được phân chia cho nguồn i;

$Q_{imeasured}$: Lưu lượng thể tích dầu đo được ở cùng một điều kiện.

Lượng dầu đo được tại các công trình X quy về điều kiện chuẩn được xác định dựa trên các tham số sau:

- Hàm lượng nước W_X;
- Lưu lượng theo thể tích chất lỏng ở điều kiện vận hành V_X;
- Hệ số co ngót dầu của công trình X, S_X.

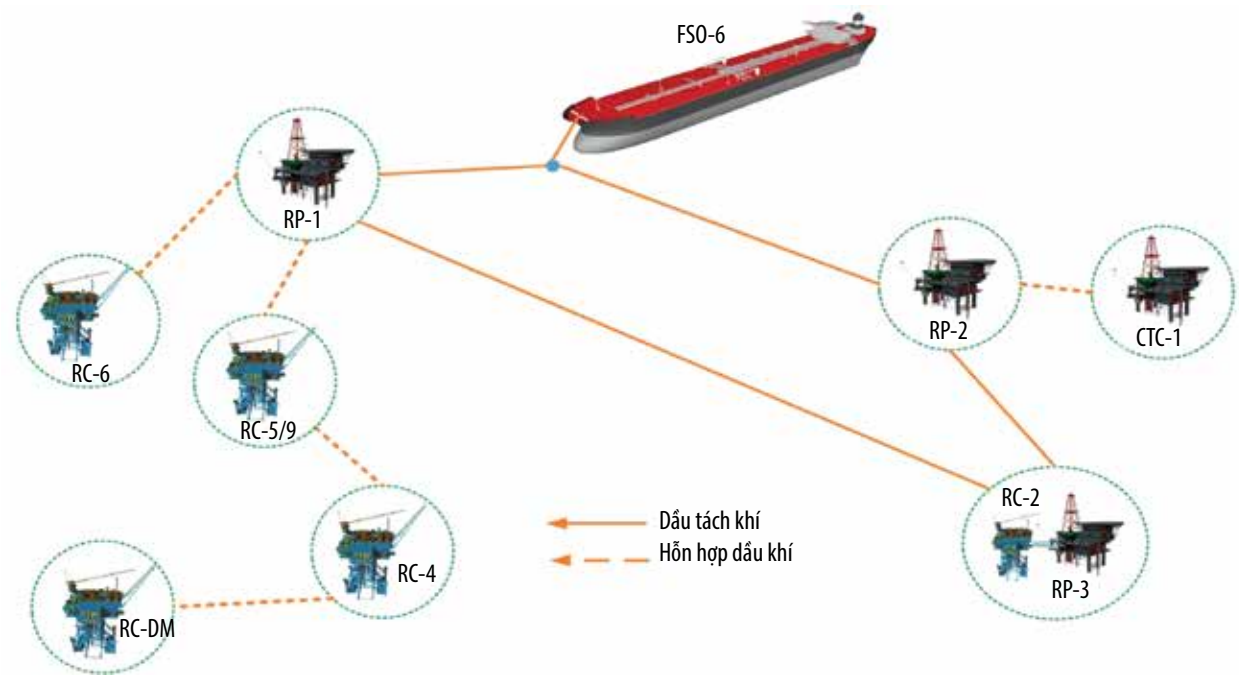
Phân chia sản phẩm theo các mô hình mô phỏng, sử dụng các công cụ tính toán của phần mềm (như HYSYS, PVTSIM, UNIX…) để xác định lượng hydrocarbon lỏng được phân chia cho từng nguồn.

2.1. Phân chia sản phẩm mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi

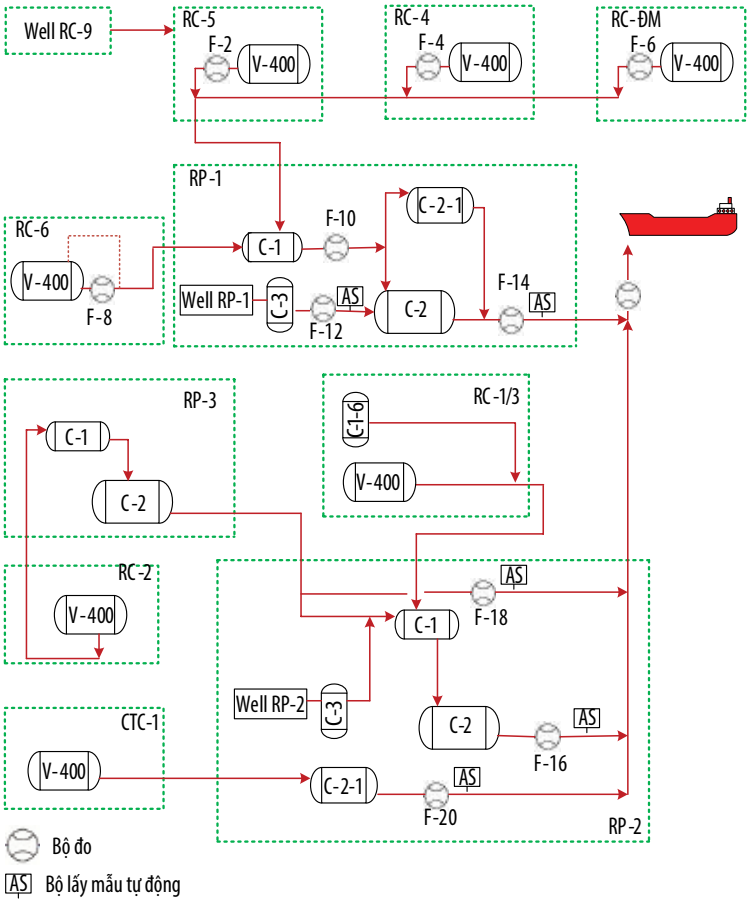
Mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi được kết nối vào hệ thống thu gom, vận chuyển sản phẩm khai thác mỏ Rồng, Vietsovpetro. Mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi có 2 giàn nhẹ được khai thác là RC-DM, RC-4.

Sản phẩm khai thác RC-DM, RC-4, RC-5 cùng với RC-6 được vận chuyển về RP-1 để tách khí và bơm về tàu nổi chứa dầu FSO-6 để xử lý, tàng trữ và xuất bán. Tại FSO-6 đồng thời tiếp nhận các nguồn dầu bơm từ RP-2 bao gồm dầu mỏ Cá Tầm, RP-3. Sơ đồ thu gom vận chuyển và phân chia dòng dầu được thể hiện tại Hình 1 và 2.

Lượng dầu Q (sm^3) đo được tại các công trình RP-1, RP-2, Cá Tầm, RP-3 được quy về điều kiện chuẩn thông qua hệ số co ngót S từ lượng dầu V (m^3) đo được ở điều kiện vận hành:



Hình 1. *Sơ đồ thu gom sản phẩm khai thác tại mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi*



Hình 2. *Sơ đồ phân chia dòng dầu mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi*

$$Q_{SCO/RP2_FSO} = V_{oil/RP2} \times S_{oil/RP2}$$

$$Q_{SCO/RP3_FSO} = V_{oil/RP3} \times S_{oil/RP3}$$

$$Q_{SCO/CT_FSO} = V_{oil/CT} \times S_{oil/CT}$$

$$Q_{SCO/RP1_FSO} = V_{oil/RP1} \times S_{oil/RP1}$$

Hệ số bất cân bằng K_{imb} được định nghĩa là hệ số thể hiện sự bất cân bằng giữa tổng lượng dầu quy về điều kiện chuẩn của các nguồn dầu bơm ra tàu FSO và lượng dầu đo được tại FSO $Q_{SCO/FSO}$, tính theo công thức:

$$K_{imb} = \frac{Q_{SCO/FSO}}{Q_{SCO/RP1_FSO} + Q_{SCO/RP2_FSO} + Q_{SCO/CT_FSO} + Q_{SCO/RP3_FSO}}$$

Lượng dầu đo được tại các công trình RC-6, RC-5, RC-4, RC-DM, RP-1 được xác định như sau:

$$Q_{SCO/RC6} = V_{f/RC6} \times (1 - 0{,}01 \times W_{RC6}) \times S_{RC6}$$

$$Q_{SCO/RC5} = V_{f/RC5} \times (1 - 0{,}01 \times W_{RC5}) \times S_{RC5}$$

$$Q_{SCO/RC4} = V_{f/RC4} \times (1 - 0{,}01 \times W_{RC4}) \times S_{RC4}$$

$$Q_{SCO/RCDM} = V_{f/RCDM} \times (1 - 0{,}01 \times W_{RCDM}) \times S_{RCDM}$$

$$Q_{SCO/C3} = V_{f/RP1} \times (1 - 0{,}01 \times W_{C3}) \times S_{C3}$$

$$Q_{SCO/C1} = V_{f/C1} \times (1 - 0{,}01 \times W_{C1}) \times S_{C1}$$

Hệ số K_a hiệu chỉnh lượng dầu cho RP-1 được xác định như sau:

$$K_a = \frac{Q_{SCO/RP1_FSO}}{Q_{SCO/C1} + Q_{SCO/C3}}$$

Hệ số K_b hiệu chỉnh lượng dầu đo được tại RP-1 so với tổng lượng dầu từ các giàn RC-DM, RC-4, RC-5, RC-6 bơm về RP-1 được xác định như sau:

$$K_b = \frac{Q_{SCO/C1}}{Q_{SCO/RC6} + Q_{SCO/RC5} + Q_{SCO/RC4} + Q_{SCO/RCDM}}$$

Lượng dầu phân chia cho các công trình RC-DM, RC-4 được xác định theo nguyên tắc phân chia ngược như sau:

$$Q_{SCO/RC4_FSO} = K_{imb} \times K_a \times K_b \times Q_{SCO/RC4}$$

$$Q_{SCO/RCDM_FSO} = K_{imb} \times K_a \times K_b \times Q_{SCO/RCDM}$$

2.2. Phân chia sản phẩm mỏ Cá Ngừ Vàng

Sản phẩm khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng được vận chuyển về giàn công nghệ trung tâm CTP-3 để xử lý. Dầu Cá Ngừ Vàng xử lý tách nước và được bơm về FSO để tàng trữ cùng với dầu khai thác từ mỏ Bạch Hổ (giàn CTP-3 và giàn CTP-2).

Sơ đồ thu gom sản phẩm khai thác của mỏ Cá Ngừ Vàng được thể hiện tại Hình 3. Sản phẩm khai thác mỏ Cá Ngừ Vàng đi vào 1 trong 3 đường công nghệ của CTP-3 để tách khí và nước. Dầu Cá Ngừ Vàng có thể được xử lý theo đường công nghệ riêng hoặc được trộn với dầu mỏ Bạch Hổ để tách khí nước và bơm về FSO.

- Trường hợp dầu Cá Ngừ Vàng đi theo đường công nghệ riêng

Lượng dầu Q (sm^3) đo được tại các công trình CTP-2, CTP-3, dầu Cá Ngừ Vàng được quy về điều kiện chuẩn thông qua hệ số co ngót S từ lượng dầu V (m^3) đo được ở điều kiện vận hành:

$$Q_{SCO/CTP\text{-}2_FSO} = V_{oil/CTP2} \times S_{oil/CTP2}$$

$$Q_{SCO/CTP3_FSO} = V_{oil/RP3} \times S_{oil/CTP3}$$

$$Q_{SCO/CNV_FSO} = V_{oil/CNV} \times S_{oil/CNV}$$

Hệ số bất cân bằng K_{imb} được định nghĩa là hệ số thể hiện sự bất cân bằng giữa tổng lượng dầu quy về điều kiện chuẩn của các nguồn dầu bơm ra FSO và lượng dầu đo được tại FSO $Q_{SCO/FSO}$, tính theo công thức:

$$K_{imb} = \frac{Q_{SCO/FSO}}{Q_{SCO/CTP-2_FSO} + Q_{SCO/CTP3_FSO} + Q_{SCO/CNV_FSO}}$$

Lượng dầu chia cho mỏ Cá Ngừ Vàng được xác định như sau:

$$Q_{Allocated_SCO/CNV_FSO} = Q_{SCO/CNV_FSO} \times K_{imb}$$

- Trường hợp dầu trộn dầu Cá Ngừ Vàng và Bạch Hổ

Lượng dầu Q (sm³) đo được tại các công trình CTP-2, CTP-3, dầu Cá Ngừ Vàng được quy về điều kiện chuẩn thông qua hệ số co ngót S từ lượng dầu V (m³) đo được ở điều kiện vận hành:

$$Q_{SCO/CTP-2_FSO} = V_{oil/CTP2} \times S_{oil/CTP2}$$

$$Q_{SCO/CTP3_CNV\ FSO} = V_{oil/RP3} \times S_{oil/CTP3_CNV}$$

$S_{oil/CTP3_CNV}$ được xác định theo công thức thực nghiệm trên cơ sở kết quả đo hệ số co ngót của hỗn hợp dầu Bạch Hổ và Cá Ngừ Vàng theo các tỷ lệ khác nhau, ví dụ:

$$S(P_{Pump}, T_{Pump}, Mixratio) = a \times P_{Pump} + b \times T_{Pump} + c \times Mixratio + d$$

Trong đó: a = 9,17e - 05;

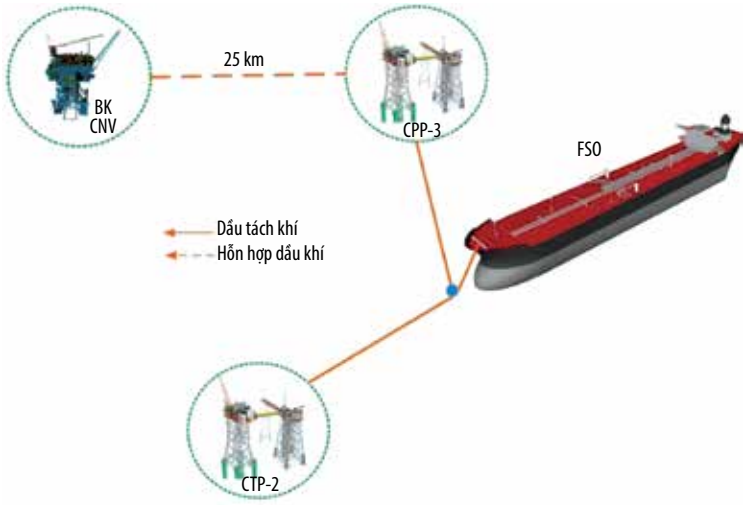
b = -8,9e - 04;

c = -4,06e - 03;

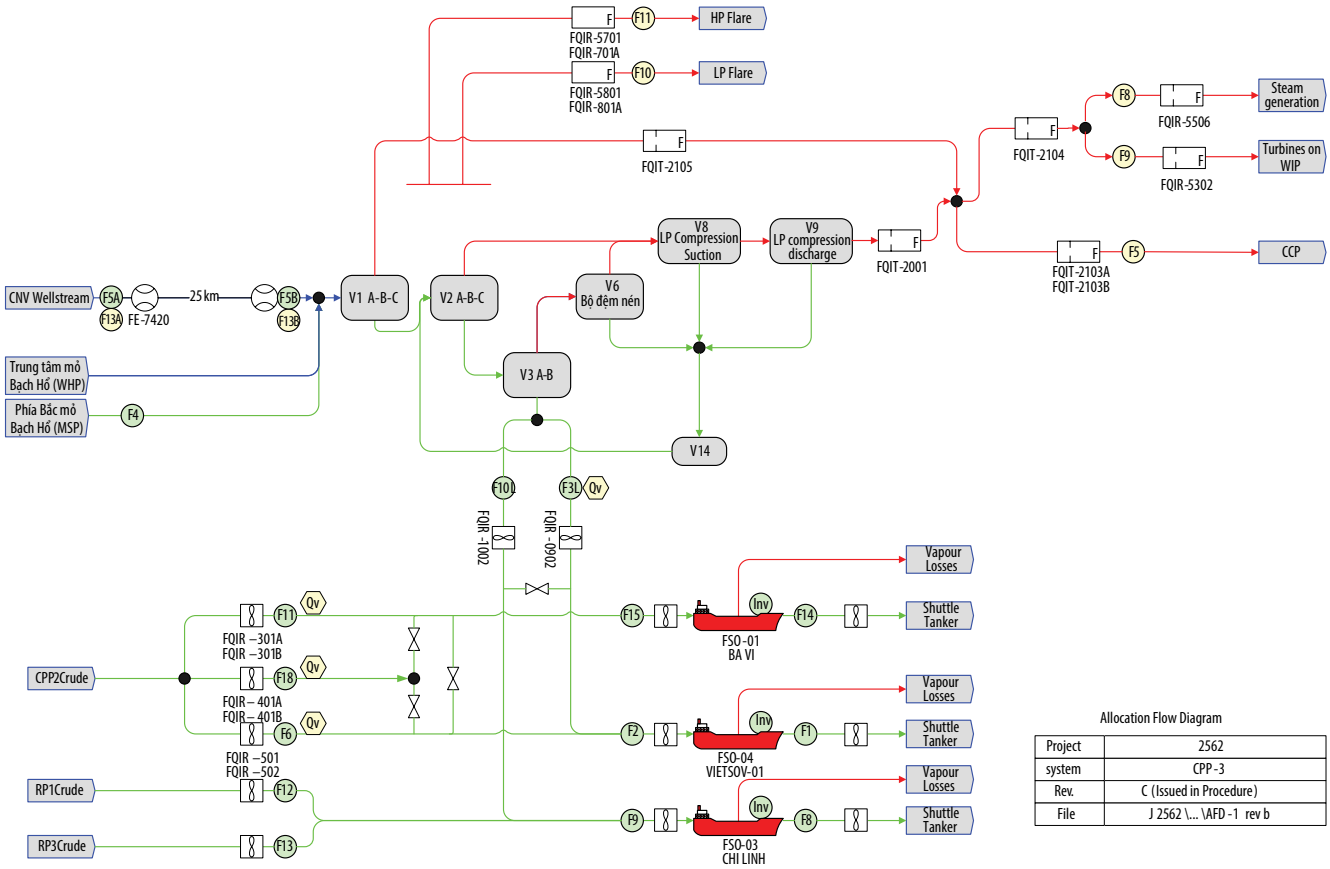
d = 9,98e - 01;

Mixratio = Tỷ lệ dầu Cá Ngừ Vàng so với dầu Bạch Hổ theo khối lượng;

P_{Pump}, T_{Pump}: Áp suất và nhiệt độ bơm dầu.



Hình 3. *Sơ đồ thu gom sản phẩm khai thác tại mỏ Cá Ngừ Vàng*



Hình 4. *Sơ đồ phân chia dòng dầu khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng*

Hỗn hợp dầu khí mỏ Cá Ngừ Vàng được vận chuyển về bình tách CNV separator, tách khí và đo lượng lỏng trước khi trộn với dầu mỏ Bạch Hổ.

Hệ số bất cân bằng:

$$K_{imb} = \frac{Q_{SCO/FSO}}{Q_{SCO/CTP_2_FSO} + Q_{SCO/CTP3_CNV\ FSO}}$$

Lượng dầu Q_{SCO/CNV_FSO} được xác định dựa trên tổ hợp số liệu thể hiện sự khác biệt giữa lượng dầu đo được tại bình tách CNV separator và lượng dầu Cá Ngừ Vàng đo khi bơm đi tàu trong cùng một điều kiện, qua hệ số K_{adj}.

$$K_{adj} = \frac{Q_{SCO/CNV_FSO}}{Q_{SCO/CNV_Separator}}$$

Trong đó:

$Q_{SCO/CNV_Separator}$ lượng dầu Cá Ngừ Vàng đo được tại CNV separator.

Lượng dầu chia cho mỏ Cá Ngừ Vàng được xác định như sau:

$$Q_{Allocated_SCO/CNV_FSO} = Q_{SCO/CNV_Separator}\ K_{adj} \times K_{imb}$$

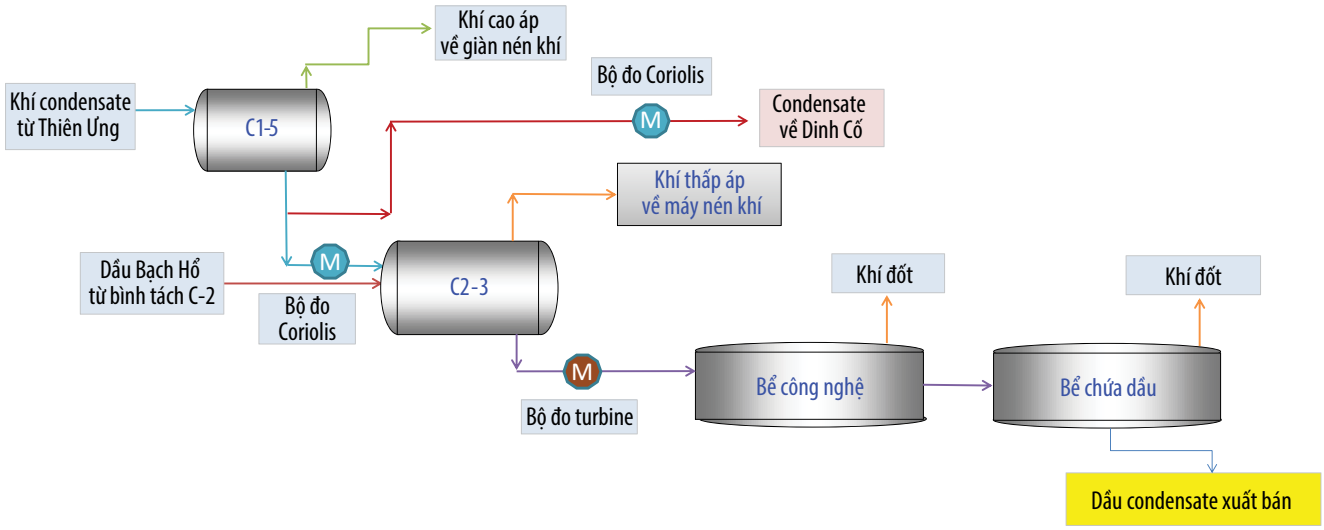
2.3. Phân chia sản phẩm mỏ Thiên Ưng

Sản phẩm khai thác từ mỏ Thiên Ưng được vận chuyển về BK-4A mỏ Bạch Hổ dưới dạng hỗn hợp lỏng - khí. Từ BK-4A, khí và condensate được đưa qua BK-4 sau đó theo 2 đường ống đường kính 12 inch về BK-2, tiếp sau đó sang C1-5 trên CPP-2 để tách khí, khí tách ra với áp suất khoảng 10 barg được đưa sang giàn nén trung tâm CCP của mỏ Bạch Hổ. Condensate sau C1-5 được chia làm 2 phần: (i) được bơm vào đường ống khí hiện hữu Bạch Hổ - Dinh Cố để đi vào bờ với công suất bơm lớn nhất là 56 m³/giờ (2 máy bơm công suất mỗi bơm là 28 m³/giờ), khối lượng condensate bơm vào bờ được xác định bởi bộ đo Coriolis FT-1514A; (ii) condensate C1-5 sau khi đi qua bộ đo FT-1514B được hòa trộn với dầu Bạch Hổ sau bình tách sử dụng điện trường cao (EG) sau đó hỗn hợp được đưa về bình buffer C2-3 để tách khí. Hỗn hợp dầu và condensate sau khi tách khí được bơm sang FSO VSP-01 để tàng chứa và xuất bán.

Sơ đồ thu gom vận chuyển và phân chia dòng dầu được thể hiện tại Hình 5.

Do lượng condensate từ Thiên Ưng về CPP-2 chỉ xuất hiện khi phóng thoi đẩy lỏng đường ống Nam Côn Sơn 2 với tần suất dự kiến khoảng 1 lần/tháng và mỗi lần phóng thoi lượng condensate chưa ổn định được đưa sang FSO cũng chỉ dao động trong khoảng 1.500 - 1.800 tấn, nên mô hình phân chia dựa trên nguyên lý khấu trừ (by difference) đã được chấp thuận áp dụng, điều đó có nghĩa là kiểm soát sự thay đổi của dòng condensate C1-5 sau khi đi qua bộ đo Coriolis FT-1514B dưới dạng khối lượng (mass).

Do condensate tách ra trong C1-5 và được xác định bởi bộ đo FT-1514B là dòng chất lưu ở điều kiện áp suất cao 10 - 11 barg và nhiệt độ thấp khoảng 24 - 28 °C khi đi qua các quá trình công nghệ trên CPP-2 và FSO một lượng khí sẽ được tách ra, khối lượng ban đầu của condensate sẽ giảm. Như vậy, lượng hao hụt condensate sẽ là một hàm phụ thuộc vào thành phần cấu tử của condensate Thiên Ưng, điều kiện tách khí trong bình tách C1-5, C2-3, điều kiện tách khí trên FSO trong tank công nghệ và tank chứa và quá trình công nghệ này có thể được mô phỏng bằng phần mềm HYSYS (process modelling) hoặc bằng thực nghiệm.



Hình 5. *Sơ đồ thu gom condensate Thiên Ưng*

Sau mỗi lần phóng thoi đẩy sản phẩm lỏng ra khỏi đường ống Nam Côn Sơn 2 thì thành phần, tính chất và khối lượng của condensate đến C1-5 đều có sự biến đổi. Nguyên nhân là do có một số tác nhân thay đổi như sau:

- Tỷ lệ khai thác của các giếng trên BK-TNG;
- Tỷ lệ khí của mỏ ĐH trong thành phần chung;
- Tổng lưu lượng khí và condensate vận chuyển qua đường ống Nam Côn Sơn 2 thay đổi;
- Thời gian giữa các lần phóng thoi, hay thời gian lưu của condensate trong đường ống càng lâu thì thành phần của condensate càng nặng lên;
- Nhiệt độ nước biển bao bọc xung quanh đường ống thay đổi theo mùa.

Kết quả của quá trình tính toán tổn hao condensate C1-5 được lấy theo mô hình HYSYS, dựa trên cân bằng pha của các cấu tử trong pha khí và pha lỏng. Trong thực tế thì quá trình tách khí trong tank công nghệ và tank hàng trên FSO sẽ kéo dài nhiều ngày (điều này đã được kiểm chứng bằng mô hình HYSYS khi không có condensate Thiên Ưng, kết quả mô hình HYSYS tương đương với các phương pháp khác).

Kết quả của quá trình phân chia theo nguyên lý khấu trừ là khối lượng (mass).

Nhiệt độ và áp suất làm việc trung bình của bình tách C1-5 được tính trên cơ sở trung bình trọng số theo công thức:

$$T_{C1\text{-}5} = \frac{\sum_1^N TT1514B_i \times (FT1514A_i + FT1514B_i)}{\sum_1^N (FT1514A_i + FT1514B_i)}$$

$$P_{C1\text{-}5} = \frac{\sum_1^N PT1513_i \times (FT1514A_i + FT1514B_i)}{\sum_1^N (FT1514A_i + FT1514B_i)}$$

Trong đó các dữ liệu được lấy từ file excel trích xuất từ Flow Computer như sau:

$TT1514B_i$: Tín hiệu tại thời điểm i về nhiệt độ bình tách C1-5 (°C);

$PT1513_i$: Tín hiệu tại thời điểm i về áp suất bình tách C1-5 (barg);

$FT1514A_i$: Tín hiệu tại thời điểm i về lưu lượng condensate bơm về bờ (tấn/giờ);

$FT1514B_i$: Tín hiệu tại thời điểm i về lưu lượng condensate đưa sang C2-3 (tấn/giờ);

N: Tổng số dòng dữ liệu trong trong file excel đại diện cho đợt phóng thoi.

Nhiệt độ và áp suất làm việc trung bình của bình tách C2-3 trên CPP-2 được tính trên cơ sở trung bình trọng số theo công thức:

$$T_{C2-3} = \frac{\sum_1^N TT513_i \times FT1514B_i}{\sum_1^N FT1514B_i}$$

$$P_{C2-3} = \frac{\sum_1^N PT513_i \times FT1514B_i}{\sum_1^N FT1514B_i}$$

Trong đó, các dữ liệu được lấy từ file excel trích xuất từ Flow Computer như sau:

$TT513_i$: Tín hiệu tại thời điểm i về nhiệt độ bình tách C2-3 (°C);

$PT513_i$: Tín hiệu tại thời điểm i về áp suất bình tách C2-3 (barg);

$FT1514B_i$: Tín hiệu tại thời điểm i về lưu lượng condensate đưa sang C2-3 (tấn/giờ);

N: Tổng số dòng dữ liệu trong trong file excel đại diện cho đợt phóng thoi.

Tính toán thành phần khối lượng cấu tử mẫu condensate:

$$x_{iR} = \frac{x_i \times \rho_{oil} + GOR \times y_i \times \rho_g}{\rho_{oil} + GOR \times \rho_g}$$

x_{iR}: Thành phần khối lượng cấu tử i trong mẫu condensate C1-5 được tái tạo;

x_i: Thành phần khối lượng cấu tử i trong mẫu condensate ổn định;

y_i: Thành phần khối lượng cấu tử i trong mẫu khí được tách ra;

GOR: Tỷ số khí dầu (sm^3/sm^3);

ρ_{oil}: Mật độ của condensate ổn định được quy về điều kiện chuẩn 15 °C;

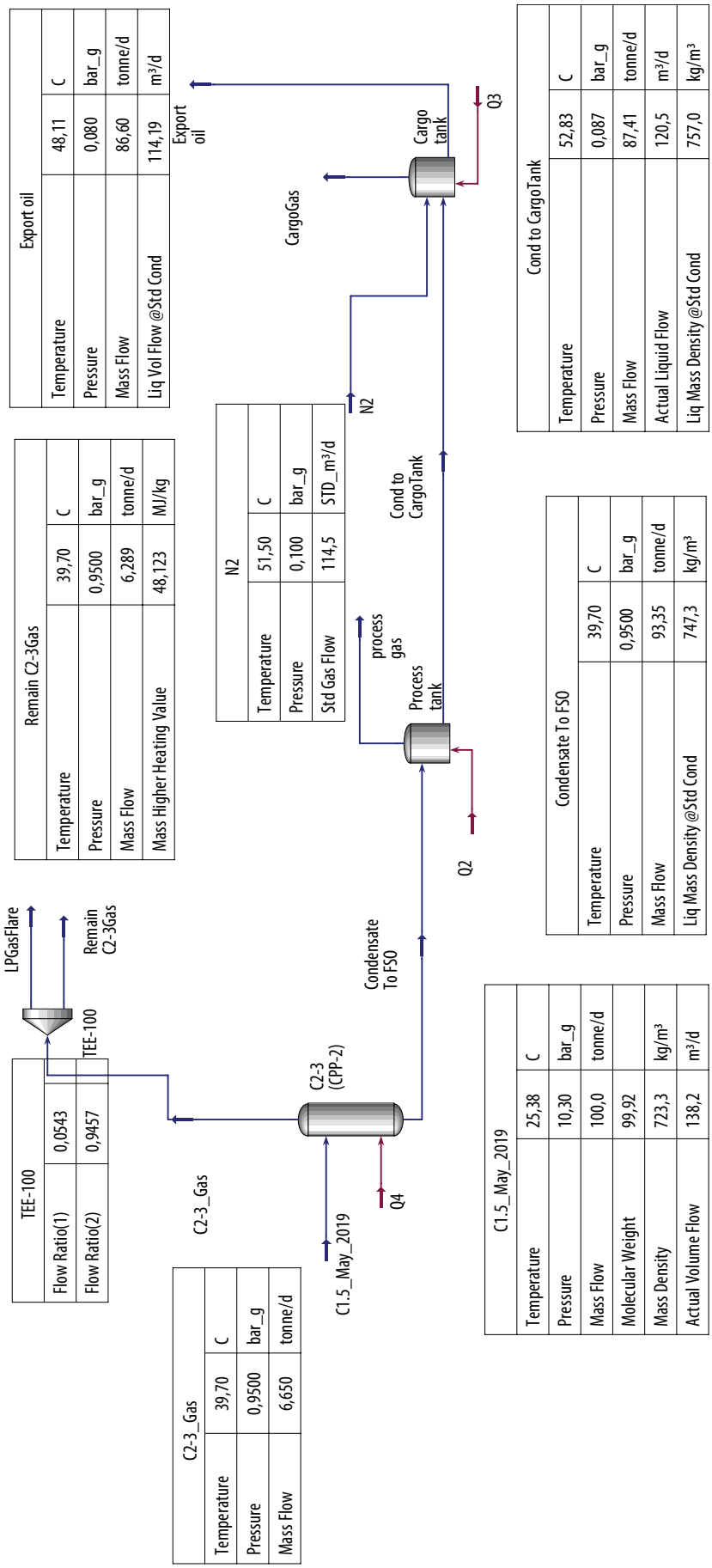
ρ_g: Mật độ của khí tách ra được quy về điều kiện chuẩn 15 °C.

Tính toán MW của condensate C1-5 trên cơ sở tính toán tái tạo từ MW của condensate ổn định và MW khí tách:

$$MW_{C1\text{-}5} = \frac{\rho_{oil} + GOR \times \rho_g}{\frac{\rho_{oil}}{MW_{oil}} + \frac{GOR \times \rho_g}{MW_g}}$$

ρ_{oil}: Mật độ của condensate ổn định được quy về điều kiện chuẩn 15 °C;

ρ_g: Mật độ của khí tách ra được quy về điều kiện chuẩn 15 °C;



Hình 6. *Mô hình HYSYS đã được xây dựng cho việc tính toán tổn hao condensate C1-5 trên các thiết bị công nghệ CPP-2 và FSO*

MW_{oil}: Trọng lượng phân tử của condensate ổn định được xác định trong phòng thí nghiệm bằng;

MW_g: Trọng lượng phân tử của khí tách ra (Flashed gas) được xác định dựa trên thành phần khí.

Mô hình mô phỏng cho tính toán lượng condensate Thiên Ưng sau khi được nhập đầy đủ các thông số công nghệ và thành phần tính chất của các cấu tử và phân đoạn (Hình 6).

Kết quả tính toán từ mô hình mô phỏng cho phép xác định lượng condensate Thiên Ưng còn lại tàng trữ và xuất bán trên FSO.

Dựa trên các bộ số liệu từ mô hình mô phỏng cho phép chúng ta xây dựng công thức thực nghiệm áp dụng cho condensate Thiên Ưng đánh giá sự hao hụt trong quá trình công nghệ (Hình 7). Công thức thực nghiệm cho phép đánh giá nhanh mất mát condensate Thiên Ưng trong hệ thống thu gom xử lý tàng trữ theo mối quan hệ phụ thuộc của các thông số hệ thống công nghệ và tính chất chất lưu của condensate Thiên Ưng.

$$Y = a \times X_1 + b \times X_2 + c \times X_3 + d \times X_4 + e \times X_5 + f \times X_6 + g \times X_7 + h \times X_8 + i \times X_9 + k$$

Trong đó:

a = 73,77896904

b = -0,892855713

c = 6,208990561

d = 0,581383216

e = 0,709107773

f = -0,30933858

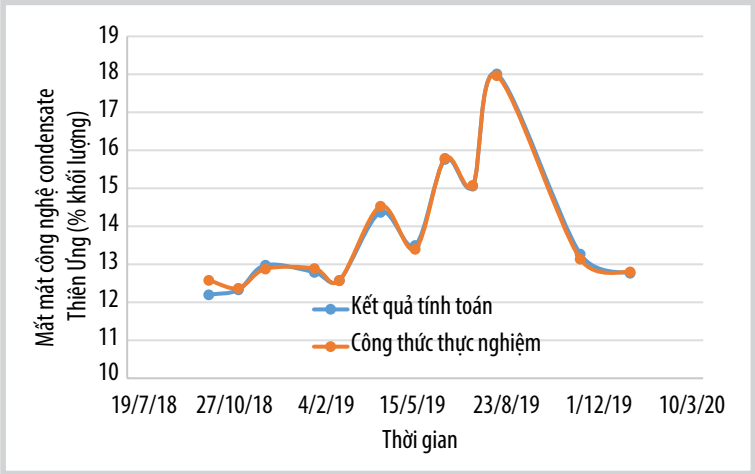
g = -90,30695494

h = 0,874029514

i = 81,81200351

j = -0,204966919

k = -0,892855713



Hình 7. *So sánh kết quả tính toán và công thức thực nghiệm*

Y: Lượng mất mát công nghệ của condensate Thiên Ưng (% khối lượng);

X_1: Nhiệt độ C-1-5 (°C);

X_2: Áp suất C-1-5 (bar);

X_3: Nhiệt độ C-2-3 (°C);

X_4: Áp suất C-2-3 (bar);

X_5: Nhiệt độ tank công nghệ của FSO (°C);

X_6: Áp suất tank công nghệ của FSO (bar);

X_7: Nhiệt độ tank tàng trữ của FSO (°C);

X_8: Áp suất tank tàng trữ (bar);

X_9: Mật độ condensate Thiên Ưng tại điều kiện C-1-5 (kg/m³).

3. Kết luận

Vietsovpetro đã nghiên cứu, áp dụng và phát triển các mô hình phân chia dầu khí khác nhau đáp ứng các đặc thù của mỗi trường hợp kết nối. Mô hình kết nối theo quy trình phân chia ngược cho phép xác định lượng dầu phân chia cho các nguồn dầu với kết quả được nhiều bên chấp nhận. Sử dụng các công cụ mô phỏng tính toán cũng là phương thức xác định phân chia dầu khí có độ tin cậy cao. Việc áp dụng các công thức thực nghiệm cho phép đánh giá nhanh về kỹ thuật sự thay đổi của lưu lượng chất lưu trong hệ thống khi đi qua các quá trình xử lý công nghệ khác nhau.

Tài liệu tham khảo

[1] American Petroleum Institute, *"Manual of petroleum measurement standards chapter 20.3 Measurement of multiphase flow"*, 2013.

RESEARCH AND DEVELOPMENT OF PRODUCT DISTRIBUTION MODELS FOR VIETSOVPETRO'S TIE-IN FIELDS

Tran Le Phuong[1], Le Dang Tam[1], Chu Van Luong[1], Pham Thanh Vinh[1], Nguyen Vi Hung[1], Tong Canh Son[1]
Nguyen Viet Van[2], Do Duong Phuong Thao[1], A.G. Axmadev[1], Chau Nhat Bang[1], Nguyen Huu Nhan[1], Doan Tien Lu[1]
Tran Thi Thanh Huyen[1], Le Thi Doan Trang[1], Bui Mai Thanh Tu[1]
[1]Vietsovpetro
[2]Hoang Long - Hoan Vu JOC
Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

Summary

Oil and gas field tie-in is a solution to take advantage of the existing infrastructure of major oil and gas fields to connect with and develop the marginal fields. This approach allows to increase the economic efficiency of small and medium reserves, open prospects for developing and bringing small and marginal fields into early production.

The field tie-in process faces different technical and economic challenges, including connecting and gathering capability, and levels of technological modification for receiving and distributing products. In the case of fields connected to the technological system of other owners, product distribution has important implications relating to the direct interests of the investors.

The article analyses the product distribution models which Vietsovpetro is applying to the tie-in fields, evaluating the possibility of updating/upgrading simulation softwares with high reliability, allowing rapid technical assessment of the changes in the flow of fluid in the system through technological treatment processes.

Key words: Oil and gas field tie-in, oil and gas transportation, product distribution.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 1 - 2021, trang 49 - 57
ISSN 2615-9902

DầuKhí

NGHIÊN CỨU, HOÀN THIỆN HỆ HÓA PHẨM XỬ LÝ NHIỄM BẨN VÔ CƠ VÙNG CẬN ĐÁY GIẾNG TRONG VỈA CÁT KẾT NHẰM NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHAI THÁC DẦU

Lê Văn Công[1, 2], Phạm Ngọc Sơn[1], Đỗ Thành Trung[1], Nguyễn Văn Ngọ[1], Nguyễn Quốc Dũng[3]
[1]Tổng công ty Hóa chất và Dịch vụ Dầu khí - CTCP (PVChem)
[2]Đại học Bách khoa Hà Nội
[3]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
Email: conglv@pvchem.com.vn
https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.01-03

Tóm tắt

Công nghệ sử dụng hóa phẩm để xử lý vùng cận đáy giếng giúp loại bỏ nhiễm bẩn vô cơ là giải pháp hữu hiệu để phục hồi năng suất giếng, nâng cao hiệu quả khai thác. Tuy nhiên vào giai đoạn khai thác cuối của mỏ, xuất hiện sự suy giảm áp suất vỉa, gia tăng hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác và biến đổi tính chất dầu thô... nên các hệ hóa phẩm cần được nghiên cứu, hoàn thiện.

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu hoàn thiện hệ hóa phẩm xử lý vùng cận đáy cho đối tượng cát kết tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng với mục đích tối ưu thành phần các acid trong hệ hóa phẩm, nghiên cứu bổ sung phụ gia để nâng cao hiệu quả phòng ngừa kết tủa thứ cấp và phụ gia để cải thiện tính tương hợp của hệ hóa phẩm với lưu thể vỉa.

Từ khóa: Xử lý acid, vùng cận đáy giếng, cát kết, nhiễm bẩn vô cơ, nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

1. Giới thiệu

Trong quá trình khai thác dầu khí, các dạng nhiễm bẩn vô cơ (lắng đọng muối $CaCO_3$, $MgCO_3$, các khoáng sét, SiO_2...) là dạng nhiễm bẩn thường gặp và là yếu tố gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng, dẫn đến suy giảm sản lượng khai thác. Vì vậy, công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng bằng các hệ hóa phẩm khác nhau nhằm loại bỏ các dạng nhiễm bẩn vô cơ là giải pháp hữu hiệu để phục hồi năng suất giếng, nâng cao hiệu quả khai thác. Một trong các hệ hóa phẩm đã được nghiên cứu và đưa vào áp dụng trong thực tế là hệ hóa phẩm trên cơ sở chất chelate và muối NH_4HF_2 [1, 2]. Hệ hóa phẩm này giúp tăng chiều sâu xâm nhập, hạn chế kết tủa thứ cấp, giảm thiểu tốc độ ăn mòn cần ống khai thác và thiết bị lòng giếng... Nghiên cứu [3, 4] đã theo hướng trên khi chế tạo hệ hóa phẩm trên cơ sở hydroxyethylidene-1,1-diphosphonic acid (HEDP) và muối NH_4HF_2 để nội sinh tạo acid HF nhằm hòa tan các nhiễm bẩn vô cơ như khoáng sét, SiO_2 (hệ HV-HF). Thành phần của hệ hóa phẩm chi tiết như Bảng 1.

Ngày nhận bài: 20/8/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 20 - 31/8/2020. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/12/2020.

Theo kết quả nghiên cứu, hệ hóa phẩm trên có khả năng giảm 50% tốc độ phản ứng với đá vỉa, giúp hóa phẩm xâm nhập sâu hơn vào vỉa, hạn chế và giảm tốc độ ăn mòn hơn 50%, nâng cao hiệu quả phòng ngừa kết tủa thứ cấp (các hợp chất của Al^{3+}, Fe^{3+}, Si^{4+}...) so với trường hợp không sử dụng chất HEDP. Hệ hóa phẩm trên đã được áp dụng thử nghiệm thành công tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Tuy nhiên, trong những năm gần đây, hiệu quả xử lý vùng cận đáy giếng, đặc biệt tại các mỏ đang bước vào giai đoạn khai thác cuối (như mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng...) ngày càng suy giảm. Nguyên nhân của hiện tượng trên do sự suy giảm áp suất vỉa, gia tăng hàm lượng nước trong dòng dầu khai thác và biến đổi tính chất dầu thô ở giai đoạn khai thác cuối. Các hệ hóa phẩm acid mặc dù đã từng phát huy hiệu quả trong thời gian trước đây thì nay trở nên không phù hợp. Vì vậy, cần nghiên cứu hoàn thiện hệ hóa phẩm để đáp ứng điều kiện mỏ trong giai đoạn khai thác cuối, nhằm mục đích nâng cao hiệu quả xử lý các nhiễm bẩn vô cơ, nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ trình bày kết quả nghiên cứu hoàn thiện hệ hóa phẩm xử lý nhiễm bẩn vô cơ đã nêu tại Bảng 1 theo 3 hướng chính sau: (i) hoàn thiện thành phần acid trong hệ hóa phẩm; (ii) nghiên cứu nâng

Bảng 1. *Thành phần của hệ hóa phẩm xử lý nhiễm bẩn vô cơ trên cơ sở HV-HF [3]*

TT	Tên cấu tử	Nồng độ (% khối lượng)	Chức năng
1	Acid HCl	1,47	- Tác dụng với NH_4HF_2 tạo một phần HF; - Hỗ trợ chống kết tủa thứ cấp từ gel SiO_2; gel $Fe(OH)_3$; gel nhôm.
2	Chất chelate HEDP	5,36 - 8,72	- Chống hiện tượng kết tủa thứ cấp; - Tác dụng với NH_4HF_2 tạo một phần HF.
3	Muối NH_4HF_2 (tạo ra 1,5 - 2,5% HF)	2,16 - 3,6	- Tác dụng với HCl, HEDP để tạo HF.
4	Chất ức chế ăn mòn	2	- Ức chế ăn mòn kim loại.
5	Chất hoạt động bề mặt	1,5	- Tăng mức độ tiếp xúc của hóa phẩm với đá vỉa.
6	Nước		- Môi trường hòa tan, phân tán.

Bảng 2. *Tiêu chí và hướng dẫn lựa chọn thành phần acid để xử lý vùng cận đáy giếng đối tượng cát kết [5, 6]*

1983			
Tiêu chí lựa chọn		**Hỗn hợp acid chính**	**Hỗn hợp bơm sau xử lý**
Độ hòa tan trong HCl cao (> 20%)		Chỉ dùng acid HCl	
Độ thấm cao (> 100 mD)			
Hàm lượng khoáng thạch anh cao (80%), Hàm lượng khoáng sét thấp (< 5%)		12% HCl, 3% HF	15% HCl
Hàm lượng khoáng felspar cao (> 20%)		13,5% HCl, 1,5% HF	15% HCl
Hàm lượng khoáng sét cao (> 10%)		6,5% HCl, 1% HF	5% HCl cùng phụ gia khử sắt
Hàm lượng sét chlorite cao (chứa nhiều Fe)		3% HCl, 1% HF	5% HCl cùng phụ gia khử sắt
Độ thấm thấp (< 10 mD)			
Hàm lượng khoáng sét thấp (< 10%)		6% HCl, 1,5% HF	7,5% HCl/10% acid acetic
Hàm lượng sét chlorite cao		3% HCl, 0,5% HF	5% acid acetic
1990			
Thành phần khoáng vật	**Nhiệt độ**	**Thành phần ứng với các khoảng độ thấm**	
		> 100 mD	**20 - 100 mD**	**< 20 mD**
+ Hàm lượng thạch anh cao (> 80%) + Hàm lượng sét thấp (< 10%)	< 93 °C	12% HCl, 3% HF	10% HCl, 2% HF	6% HCl, 1,5% HF
+ Hàm lượng khoáng sét cao (> 10%) + Hàm lượng bột kết thấp (< 10%)		7,5% HCl, 3% HF	6% HCl, 1% HF	4% HCl, 0,5% HF
		10% HCl, 1,5% HF	8% HCl, 1% HF	6% HCl, 0,5% HF
		12% HCl, 1,5% HF	10% HCl, 1% HF	8% HCl, 0,5% HF
+ Hàm lượng khoáng sét cao (> 10%) + Hàm lượng bột kết cao (> 10%)	> 93 °C	10% HCl, 2% HF	6% HCl, 1,5% HF	6% HCl, 1,5% HF
+ Hàm lượng khoáng sét thấp (< 10%)		6% HCl, 1% HF	4% HCl, 0,5% HF	4% HCl, 0,5% HF
+ Hàm lượng bột kết cao (> 10%)		8% HCl, 1% HF	6% HCl, 0,5% HF	6% HCl, 0,5% HF
		10% HCl, 1% HF	8% HCl, 0,5% HF	8% HCl, 0,5% HF

cao khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp và (iii) nghiên cứu, bổ sung các phụ gia để cải thiện tính tương hợp của hệ hóa phẩm với dầu thô và lưu thể vỉa.

2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

2.1. Kết quả nghiên cứu hoàn thiện thành phần hệ acid

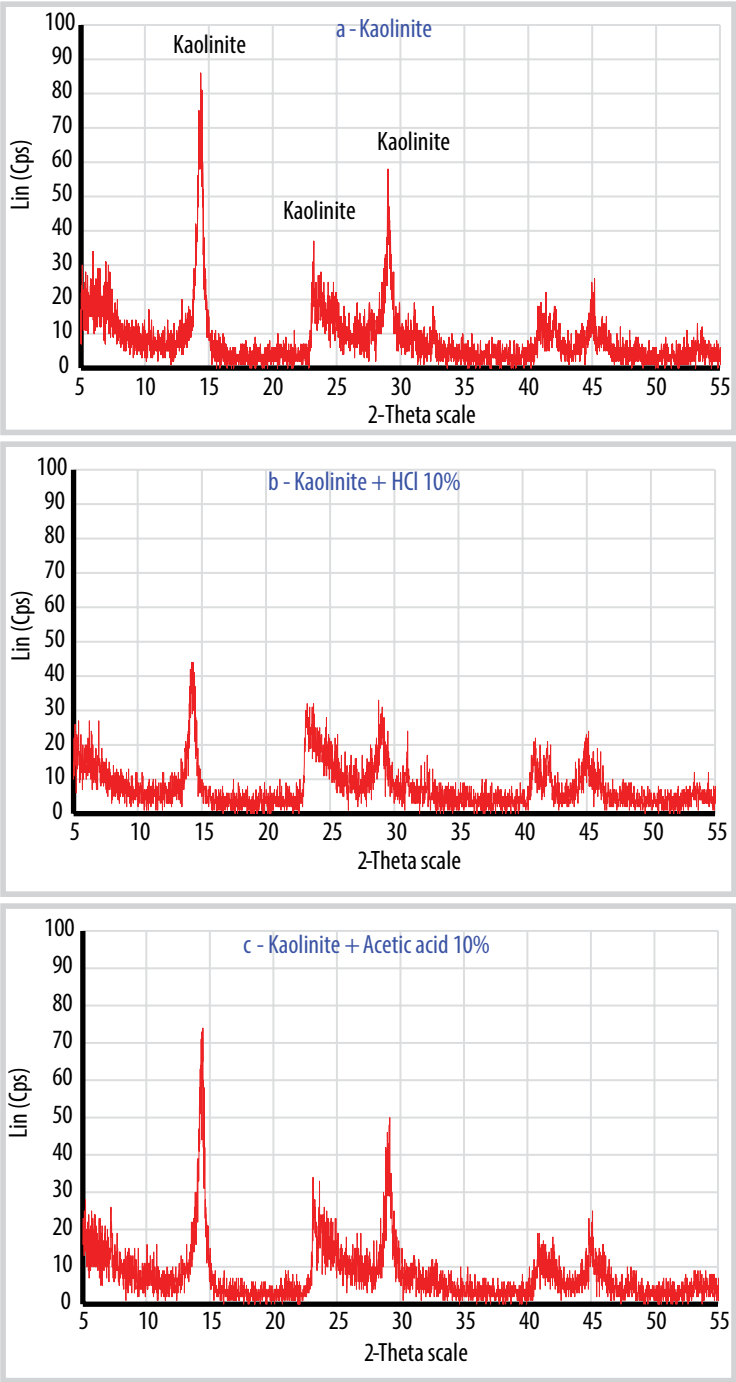
Để xử lý nhiễm bẩn vô cơ cho đối tượng vỉa cát kết, thành phần truyền thống thường được sử dụng là hỗn hợp acid HCl/HF. Thành phần hệ acid để xử lý vùng cận đáy giếng các vỉa cát kết sẽ được lựa chọn trên cơ sở các điều kiện của giếng như: nhiệt độ, độ thấm, thành phần khoáng vật (thạch anh, sét). Các tiêu chí và hướng dẫn lựa chọn được nêu tại Bảng 2.

Trên cơ sở các tiêu chí trên và căn cứ vào điều kiện cụ thể của các đối tượng cát kết thuộc mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng của Vietsovpetro (Bảng 3) cho thấy:

+ Các đối tượng đều có hàm lượng $CaCO_3$ thấp, do vậy phải sử dụng thành phần acid có chứa HF để xử lý nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Tuy nhiên, đối với đối tượng Oligocene trên có hàm lượng $CaCO_3$ cao hơn (5 - 9%), do vậy cần lưu ý khi xử lý phải có thêm hệ hóa phẩm tiền xử lý là dung dịch acid không có chứa HF để xử lý, hòa tan $CaCO_3$, tránh hiện tượng tạo kết tủa CaF_2 khi tiếp xúc với hệ hóa phẩm xử lý chính (có chứa HF). Nhìn chung, đối với các đối tượng trên, để giảm thiểu các nguy cơ kết tủa thứ cấp không đáng có (CaF_2, KF...) trong xử lý thường sẽ

Bảng 3. *Các điều kiện chính liên quan đến việc lựa chọn thành phần hệ acid để xử lý vùng cận đáy giếng đối tượng cát kết của mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng [7]*

TT	Tên đặc tính	Đối tượng khai thác		
		Miocene dưới	Oligocene trên	Oligocene dưới
1	Thành phần carbonate (%)	0,3 - 0,8	5 - 9	0,5 - 2
2	Độ thấm trung bình (mD)	20	25	23,6
3	Thành phần khoáng sét (%)	10 - 13	12 - 18	8 - 15
4	Nhiệt độ vỉa (°C)	78 - 118	95 - 131	135 - 140
5	Hàm lượng bột kết (%)	41 (Bạch Hổ) 8,11 (Rồng)	> 10%	15,4 - 19,3 (Bạch Hổ)



Hình 1. *Giản đồ X-ray của khoáng sét kaolinite trước và sau khi tác dụng với dung dịch acid trong điều kiện nhiệt độ 100 °C, 3 giờ: (a) Mẫu kaolinite; (b) Kaolinite + HCl 10%; (c) Kaolinite + acid acetic 10%*

sử dụng tệp bơm trước là hệ hóa phẩm tiền xử lý với thành phần dung dịch acid không chứa HF.

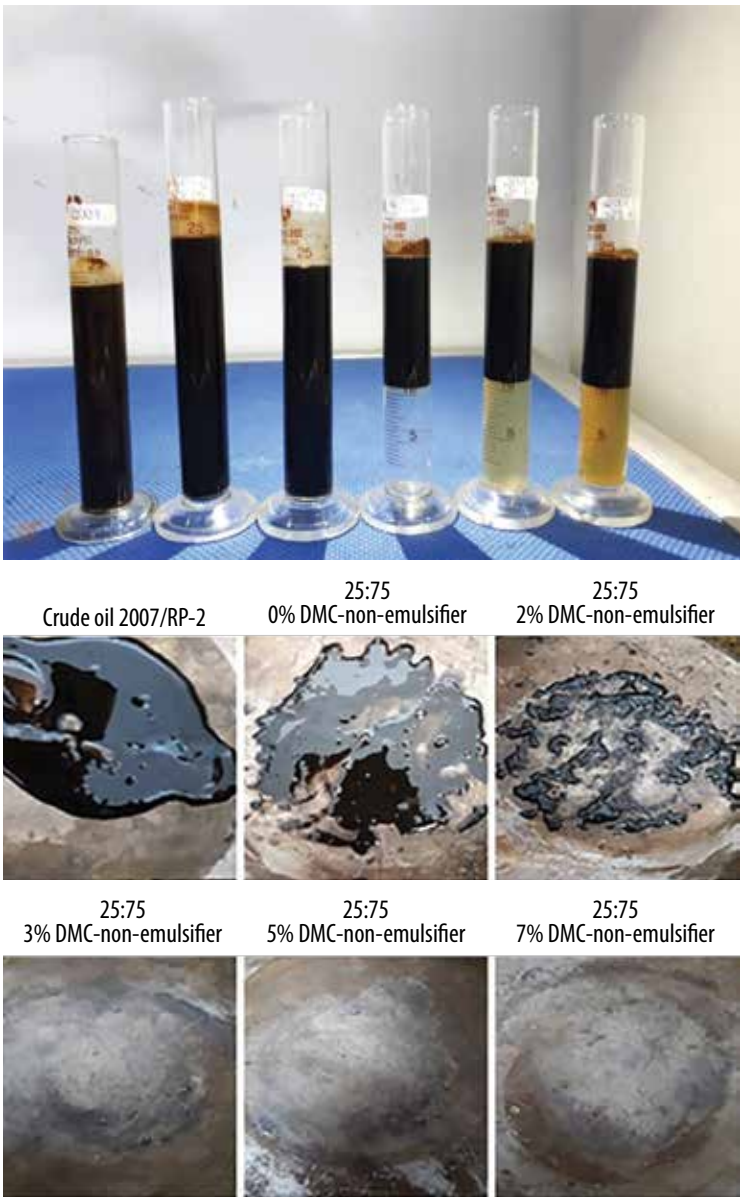
+ Các đối tượng cát kết trên có độ thấm trung bình từ 20 - 25 mD, tức là nằm trong khoảng 20 - 100 mD theo hướng dẫn tại Bảng 2. Đồng thời, tiêu chí thành phần khoáng sét và bột kết cho thấy hàm lượng của 2 loại này đối với cả 3 đối tượng đều > 10%. Theo các kết quả phân tích thành phần khoáng vật của một số mẫu đá vỉa thu thập từ mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng cho thấy, thực tế hàm lượng các khoáng sét còn cao hơn nhiều so với tổng hàm lượng các khoáng sét (chlorite, illite, montmorillonite, kaolinte...) và có thể lên tới 40 - 50%. Như vậy, đối chiếu với hướng dẫn nêu tại Bảng 2, thành phần chính (hàm lượng HF, tỷ lệ HCl/HF) hệ acid phù hợp là 0,5 - 1% HF và 6 - 8% HCl.

+ Về yếu tố nhiệt độ, trong các đối tượng khai thác, tầng Miocene dưới có nhiệt độ thấp nhất (78 - 118 °C), còn lại đều có nhiệt độ cao hơn nhiệt độ ranh giới được nêu tại Bảng 2 (> 93 °C), như vậy đối với các giếng khai thác ở vỉa cát kết thuộc mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, nếu nhiệt độ đáy giếng < 93 °C có thể sử dụng thành phần acid 0,5 - 1% HF + 6 - 8% HCl, còn trong trường hợp nhiệt độ đáy giếng > 93 °C có thể sử dụng thành phần acid 0,5% HF + 6% HCl. Đối với các đối tượng vỉa có cấu tạo dạng cát kết bở rời, liên kết kém thì cần tiếp tục giảm hàm lượng HF để tránh sự tác động quá mức của HF tới cấu trúc của các khoáng vật.

Tuy nhiên, đối với vỉa cát kết có chứa hàm lượng sét cao, khi sử dụng các acid mạnh như HCl có thể gây ra sự phá hủy quá mức cấu trúc của sét, tạo ra hiện tượng sập lở thành hệ và tạo ra các hạt mịn, di chuyển gây bít nhét vùng cận đáy giếng làm giảm hiệu quả xử lý. Nghiên cứu [8] cho thấy các loại khoáng như: illite, kaolinite,

Bảng 4. Kết quả thí nghiệm về khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp các hợp chất của Al^{3+}, Fe^{3+} của hệ dung dịch acid DMC-3

TT	Nồng độ Al^{3+}/Fe^{3+} ban đầu	pH sau thí nghiệm	Nồng độ Fe^{3+} còn lại trong dung dịch sau thí nghiệm		Nồng độ Al^{3+} còn lại trong dung dịch sau thí nghiệm	
			Hệ HV-HF	Hệ acid DMC-3	Hệ HV-HF	Hệ acid DMC-3
1	500 ppm	3	210	471	172	484
		5	206	464	105	482
2	1.000 ppm	3	454	950	282	930
		5	352	902	224	913
3	2.000 ppm	3	1.232	1.965	865	1.935
		5	1.026	1.835	785	1.818
4	5.000 ppm	3	2.745	4.940	2.654	4.885
		5	2.467	4.754	2.243	4.654
5	10.000 ppm	3	5.354	9.810	6.023	9.660
		5	4.863	9.435	5.232	9.524



***Hình 2.** Hình ảnh các mẫu nhũ tương của hệ acid DMC-3 (với các nồng độ DMC-nonemulsifier khác nhau) với dầu thô giếng 2007/RP-2 sau khi ổn định nhiệt ở 80 °C và phần còn lại trên sàng 100 mesh (tỷ lệ acid DMC-3/dầu 2007/RP-2 = 25/75 V/V)*

chlorite, montmorillonite và zeolite được coi là rất nhạy cảm với tác động của acid mạnh như: HCl, nên dễ vỡ vụn, phân tán, sau đó di chuyển gây bít nhét khoang rỗng đá vỉa. HCl tham gia trao đổi proton (H^+) với các cation trong ô mạng sét (Al, Fe, Ca, Mg...) làm thay đổi cấu trúc của sét. Tùy vào mức độ proton hóa mà cấu trúc của sét có thể bị biến dạng hoặc phá hủy hoàn toàn. Thông thường, ở điều kiện nhiệt độ càng cao mức độ tương tác của HCl với khoáng sét càng mạnh. Hình 1 thể hiện giản đồ X-ray của các mẫu sét kaolinite trước và sau khi tác dụng với dung dịch HCl 10% và dung dịch acid acetic 10% trong điều kiện nhiệt độ 100 °C, thời gian phản ứng 3 giờ. Kết quả thí nghiệm cho thấy, so với mẫu kaolinite ban đầu, sau khi phản ứng với acid acetic cường độ các peak đặc trưng cho khoáng sét kaolinite bị giảm không đáng kể, nhưng trong trường hợp phản ứng với HCl, cường độ của các peak này đã giảm mạnh. Như vậy, trong trường hợp phản ứng với HCl, cấu trúc khoáng sét kaolinite đã bị phá hủy mạnh. Từ các kết quả nghiên cứu trên và kinh nghiệm thực tế lựa chọn hệ acid cho xử lý vùng cận đáy giếng các vỉa cát kết có chứa các khoáng sét nhạy cảm với acid HCl (như illite, kaolinite, chlorite, montmorillonite, zeolite) cho thấy cần phải thay thế một phần hoặc toàn bộ HCl bằng acid hữu cơ (acid acetic, formic, citric...) [9].

Như vậy, trong giai đoạn khai thác cuối, đối với các đối tượng cát kết thuộc mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng của Vietsovpetro, thành phần của hệ acid xử lý chính cần hoàn thiện theo hướng giảm nồng độ HF xuống còn 0,5 - 1%, ngoài ra cần thay

thế một phần hoặc toàn bộ HCl bằng các acid hữu cơ (như formic, acetic, citric...) để giảm thiểu sự phá hủy quá mức của HCl lên các khoáng sét, đặc biệt trong điều kiện nhiệt độ giếng > 93 °C và có chứa nhiều các khoáng sét nhạy cảm với HCl trong thành phần đá vỉa (như illite, kaolinite, chlorite...).

2.2. Kết quả nghiên cứu hoàn thiện nhằm nâng cao khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp

Trong hệ hóa phẩm nêu tại Bảng 1, thành phần chính đóng vai trò ngăn ngừa kết tủa thứ cấp là HEDP. Mặc dù kết quả nghiên cứu cho thấy hiệu quả phòng ngừa kết tủa thứ cấp chỉ đạt trên 70% so với khi không sử dụng chất chelate HEDP [4]. Vì vậy, trong giai đoạn khai thác cuối khi áp suất vỉa suy giảm mạnh, thời gian gọi dòng sau xử lý kéo dài, các acid lưu lại trong vỉa lâu hơn nên nguy cơ gây kết tủa thứ cấp các sản phẩm phản ứng giữa đá vỉa với các acid sẽ càng cao hơn. Do vậy, 2 cơ chế nâng cao hiệu quả phòng chống kết tủa thứ cấp đã được nghiên cứu và áp dụng. Cơ chế thứ nhất là bổ sung thêm vào hệ hóa phẩm 3 - 5% acid acetic. Theo tài liệu [10], $Al(OH)_3$ bắt đầu kết tủa khi pH = 4, $Fe(OH)_3$ bắt đầu kết tủa khi pH = 2,3. Việc bổ sung acid acetic sẽ tạo hiệu ứng đệm, giữ cho pH của dung dịch sau phản ứng ở mức thấp (pH < 4) để hạn chế các kết tủa của $Al(OH)_3$, $Fe(OH)_3$. Cơ chế thứ hai là sử dụng chất chelate chuyên dụng DMC-PSP. Thành phần chính của chất chelate này là hydroxycarboxylic acid, các chất chelate có chứa các nhóm chức -COO-, NH-... có khả năng cao tạo hợp chất phức bền, tan trong nước với các ion Al^{3+}, Fe^{3+}, Ca^{2+}, Mg^{2+}. Thành phần hệ hóa phẩm được sử dụng để đánh giá hiệu quả phòng ngừa kết tủa thứ cấp như sau (hệ acid DMC-3): CH_3COOH 5%, HCOOH 12%, chelate DMC-PSP 4%, chất hoạt động bề mặt - 2%, NH_4HF_2 - 0,71% (để tạo ra 0,5% HF) và NH_4Cl 5%. Kết quả đánh giá sự phụ thuộc nồng độ các Al^{3+}, Fe^{3+} còn lại ở trong dung dịch có giá trị pH khác nhau nêu tại Bảng 4. Kết quả cho thấy, hệ HV-HF trước đây chỉ có khả năng giữ lại 41 - 62% Fe^{3+} và 21 - 60% Al^{3+} trong dung dịch, trong khi đó hệ acid DMC-3 có khả năng giữ lại 90,2 - 98,1% hai loại ion này trong dung dịch. Như vậy, hệ hóa phẩm mới với việc bổ sung phụ gia chelate DMC-PSP đã giúp nâng cao hơn nhiều khả năng phòng ngừa kết tủa thứ cấp so với hệ hóa phẩm HV-HF.

2.3. Kết quả nghiên cứu hoàn thiện nhằm nâng cao tính tương hợp của hệ hóa phẩm với lưu thể vỉa

Một trong các yêu cầu quan trọng đối với các hệ hóa phẩm xử lý vùng cận đáy giếng là cần đảm bảo tính tương hợp với lưu thể vỉa (dầu thô, nước vỉa...). Tính tương hợp được hiểu là các hệ hóa phẩm không được tạo kết tủa, tạo nhũ tương với lưu thể vỉa. Đến nay, các thành phần acid hiện đang sử dụng tại Vietsovpetro chưa chú trọng đến khả năng tương hợp với lưu thể vỉa. Thực tế, trong hệ hóa phẩm HV-HF nêu tại Bảng 1 cũng không có thành phần hóa phẩm để đảm bảo tính tương hợp với lưu thể vỉa. Vì vậy, trong thành phần của hệ hóa phẩm hoàn thiện đã bổ sung thêm phụ gia chống tạo nhũ DMC-nonemulsifier. Đây là phụ gia trên cơ sở chất hoạt động bề mặt không ion (non-ionic surfactant) và dung môi đồng hòa tan. Cơ chế tác động của chất phá nhũ là làm giảm sức căng bề mặt trên ranh giới pha, hoặc làm giảm khả năng tạo nhũ của các chất ổn định tự nhiên có trong thành phần của dầu thô. Việc đánh giá tính tương hợp của hệ hóa phẩm với dầu thô giếng 2005/RP-2 được tiến hành theo Tiêu chuẩn API RP 42 [11] với các tỷ lệ thể tích dầu thô/acid khác nhau và nồng độ DMC-nonemulsifier khác nhau (0 - 7%). Hình 2 nêu kết quả đánh giá trong trường hợp tỷ lệ thể tích dầu thô/acid = 75/25. Kết quả thí nghiệm cho thấy, khi trộn hệ hóa phẩm với dầu thô theo tỷ lệ khác nhau (trong trường hợp không bổ sung thêm chất chống tạo nhũ DMC-nonemulsifier), tạo thành ở dạng nhũ tương bền vững, không bị tách (hoặc chỉ tách 1 phần) sau 120 phút ở nhiệt độ 80 °C. Khi bổ sung thêm chất chống tạo nhũ DMC-nonemulsifier vào hỗn hợp acid, dầu nói trên thì nhũ đã tách một phần (ở nồng độ DMC-nonemulsifier 2%) đến tách hoàn toàn (ở nồng độ DMC-nonemulsifier 3 - 7%), trong đó quá trình tách nhũ diễn ra nhanh, rõ ràng nhất ở nồng độ DMC-nonemulsifier 5%. Hỗn hợp sau đó dễ dàng đi qua sàng 100 mesh, không tạo ra hỗn hợp có độ nhớt lớn. Như vậy, với hàm lượng chất chống tạo nhũ DMC-nonemulsifier 3 - 7%, hệ hóa phẩm không những tương hợp với dầu thô mà còn có khả năng phá nhũ tương khi tiếp xúc với lưu thể vỉa.

2.4. Kết quả đánh giá khả năng phục hồi độ thấm mẫu lõi trên thiết bị mô hình vỉa sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm

Khả năng phục hồi độ thấm mẫu lõi trên thiết bị mô hình vỉa được tiến hành đánh giá như sau:

- Bơm bão hòa dầu cho mẫu lõi bằng 5 lần thể tích lỗ rỗng (Vr) theo chiều thuận, xác định hệ số K_1;

- Bơm dung dịch để mô phỏng tạo nhiễm bẩn vô cơ:

+ Dung dịch A: $CaCl_2$ 5g/l + $FeCl_3$ 5g/l, thể tích bơm 1Vr;

+ Dung dịch B: Na_2CO_3 5g/l + Na_2SO_4 2,5g/l + NaOH

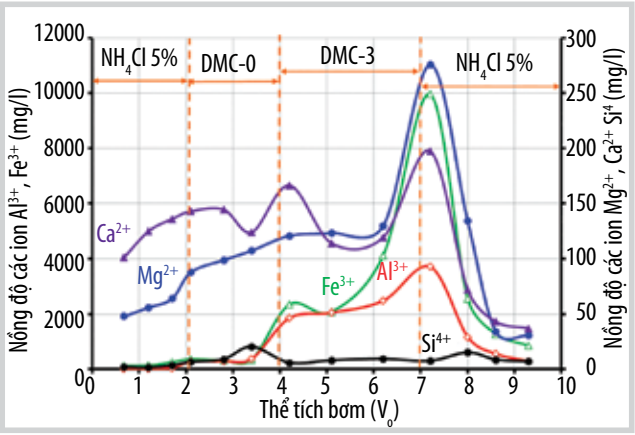
2,5g/l, thể tích bơm 1Vr, hoặc bơm cho tới khi xuất hiện kết tủa ở đầu ra;

- Lưu giữ mô hình vỉa ở điều kiện vỉa trong 2 - 3 giờ;
- Bơm dầu mô phỏng qua mẫu lõi theo chiều thuận, xác định độ thấm K_2;
- Bơm dung dịch NH_4Cl theo chiều nghịch, thể tích bơm 2Vr;
- Bơm hệ hóa phẩm tiền xử lý theo chiều nghịch, thể tích bơm 2Vr;
- Bơm hệ hóa phẩm xử lý chính theo chiều nghịch, thể tích bơm 3Vr;
- Lưu giữ mô hình vỉa ở điều kiện vỉa trong 60 phút;
- Bơm dung dịch NH_4Cl theo chiều nghịch, thể tích bơm 2Vr;
- Bơm đẩy dầu mô phỏng theo chiều thuận, xác định độ thấm K_3.

Tính hệ số phục hồi độ thấm của mẫu lõi theo công thức: $K_{ph} = K_3/[(K_1 + K_2)/2] \times 100\%$

Các hệ hóa phẩm được sử dụng trong thí nghiệm có thành phần như sau: Hệ hóa phẩm tiền xử lý acid DMC-0 (là hệ acid DMC-3 không có NH_4HF_2) và hệ hóa phẩm xử lý chính acid DMC-3. Ngoài ra, với vai trò dung dịch bơm đẩy sử dụng dung dịch NH_4Cl 5%.

Bảng 5 trình bày kết quả thí nghiệm trên 2 mẫu cát kết thuộc mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm hoàn thiện (mẫu BH19 và R-32), đồng thời so sánh kết quả đánh giá hệ số phục hồi độ thấm của hệ hóa phẩm hoàn thiện với hệ hóa phẩm tại Bảng 1 [4]. Kết quả thí nghiệm cho thấy, hệ hóa phẩm hoàn thiện có hiệu quả phục hồi độ thấm cao hơn hẳn so với hệ



Hình 3. *Sự thay đổi nồng độ các ion trong dung dịch đi qua mẫu lõi sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm tối ưu*

Bảng 5. *Kết quả xác định hệ số phục hồi độ thấm mẫu lõi trên thiết bị mô hình vỉa sau khi xử lý bằng hệ các hệ hóa phẩm*

TT	Mẫu	Thông tin mẫu		
		BH-16 - Mẫu so sánh [4]	BH-19	R-32
2	Đối tượng	Oligocene	Oligocene	Miocene
3	Độ thấm khí (mD)	-	40,9	114,5
4	Nhiệt độ (°C)	130	120	100
5	Áp suất (atm)	100	100	100
6	Độ thấm dầu ban đầu (K_1)	58,6	10,549	13,897
Thứ tự đánh giá				
7	Mô phỏng nhiễm bẩn vô cơ: 1 $V_{rỗng}$ dung dịch A và 1 $V_{rỗng}$ dung dịch B			
8	Độ thấm dầu sau khi mô phỏng nhiễm bẩn K_2 (mD)	4,4	2,204	3,772
9	Thứ tự bơm	+ Acid muối (10% HCl + 5% CH_3COOH): $2V_0$ + Acid HV-HF: $3V_0$ (tạo ra 1,5% HF) + Dừng để phản ứng: 15 – 30 phút	+ NH_4Cl 5%: $2V_0$ + Acid DMC-0: $2V_0$ + Acid DMC-3: $3V_0$ + Dừng để phản ứng: 30 - 60 phút + NH_4Cl 5% - $2V_0$	+ NH_4Cl 5%: $2V_0$ + Acid DMC-0: $2V_0$ + Acid DMC-3: $3V_0$ + Dừng để phản ứng: 60 phút + NH_4Cl 5% - $2V_0$
10	Độ thấm dầu sau khi xử lý K_3 (mD)	28	9,925	13,385
11	Hệ số phục hồi độ thấm $K_{ph} = K_3/[(K_1 + K_2)/2] \times 100\%$	**89**	**155,66**	**151,5**

hóa phẩm HV-HF. Hệ số phục hồi độ thấm mẫu lõi của hệ hóa phẩm hoàn thiện cao gấp 1,7 lần so với hệ hóa phẩm HV-HF.

Trong quá trình thí nghiệm, tiến hành thu thập các mẫu dung dịch bơm qua mẫu lõi và tiến hành phân tích thành phần các ion Al^{3+}, Fe^{3+}, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Si^{4+} bằng phương pháp ICP-MS. Kết quả phân tích thành phần các ion trong quá trình bơm các dung dịch trên Hình 3 cho thấy, khi phản ứng với acid, lượng lớn các ion Al^{3+}, Fe^{3+} từ các khoáng sét đã được giải phóng và hòa tan vào dung dịch, nồng độ các ion này lên tới 3.700 ppm Al^{3+}, 9.960 ppm Fe^{3+}. Các dung dịch đi ra từ mẫu lõi có màu trong suốt, không quan sát thấy hiện tượng kết tủa.

Như vậy, khi đánh giá khả năng phục hồi độ thấm trên mẫu lõi, kết quả thí nghiệm cho thấy các hệ hóa phẩm có khả năng tốt trong việc xử lý, loại trừ các nhiễm bẩn vô cơ. Kết quả phân tích hàm lượng các ion trong dung dịch sau phản ứng cũng gián tiếp cho thấy hệ hóa phẩm hoàn thiện có phòng ngừa kết tủa thứ cấp rất tốt.

2.5. Kết quả thử nghiệm hệ hóa phẩm tại giếng 2001BB/BK-2 thuộc mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro

Giếng 2001BB thuộc giàn BK-2, thuộc mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro, giếng khai thác ở tầng Miocene dưới bằng phương pháp gaslift, bắt đầu từ ngày 12/1/2019. Lưu lượng khai thác dầu trung bình tháng 2/2019 là 39,12 tấn dầu/ngày, độ ngập nước là 1%. Vào tháng 9/2019, sản lượng khai thác dầu suy giảm còn 26,15 tấn/ngày, độ ngập nước 2,8%. Theo kết quả khảo sát, giếng có hệ số nhiễm bẩn (hệ số skin) là +8,5, nhiệt độ vỉa là 112 °C, áp suất vỉa 140 atm. Như vậy có thể thấy rằng sản lượng khai thác của giếng bị suy giảm mạnh, vùng cận đáy giếng có bị nhiễm bẩn.

Trên cơ sở các thông số của giếng, Vietsovpetro và PVChem đã lựa chọn thành phần hóa phẩm để xử lý vùng cận đáy giếng với mục đích phục hồi và nâng cao hiệu quả khai thác dầu. Ngày 1/10/2019, Vietsovpetro và PVChem đã tiến hành xử lý tại giếng khoan. Trình tự và thể tích các dung dịch sử dụng để xử lý nêu tại Bảng 6. Động thái các thông số làm việc của giếng trước và sau khi xử lý được nêu tại Hình 4.

Bảng 6. *Trình tự bơm các dung dịch để xử lý vùng cận đáy giếng tại giếng 2001BB/MSP2*

Thời gian	Mô tả công việc	Mục đích
1/10/2019 12:55 - 13:15	Lắp đường ống từ tàu lên giàn BK-2. Ép thử kín đường ống với áp suất 300 atm trong thời gian 10 phút. Đường ống kín.	Kiểm tra thử độ kín khi lắp đặt hệ thống bơm hóa phẩm vào giếng.
13:15 - 13:25	Đóng ngoài cần. Bơm bằng máy bơm SSP-500 vào cần khai thác V_1= 4 m^3 diesel.	Dung dịch đệm là dung dịch NH_4Cl 5% + chất chống tạo nhũ DMC-nonemulsifier 5%. Mục đích: Kiểm tra độ kín của thiết bị lòng giếng, thử độ tiếp nhận của giếng.
13:25 - 13:48	Đóng ngoài cần. Bơm bằng máy bơm SSP-500 vào cần khai thác V_2 = 7 m^3 dung dịch đệm (cần khai thác và lòng giếng kín).	
13:48 - 14:00	Đóng ngoài cần. Bơm bằng máy bơm SSP-500 vào cần khai thác V_3 = 3 m^3. DMC-deorganic.	DMC-deorganic có thành phần là các dung môi hữu cơ có tác dụng hòa tan các nhiễm bẩn hữu cơ để làm sạch bề mặt đá vỉa, tạo điều kiện thuận lợi cho hệ acid xử lý, hòa tan nhiễm bẩn vô cơ.
14:05 - 14:41	Đóng ngoài cần. Bơm bằng máy bơm SSP-500 vào cần khai thác V_4 = 6 m^3 hệ hóa phẩm tiền xử lý.	Hệ hóa phẩm tiền xử lý có thành phần HCl 3%, HCOOH 10%, CH_3COOH 5%, NH_4Cl 5%, chất chelate DMC-PSP 4%, chất hoạt động bề mặt 2%, chất chống tạo nhũ DMC-nonemulsifier 5%, chất ức chế ăn mòn 3% (hệ acid có sử dụng acid hữu cơ để thay thế cho 1 phần HCl nhằm giảm tác động quá mức của HCl lên khoáng sét). Mục đích: để hòa tan lắng đọng muối, thành phần $CaCO_3$ trong đá vỉa.
14:41 - 14:45	Đóng ngoài cần. Bơm bằng máy bơm SSP-500 vào cần khai thác V_5 = 2 m^3 dung dịch đệm.	Dung dịch đệm để ngăn cách giữa các dung dịch xử lý.
14:45 - 15:42	Đóng ngoài cần. Bơm bằng máy bơm SSP-500 vào cần khai thác V_6 = 11 m^3 hệ hóa phẩm xử lý chính	Thành phần tương tự như hệ hóa phẩm tiền xử lý + NH_4HF_2 0,71% (để tạo ra 0,5% HF). Mục đích: Là dung dịch xử lý chính các nhiễm bẩn vô cơ: sét, SiO_2…
15:42 - 16:30	Đóng ngoài cần. Bơm bằng máy bơm SSP-500 vào cần khai thác V_7 = 8 m^3 dung dịch đệm.	Bơm đẩy các dung dịch xử lý vào vỉa.
16:30 - 17:30	Chờ 1 giờ để phản ứng.	Dừng để các hệ hóa phẩm phản ứng, hòa tan các nhiễm bẩn.
Từ 17:30	Gọi dòng Vgaslift = 25.000 m^3/ngày.	Đưa giếng hoạt động trở lại.

Hình 4. *Động thái các thông số làm việc của giếng 2001BB/BK-2 trước và sau khi xử lý*

Kết quả theo dõi các thông số làm việc của giếng sau khi xử lý cho thấy, hệ hóa phẩm đã giúp sản lượng khai thác của giếng tăng và duy trì ổn định trong thời gian 9 tháng qua (từ tháng 11/2019 đến tháng 12/2020). Các thông số làm việc khác của giếng về cơ bản giữ ổn định so với trước khi xử lý. Theo tính toán sơ bộ, tổng lượng dầu khai thác thêm là hơn 1.925 tấn. Như vậy, với các kết quả thử nghiệm bước đầu tại mỏ đã cho thấy hệ hóa phẩm phát huy được hiệu quả xử lý các nhiễm bẩn vô cơ. Tuy nhiên, cần tiếp tục theo dõi, đánh giá và thử nghiệm trên các giếng khác để điều chỉnh, tối ưu thành phần của hệ hóa phẩm.

3. Kết luận

Kết quả nghiên cứu hoàn thiện hệ hóa phẩm để xử lý các nhiễm bẩn vô cơ đối với đối tượng cát kết tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng cho thấy:

- Cần giảm hàm lượng HF trong thành phần của dung dịch acid xử lý chính xuống còn 0,5 - 1%, đối với các đối tượng bở rời, có khả năng liên kết kém thì nồng độ HF cần giảm hơn nữa;

- Khi bổ sung phụ gia chống tạo nhũ đã khắc phục được hiện tượng không tương hợp của hệ hóa phẩm với dầu vỉa. Phụ gia chống kết tủa thứ cấp đã đảm bảo khả năng giữ 90,2 - 98,3% các ion Al^{3+}, Fe^{3+} còn lại ở trong dung dịch, qua đó đã nâng cao đáng kể khả năng chống kết tủa thứ cấp.

- Kết quả đánh giá trên mô hình vỉa cho thấy hệ số phục hồi độ thấm mẫu lõi của hệ hóa phẩm hoàn thiện cao gấp 1,7 lần so với hệ hóa phẩm trên cơ sở HV-HF.

- Kết quả áp dụng thử nghiệm ban đầu tại giếng 2001BB/BK-2 đã cho kết quả tích cực ban đầu, cần tiếp tục thử nghiệm ở các giếng khác để điều chỉnh, tối ưu thành phần hóa phẩm.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Công Thương, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" hỗ trợ thực hiện công trình nghiên cứu này. Nghiên cứu được tài trợ bởi Chương trình Khoa học và Công nghệ trọng điểm cấp quốc gia phục vụ đổi mới, hiện đại hóa công nghệ khai thác và chế biến khoáng sản đến năm 2025 - Bộ Công Thương trong khuôn khổ Dự án Sản xuất thử nghiệm mã số SXTN.03.2018/ĐMCNKK.

Tài liệu tham khảo

[1] US Pattent: US20060131022A1. *Matrix treatment of damaged sandstone formations using buffered HF-acidizing solutions*. Patent Application Publication, 2006.

[2] Chike Uchendu, Linus Nwoke, Olatunji Akinlade, and James Arukhe, "A new approach to matrix sandstone acidizing using a single-step HF system: A Niger Delta

case study", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 24 - 27 September, 2006*. DOI: 10.2118/103041-MS.

[3] Đỗ Thành Trung, Hoàng Linh Lan, Nguyễn Văn Ngọ, và Phan Văn Minh, "Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm mới trên cơ sở HEDP và NH_4HF_2 thay thế hệ hóa phẩm truyền thống trên cơ sở HCl/HF trong xử lý acid vùng cận đáy giếng", *Tạp chí Dầu khí*, Số 9, tr. 26 - 32, 2012.

[4] Đỗ Thành Trung, *Báo cáo tổng kết Đề tài nghiên cứu khoa học cấp Quốc gia "Nghiên cứu sản xuất hệ hóa phẩm mới có tính năng ăn mòn thấp ứng dụng cho xử lý hóa học vùng cận đáy giếng khoan vỉa cát kết nhằm tăng hiệu suất khai thác dầu",* Mã số: ĐT.07.10/ĐMCNKK thuộc Chương trình khoa học và công nghệ trọng điểm cấp quốc gia phục vụ đổi mới, hiện đại hóa công nghệ khai thác và chế biến khoáng sản đến năm 2025.

[5] H.Perthuis and R.Thomas, *"Fluid selection guide for matrix treatment",* Tulsa, Oklahoma, USA, Dowell Schlumberger, 1991.

[6] Curtis Crowe, JacquesMasmonteil, EricTouboul, and RonThomas, "Trend in matrix acidizing", *Oilfield Review,* No. 4, pp. 24 - 40, 1992.

[7] DMC/PVChem, *Báo cáo "Nghiên cứu và lựa chọn hỗn hợp acid để xử lý vùng cận đáy giếng nhằm tăng hệ số sản phẩm của giếng khai thác và độ tiếp nhận của giếng bơm ép thuộc Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ",* 2006.

[8] D.E.Simon and M.S.Anderson, *"Stability of clay minerals in acid", SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, 22 - 23 February, 1990.* DOI: 10.2118/19422-MS.

[9] Best Practices Series. *Effective sandstone acidizing sandstone 2000TM. Halliburton*, 1997.

[10] Ю.Ю.Лурье, *Справочник по аналитической химии*. Москва, Химия, 1965.

[11] American Petroleum Institute (API), *Recommended practices for laboratory evaluation of surface active agents for well stimulation*, API RP 42, 1/1977.

RESEARCH TO COMPLETE THE CHEMICAL SYSTEM FOR TREATING INORGANIC DAMAGE IN NEAR-WELLBORE SANDSTONE FORMATION TO IMPROVE OIL PRODUCTION

Le Van Cong[1, 2], Pham Ngoc Son[1], Do Thanh Trung[1], Nguyen Van Ngo[1], Nguyen Quoc Dung[3]
[1]Petrovietnam Chemical and Services Corporation (PVChem)
[2]Hanoi University of Science and Technology
[3]Vietsovpetro
Email: conglv@pvchem.com.vn

Summary

Using chemical systems for near-wellbore treatment to eliminate inorganic damage is an effective solution to restore oil and gas productivity and improve the efficiency of production. However, in the final stage of the fields, due to reservoir pressure decline, increased water content in oil produced and the changing properties of crude oil, the chemical systems need to be investigated and improved accordingly. The paper presents the results of a research on completing the chemical systems for near-wellbore treatment in sandstone formation of Bach Ho and Rong fields by optimising the composition of acids in the chemical systems, adding additives to inhibit secondary precipitation and improve the compatibility with formation fluids.

Key words: Acidising treatment, near-wellbore, sandstone, inorganic damage, improve oil production.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 1 - 2021, trang 58 - 67
ISSN 2615-9902

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO VÀ ĐÁNH GIÁ TÍNH CHẤT HỆ HÓA PHẨM KHỬ NHŨ PHÙ HỢP VỚI DẦU KHAI THÁC TRÊN THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM Ở QUY MÔ PHÒNG THÍ NGHIỆM

Hoàng Linh Lan, Lê Thị Thu Hường, Hà Thu Hương, Trần Thanh Phương, Hoàng Long, Ngô Hồng Anh
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: huonglt@vpi.pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.01-04

Tóm tắt

Bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu chế tạo hệ hóa phẩm khử nhũ quy mô phòng thí nghiệm và đánh giá tổng thể tính chất hóa lý của các hệ hóa phẩm nhằm xem xét khả năng đáp ứng yêu cầu kỹ thuật của các nhà thầu dầu khí. Kết quả cho thấy hệ hóa phẩm khử nhũ chế tạo được cho hiệu quả tách nhũ tốt (tương đương với hóa phẩm thương mại, nhưng hàm lượng nước tách ra có chất lượng cao hơn), bền nhiệt và phù hợp với một số loại dầu đang được khai thác tại Việt Nam. Kết quả phân tích tính chất hóa lý như: tỷ trọng, nhiệt độ đông đặc, pH, tính tan... đáp ứng tốt yêu cầu của các nhà thầu dầu khí đang hoạt động tại Việt Nam.

Từ khóa: Hóa phẩm khử nhũ, nhũ tương nước trong dầu, chất hoạt động bề mặt, chất xúc tiến, keo tụ, dung môi dẫn.

1. Giới thiệu

Nhũ tương là vấn đề nghiêm trọng trong vận chuyển, tàng trữ và chế biến dầu khí. Nhũ tương được hình thành trong quá trình khai thác do dòng chảy hỗn loạn và sự có mặt của các tác nhân tạo nhũ và làm bền nhũ. Việc hình thành nhũ tương trong quá trình khai thác (thường là nhũ tương nước trong dầu thô) sẽ khiến dòng chất lưu tăng thể tích, tăng độ nhớt, tăng tỷ trọng, tăng nguy cơ gây ăn mòn đường ống, thiết bị, gây cản trở dòng chảy dẫn đến sản lượng bị suy giảm cũng như chất lượng dầu khi xử lý không đạt tiêu chuẩn để vận chuyển và xuất bán thương mại, thậm chí gây ngộ độc xúc tác trong các quá trình lọc hóa dầu và đặc biệt làm giảm giá thành xuất bán dầu thô. Do vậy, cần tách nước để đảm bảo chất lượng dầu thô cho các công đoạn tiếp theo. Để phá nhũ tương nước trong dầu thô có thể sử dụng phương pháp cơ học, phương pháp nhiệt, phương pháp điện hoặc hóa chất, trong đó, phổ biến nhất là sử dụng các hóa phẩm khử nhũ.

Mỗi loại khử nhũ thường chỉ phù hợp với một số loại dầu. Dầu thô Việt Nam chủ yếu thuộc loại dầu nhẹ và ngọt, với hàm lượng asphalten, nhựa không cao nhưng lại chứa hàm lượng lớn paraffin rắn. Đây là yếu tố ảnh hưởng lớn đến hiệu quả khử nhũ của các hệ hóa phẩm. Vì vậy, việc nghiên cứu để pha chế hệ hóa phẩm khử nhũ riêng cho dầu khai thác trên thềm lục địa Việt Nam nhằm nâng cao hiệu quả khử nhũ là cần thiết.

Ngày nhận bài: 21/12/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 21/12/2020 - 27/1/2021. Ngày bài báo được duyệt đăng: 27/1/2021.

2. Chế tạo hệ hóa phẩm khử nhũ

2.1. Nghiên cứu lựa chọn cấu tử chính của hệ hóa phẩm khử nhũ

Thành phần của hệ hóa phẩm khử nhũ thường gồm các nhóm chất sau đây:

- Thành phần có tính năng keo tụ: các loại phân tử chứa đồng thời nhóm chức ưa nước - ưa dầu khối lượng phân tử lớn là chất hoạt động bề mặt không ion đi từ dẫn xuất alkoxylate như: Alkylphenol ethoxylate, copolymer EO/PO, ethoxylated propoxylated amine polyol, ethylenediamine alcoxylate, glycerine alcoxylate…

- Thành phần hoạt tính pha liên diện cao và khuếch tán nhanh: các hợp chất alkyl sulfonates, methyl trioctyl ammonium chloride, butyl acrylate, 2-ethylhexyl acrylate, polyvinylpyrrolidone…

- Các dung môi dẫn: xylene, toluene và aromatic naphtha nặng, các hợp chất chứa nhóm –OH tan trong nước như methanol, butanol-2, propanol-2, etandiol-1,2…

2.2. Chất hoạt động bề mặt có tính năng keo tụ

Trong chất khử nhũ tương thương mại, thành phần polymer khối lượng phân tử lớn có chứa nhóm chức đóng vai trò là các chất hoạt động bề mặt có chức năng keo tụ được cho là thành phần có tính năng quan trọng nhất. Các chất hoạt động bề mặt có tính năng keo tụ này khi phân tán trong dầu thô có tác dụng làm thay đổi sức căng bề mặt giữa các giọt nước và làm mất ổn định hệ thống nhũ tương nước/dầu bằng cách phá vỡ lớp màng bao quanh các hạt nhũ. Nhờ lực tương tác phân tử (lực hút giữa các đại phân tử polymer) các giọt nước sẽ tiến lại gần nhau hơn tạo hiện tượng keo tụ.

Quá trình lựa chọn này dựa trên các dòng chất hoạt động bề mặt keo tụ sử dụng phổ biến hiện nay trong các công thức khử nhũ tương thương mại. Các chất hoạt động bề mặt này đa phần là các hợp chất không ion. Theo các công trình nghiên cứu đã được công bố trên thế giới, các chất hoạt động bề mặt không ion có khả năng ổn định cao trong môi trường có hàm lượng muối khoáng lớn, khả năng khử nhũ hiệu quả đối với hạt nhũ tương có độ phân tán cao. Tuy nhiên hiệu quả tách nhũ của các loại polymer phụ thuộc vào nhiều thông số, có thể kể đến như sau:

- Khối lượng phân tử: các tài liệu chỉ ra rằng các polymer sử dụng trong chất khử nhũ thường có khối lượng phân tử từ 10.000 - 120.000 g/mol.

- RSN (Relative Solubility Number - chỉ số tan tương đối) là chỉ số thể hiện tính ưa nước hay ưa dầu của polymer. Đối với các polymer dùng để khử nhũ tương nước trong dầu thì giá trị RNS phải nằm trong khoảng 8 - 15, tức là ưa dầu (pha phân tán).

Trên cơ sở đó, một số polymer (Bảng 1) đã được thu thập để nghiên cứu và lựa chọn.

Chất hoạt động bề mặt được lựa chọn là chất có hiệu quả khử nhũ tốt nhất đối với 5 nhũ tương nước trong dầu thu thập từ 5 mỏ dầu Bạch Hổ, Hải Sư Trắng/Đen, Tê Giác Trắng, Thỏ Trắng và Rồng với các tính chất như trong Bảng 2.

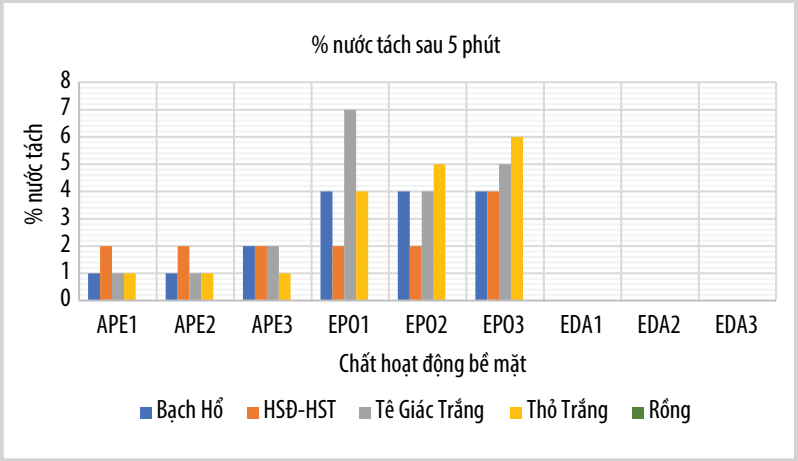
Thí nghiệm đánh giá hiệu quả khử nhũ được thực hiện bằng phương pháp bottle test ở nhiệt độ 65 °C với 50 ppm hóa phẩm trong 50 ml dầu thô đại diện của 5 mỏ. Chất lượng nước tách được đánh giá bằng hàm lượng dầu trong nước tách. Chất lượng bề mặt dầu nước được đánh giá

Bảng 1. *Khối lượng phân tử các chất hoạt động bề mặt có tính năng keo tụ*

Loại polymer	Khối lượng (g/mol)	Chỉ số RSN	Ký hiệu
Alkylphenol ethoxylate	10.000	11	APE1
	80.000	9,7	APE2
	120.000	7,9	APE3
Copolymer EO/PO	10.000	12	EPO1
	80.000	10,3	EPO2
	120.000	9,5	EPO3
Ethylenediamine alkoxylate	10.000	13	EDA1
	80.000	11	EDA2
	120.000	10	EDA3

Bảng 2. *Tính chất của 5 mẫu dầu tại Việt Nam*

Tính chất dầu thô	Bạch Hổ	Hải Sư Trắng/Đen	Tê Giác Trắng	Thỏ Trắng	Rồng
Tỷ trọng (°API)	38,37	37,87	39,12	33,58	35,53
Độ nhớt động học ở 50 °C (cSt)	8,04	4,82	4,23	3,35	3,17
Hàm lượng paraffin (% trọng lượng)	22,13	13,37	14,45	21,68	23,63
Hàm lượng aromatic (% trọng lượng)	7,66	7,73	4,23	6,48	7,97
Hàm lượng nhựa (% trọng lượng)	4,58	1,73	2,98	1,48	2,83
Hàm lượng asphaltene (% trọng lượng)	1,19	0,91	0,79	1,07	1,40



Hình 1. *Kết quả khử nhũ theo thời gian của các loại chất hoạt động bề mặt có tính keo tụ đối với 5 mẫu dầu, nhiệt độ 65 °C, nồng độ 50 ppm, thời gian sau 5 phút*

bằng trực quan theo 3 mức độ: tốt (T), đạt (Đ), xấu (X). Kết quả được quan sát tại các thời điểm sau 5 phút, 10 phút, 15 phút, 30 phút, 45 phút, 60 phút, 90 phút, 120 phút, 150 phút và 180 phút. Tuy nhiên, bài báo này chỉ trình bày kết quả tại thời điểm sau 5 phút, 30 phút (để đánh giá tốc độ khử nhũ) và 180 phút (để đánh giá hiệu quả khử nhũ). Kết quả đánh giá hiệu quả khử nhũ với 5 mẫu dầu được thể hiện trong các Hình 1 - 5.

Các kết quả đánh giá hiệu quả khử nhũ của các loại polymer keo tụ trong cả 5 mẫu dầu cho thấy:

- Dòng polymer APE cho lượng nước tách được nhiều nhất đối với cả 5 mẫu dầu so với các dòng polymer EPO, EDA.

- Dòng EPO có tốc độ tách tốt nhất trong vòng 5 phút đầu tiên.

- Dòng APE cho kết quả tổng thể tốt nhất xét về chất lượng nước tách.

- Dòng APE cho kết quả chất bề mặt nước/dầu tốt nhất.

Để có thêm đánh giá và lựa chọn được tổ hợp chất khử nhũ tối ưu, nhóm tác giả tiến hành tổ hợp 2 nhóm chất hoạt động bề mặt APE và EPO để khảo sát sự tương tác, tương thích giữa các nhóm bằng cách phối trộn 6 loại chất hoạt động bề mặt keo tụ và khảo sát hiệu quả khử nhũ trong tổ hợp. Để giảm tính phức tạp của các biến số, ban đầu hợp chất hoạt động bề mặt keo tụ được phối trộn theo tỷ lệ 1/1 giữa các thành phần đánh giá được dựa trên hiệu quả tách nước cuối cùng của các tổ hợp. Số tổ hợp chất hoạt động bề mặt keo tụ được phối trộn từ 6 chất hoạt động bề mặt được xác định bằng phương pháp tổ hợp tuyến tính:

$$\textit{Số tổ hợp chất hoạt động bề mặt} = C_6^2 + C_6^3 + C_6^4 + C_6^5 + 1 = 15 + 20 + 15 + 6 + 1 = 57 \textit{ tổ hợp.}$$

Trong đó:

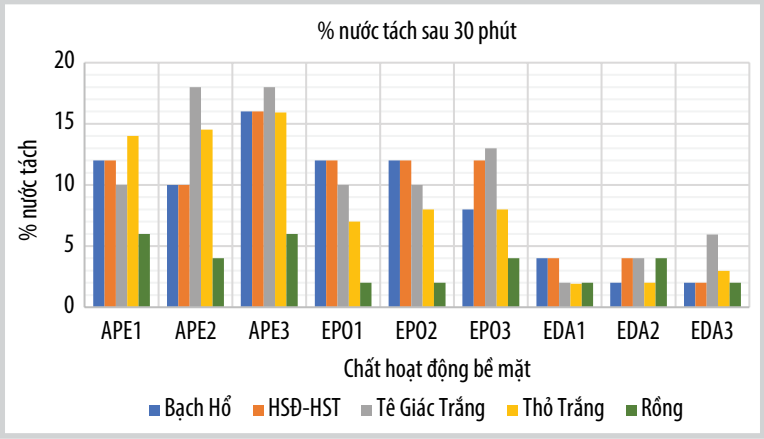
15 tổ hợp có thành phần là 2 loại chất hoạt động bề mặt thứ tự từ 1 đến 15;

20 tổ hợp có thành phần là 3 loại chất hoạt động bề mặt thứ tự từ 16 đến 35;

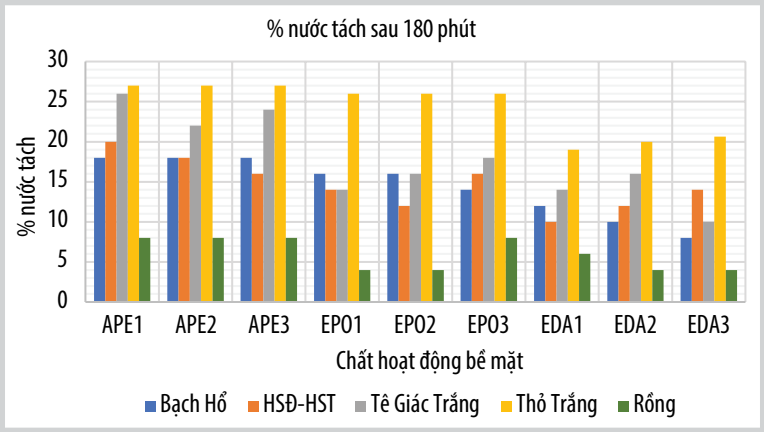
15 tổ hợp có thành phần là 4 loại chất hoạt động bề mặt thứ tự từ 36 đến 50;

6 tổ hợp có thành phần là 5 loại chất hoạt động bề mặt thứ tự từ 51 đến 56;

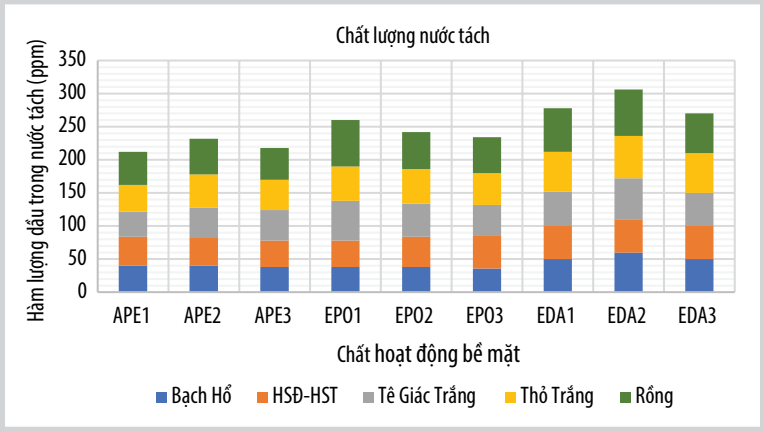
1 thành phần là có cả 6 chất hoạt động bề mặt thứ tự 57.



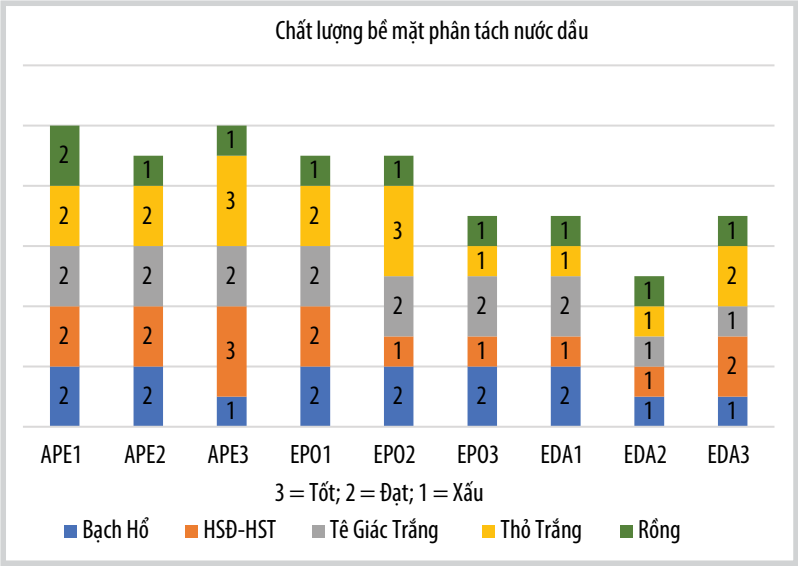
Hình 2. *Kết quả khử nhũ theo thời gian của các loại chất hoạt động bề mặt có tính keo tụ đối với 5 mẫu dầu, nhiệt độ 65 °C, nồng độ 50 ppm, thời gian sau 30 phút*



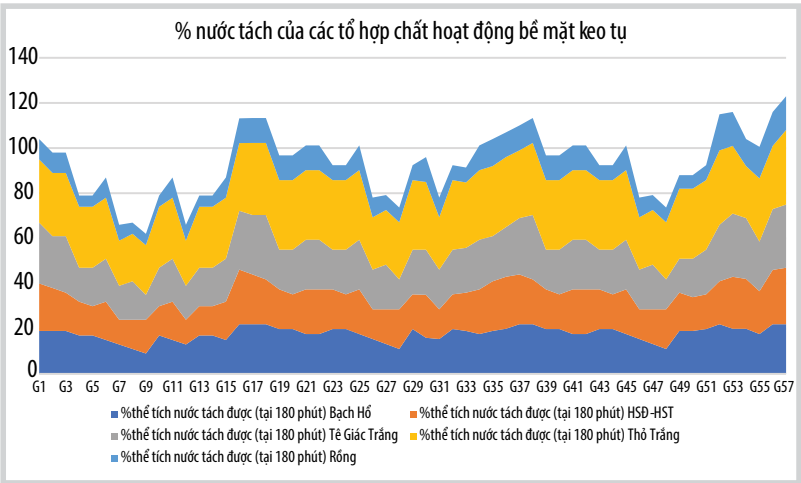
Hình 3. *Kết quả khử nhũ theo thời gian của các loại chất hoạt động bề mặt có tính keo tụ đối với 5 mẫu dầu, nhiệt độ 65 °C, nồng độ 50 ppm, thời gian sau 180 phút*



Hình 4. *Đồ thị chất lượng nước tách của các loại chất hoạt động bề mặt có tính keo tụ đối với 5 mẫu dầu, nhiệt độ 65 °C, nồng độ 50 ppm*



Hình 5. *Đồ thị chất lượng bề mặt nước tách của các loại chất hoạt động bề mặt có tính keo tụ đối với 5 mẫu dầu, nhiệt độ 65 °C, nồng độ 50 ppm*



Hình 6. *Hàm lượng nước tách của 57 tổ hợp chất hoạt động bề mặt trên 5 mẫu dầu đại điện*

Bảng 3. *Tổ hợp 6 chất hoạt động bề mặt keo tụ ở các tỷ lệ khác nhau*

Mẫu	Tỷ lệ các chất hoạt động bề mặt					
	APE1	APE2	APE3	EPO1	EPO2	EPO3
H1	1	2	3	4	5	6
H2	6	1	2	3	4	5
H3	5	6	1	2	3	4
H4	4	5	6	1	2	3
H5	3	4	5	6	1	2
H6	2	3	4	5	6	1

Bảng 4. *Tỷ lệ tổ hợp 6 chất hoạt động bề mặt keo tụ (% khối lượng)*

Mẫu	Tỷ lệ các chất hoạt động bề mặt					
	APE1	APE2	APE3	EPO1	EPO2	EPO3
H1	5	10	13	19	24	29
H2	29	5	10	13	19	24
H3	24	29	5	10	13	19
H4	19	24	29	5	10	13
H5	13	19	24	29	5	10
H6	10	13	19	24	29	5

Kết quả đánh giá hiệu quả khử nhũ của 57 tổ hợp chất hoạt động bề mặt keo tụ được thể hiện trên Hình 6.

Như vậy, tổ hợp các thành phần từ các dòng khác nhau sẽ tốt hơn 1 dòng chất, điều này phù hợp với các tài liệu tham khảo [1] cho thấy các gốc polymer khác nhau trong tổ hợp có tác dụng đồng thời lên các thành phần khác nhau của dầu, dẫn đến tăng hiệu quả khử nhũ của tổ hợp. Kết quả khảo sát cho thấy tổ hợp chất khử nhũ có 6 thành phần chất hoạt động bề mặt keo tụ đạt hiệu quả tách nước tốt nhất, vì vậy tổ hợp này được lựa chọn và tiến hành tối ưu hóa tỷ lệ các chất trong tổ hợp.

Để khảo sát tỷ lệ tối ưu của các thành phần nhóm tác giả tiến hành phối trộn 6 chất hoạt động bề mặt keo tụ chính với các tỷ lệ khác nhau (Bảng 3).

Quy đổi tỷ lệ thành phần ra tỷ lệ % khối lượng các chất hoạt động bề mặt như Bảng 4.

Tổ hợp thu được được xác định thông số hóa lý nhằm lựa chọn tỷ lệ tối ưu. Các thông số chính đặc trưng được thể hiện qua Bảng 5.

Bảng 5 cho thấy tốc độ khuếch tán của H2 là lớn nhất tương ứng 30,1 × 10^{-4} cm^2/s trong khi đó H1 có tốc độ khuếch tán nhỏ nhất 15,2 × 10^{-4} cm^2/s. H2 có tính lưu biến màng dầu nhỏ nhất và tốc độ khuếch tán tương đối cao so với các hỗn hợp.

Sau khi đánh giá hiệu quả tách nước (Bảng 6) kết hợp với phương pháp quy hoạch hóa thực nghiệm, phần mềm sẽ tự động lặp lại các thí nghiệm và đưa ra kết quả của hàm mục tiêu mong muốn là hàm lượng nước tách pha lớn nhất. Kết quả khảo sát ảnh hưởng của các thành phần trong chất khử nhũ đến hiệu quả phá nhũ theo quy trình thử nghiệm cho thấy vùng tối ưu để thiết lập các tỷ lệ thành phần trong chất khử nhũ như Bảng 7.

Bảng 5. *Tính chất cơ bản của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt keo tụ*

Loại polymer	RSN	Sức căng bề mặt (dyn/cm)	Tính lưu biến (E, dyn/cm)	Tốc độ khuếch tán (D,cm²/s)
H1	10	7,86	8,320	$15,2 \times 10^{-4}$
H2	10,3	8,56	6,356	$30,1 \times 10^{-4}$
H3	10,2	9,09	9,738	25×10^{-4}
H4	9,6	8,86	8,320	$15,2 \times 10^{-4}$
H5	10,1	7,53	7,146	$19,2 \times 10^{-4}$
H6	10,2	7,98	8,250	$20,2 \times 10^{-4}$

Bảng 6. *Bảng kết quả khử nhũ theo thời gian của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt keo tụ đối với mẫu dầu Vietsovpetro, nhiệt độ 65 °C, nồng độ 50 ppm*

Mỏ	Tỷ lệ (% thể tích) nước tách ra theo thời gian (phút)											Hàm lượng nước còn lại (%)
	Thời gian	5	10	15	30	45	60	90	120	150	180	
Bạch Hổ (BK-7)	H1-BH	2	6	10	12	16	19	20	22	22	22	2
	H2-BH	2	5	10	12	16	18	20	23	23	23	1
	H3-BH	3	6	14	16	16	18	19	22	22	22	2
	H4-BH	2	7	10	12	16	16	18	20	22	23	1
	H5-BH	3	6	8	10	14	18	20	22	22	22	2
	H6-BH	4	6	14	16	16	18	20	21	21	21	1
Thỏ Trắng (THT-1)	H1-TT	2	4	10	12	15	20	26	30	32	32	1
	H2-TT	5	7	8	10	18	25	30	33	33	33	2
	H3-TT	2	8	10	15	18	25	28	32	32	33	2
	H4-TT	4	8	10	12	24	30	30	30	31	31	4
	H5-TT	4	7	8	10	14	20	25	30	30	30	5
	H6-TT	6	15	19	22	23	25	28	30	31	31	4
Rồng (RP2)	H1-R	4	6	10	12	15	15	15	15	15	15	15
	H2-R	2	7	8	10	11	12	14	14	14	14	16
	H3-R	3	6	14	16	16	18	15	15	15	15	15
	H4-R	3	6	8	10	12	14	15	15	15	15	15
	H5-R	4	6	10	12	14	15	15	16	16	16	14
	H6-R	1	2	4	6	8	10	12	13	13	13	17

Bảng 7. *Tỷ lệ tối ưu các chất hoạt động bề mặt keo tụ*

Mẫu	Tỷ lệ % các chất hoạt động bề mặt					
	APE1	APE2	APE3	EPO1	EPO2	EPO3
TH	7,9	18,4	23,7	15,8	15,8	18,4

Bảng 8. *Tính chất cơ bản của chất xúc tiến*

Tính năng	Chất xúc tiến					
	XT1	XT2	XT3	XT4	XT5	XT6
Sức căng bề mặt (mN/m)	5,4	5,67	5,67	5,3	5,3	5,5
Tính lưu biến (E, dyn/cm)	22,649	22,643	22,643	20,025	21,045	21,675
Tốc độ khuếch tán (cm²/s)	34×10^{-4}	32×10^{-4}	34×10^{-4}	31×10^{-4}	30×10^{-4}	29×10^{-4}
Chỉ số tan tương đối	15	15,5	15,5	14	16	15
Hệ số phân bố Kp	0,02	0,02	0,015	0,03	0,02	0,015

Bảng 9. *Tổ hợp phối trộn các chất xúc tiến*

Tổ hợp chất xúc tiến	XT1	XT2	XT3
XT1	+		
XT2		+	
XT3			+
A1	1	2	3
A2	2	1	3
A3	3	2	1
A4	1	1	1

Bảng 10. Bảng kết quả khử nhũ theo thời gian của các tổ hợp chất hoạt động bề mặt keo tụ đối với mẫu dầu Vietsovpetro, nhiệt độ 65 °C, nồng độ 50 ppm

Mỏ	Tỷ lệ (% thể tích) nước tách ra theo thời gian (phút)											Hàm lượng nước còn lại (%)
	Thời gian	5	10	15	30	45	60	90	120	150	180	
Bạch Hổ (BK-7)	XT1-BH	3	7	11	13	17	20	21	23	23	23	2
	XT2-BH	3	7	11	13	17	19	21	22	22	22	3
	XT3-BH	2	5	8	11	15	18	22	23	22	22	3
	A1-BH	3	8	11	13	17	17	19	21	23	24	1
	A2-BH	4	8	10	12	15	19	21	23	23	23	2
	A3-BH	5	8	15	17	17	19	21	22	22	22	3
	A4-BH	6	7	15	17	17	19	20	23	24	24	1
Thỏ Trắng (THT-1)	XT1-TT	3	5	11	13	16	21	27	31	33	33	2
	XT2-TT	3	9	11	16	19	26	29	32	32	32	3
	XT3-TT	5	8	9	11	15	21	26	31	31	31	2
	A1-TT	5	9	11	13	25	31	31	31	32	32	3
	A2-TT	5	8	9	11	19	26	31	33	33	33	4
	A3-TT	7	15	20	23	24	26	29	31	32	32	3
	A4-TT	6	8	9	11	19	26	31	33	33	33	2
Rồng (RP2)	XT1-R	2	3	5	7	9	11	13	14	14	14	16
	XT2-R	3	8	9	11	12	13	15	15	15	15	15
	XT3-R	2	4	5	8	9	12	14	14	14	14	16
	A1-R	4	7	9	11	13	15	16	16	16	16	14
	A2-R	5	7	11	13	15	16	16	17	17	17	13
	A3-R	4	7	15	17	17	19	16	16	16	16	14
	A4-R	5	7	11	13	16	16	17	17	17	17	13

2.3. Lựa chọn chất xúc tiến

Chất xúc tiến trong hóa phẩm khử nhũ thường là chất hoạt động bề mặt có khối lượng phân tử thấp, có vai trò khuếch tán nhanh đến bề mặt phân chia nước/dầu, thấm ướt và thay đổi độ ổn định của màng dầu tạo điều kiện cho các polymer keo tụ xúc tiến nhanh hơn quá trình phá vỡ màng dầu. Do đó chất hoạt động bề mặt anionic được lựa chọn làm chất xúc tiến vì có khả năng bào mòn lớp màng dầu cao do dầu ưa nước có chứa nhiều điện tích.

Dựa trên các tiêu chí đó 5 chất hoạt động bề mặt được khảo sát là:

- Alkylphenylendiamine (APD) - XT1
- Sodium lauryl ether sulfate (SLES) - XT2
- Alkylpolyethoxy ethylenesulfonate (APES) - XT3
- Sodium nonanoyloxybenzenesulfonate (NOBS) - XT4
- Sodium alkyl sulfate (SAS) - XT5

Một số tính chất cơ bản của 5 hóa phẩm lựa chọn làm chất xúc tiến (Bảng 8).

Kết quả đánh giá tác động cộng hưởng của chất xúc tiến lên tính năng của polymer keo tụ cho thấy 3 chất xúc tiến có hiệu quả tốt là: alkylphenylendiamine (XT1), sodium lauryl ether sulfate (XT2), alkylpolyethoxy ethylenesulfonate (XT3). Nghiên cứu [1, 2] cho thấy việc phối trộn các chất xúc tiến làm tăng cường hiệu quả khử nhũ. Nhóm tác giả tiến hành tổ hợp chất xúc tiến như trong Bảng 9.

Bảng 11. Tỷ lệ thành phần chất xúc tiến

Tổ hợp chất xúc tiến	XT1	XT2	XT3
XT (% khối lượng)	30,5	30,2	30,2

Bảng 12. Kết quả xác định độ đồng nhất các phân tử hoạt tính

Tỷ lệ hỗn hợp dung môi	1/1	5/1	10/1
Xylene/methanol	-	+	+
Xylene/isopropanol	-	+	+
Xylene/ethylene glycol	-	+	+
Toluene/methanol	-	+	+
Toluene/isopropanol	-	+	+
Toluene/ethylene glycol	-	+	+

Bảng 13. Kết quả xác định tốc độ khuếch tán của các thành phần chất khử nhũ khi hòa tan dung môi

Loại dung môi	Tốc độ khuếch tán (D, cm^2/s)		
Tỷ lệ	1/1	5/1	10/1
Xylene/methanol	-	$25,6 \times 10^{-4}$	$24,6 \times 10^{-4}$
Xylene/isopropanol	-	$22,7 \times 10^{-4}$	$21,3 \times 10^{-4}$
Xylene/ethylene glycol	-	$20,8 \times 10^{-4}$	$19,6 \times 10^{-4}$
Toluene/methanol	-	$23,7 \times 10^{-4}$	$22,4 \times 10^{-4}$
Toluene/isopropanol	-	$21,3 \times 10^{-4}$	$20,6 \times 10^{-4}$
Toluene/ethylene glycol	-	$20,5 \times 10^{-4}$	$19,4 \times 10^{-4}$

Bảng 14. Kết quả thí nghiệm đánh giá tốc độ khuếch tán và nhiệt độ chớp cháy của 5 tổ hợp dung môi

Tổ hợp dung môi	Xylene/methanol	Toluene/isopropanol	Ethylene glycol	Tốc độ khuếch tán (cm^2/s)	Nhiệt độ chớp cháy (°C)
DM1	1	1	0,1	23,2	70
DM2	3	1	0,1	24,1	68
DM3	5	1	0,1	24,6	65
DM4	7	1	0,1	24,9	55
DM5	9	1	0,1	25,3	40

Các chất xúc tiến được phối trộn với tổ hợp chất hoạt động bề mặt nhằm đánh giá hiệu quả khử nhũ .

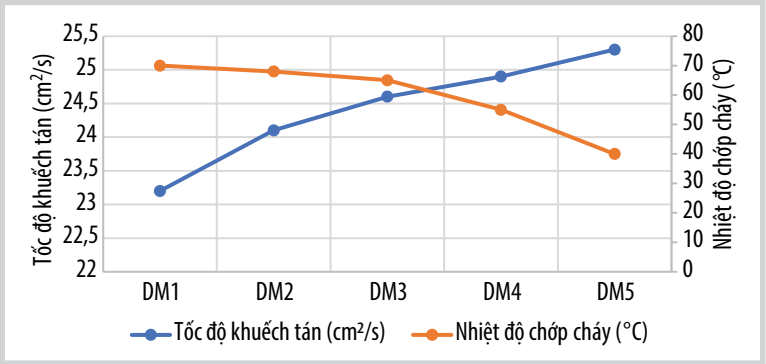
Tiến hành mô hình hóa trên cơ sở xây dựng ma trận quy hoạch hóa thực nghiệm nhằm xác định tỷ lệ tối ưu giữa các thành phần. Tỷ lệ thành phần chất xúc tiến trong chất khử nhũ được xác định như Bảng 11.

2.4. Lựa chọn hệ dung môi dẫn

Trong các hệ hóa phẩm khử nhũ, dung môi đóng vai trò quan trọng, có tác dụng hòa tan và phân tán các thành phần khác như các polymer đóng vai trò keo tụ, các chất hoạt động bề mặt đóng vai trò xúc tiến. Vì vậy, việc lựa chọn hệ dung môi phải phù hợp với nhóm chức cũng như khối lượng phân tử của các hợp chất này.

Thành phần chính của hệ hóa phẩm khử nhũ là polymer nhóm alkyl, EO, PO và vòng thơm, vì vậy hệ dung môi được lựa chọn phải có thành phần chính là các dung môi thơm như xylene, toluene. Bên cạnh đó, một số loại alcol mạch ngắn (như methanol, ethylene glycol) cũng được bổ sung hàm lượng nhỏ vào hệ dung môi nhằm tăng khả năng khuếch tán của polymer từ đó đẩy nhanh quá trình keo tụ, tách pha của các giọt nước. Tiến hành phối trộn dung môi thơm và rượu đơn chức theo các tỷ lệ khác nhau và khảo sát độ đồng nhất để tìm ra tỷ lệ sử dụng tối ưu. Kết quả xác định độ đồng nhất của các loại dung môi thơm và rượu bậc nhất khi pha các phân tử hoạt tính ở các tỷ lệ khác nhau (Bảng 12).

Bảng 12 cho thấy các tỷ lệ dung môi được đánh dấu "+" là các dung môi có khả năng hòa tan tốt các thành phần hoạt tính trong chất khử nhũ tương, các tỷ lệ dung môi được đánh dấu "-" là các dung môi hòa tan hạn chế các



Hình 7. Khảo sát đánh giá tốc độ khuếch tán và nhiệt độ chớp cháy của 5 tổ hợp dung môi

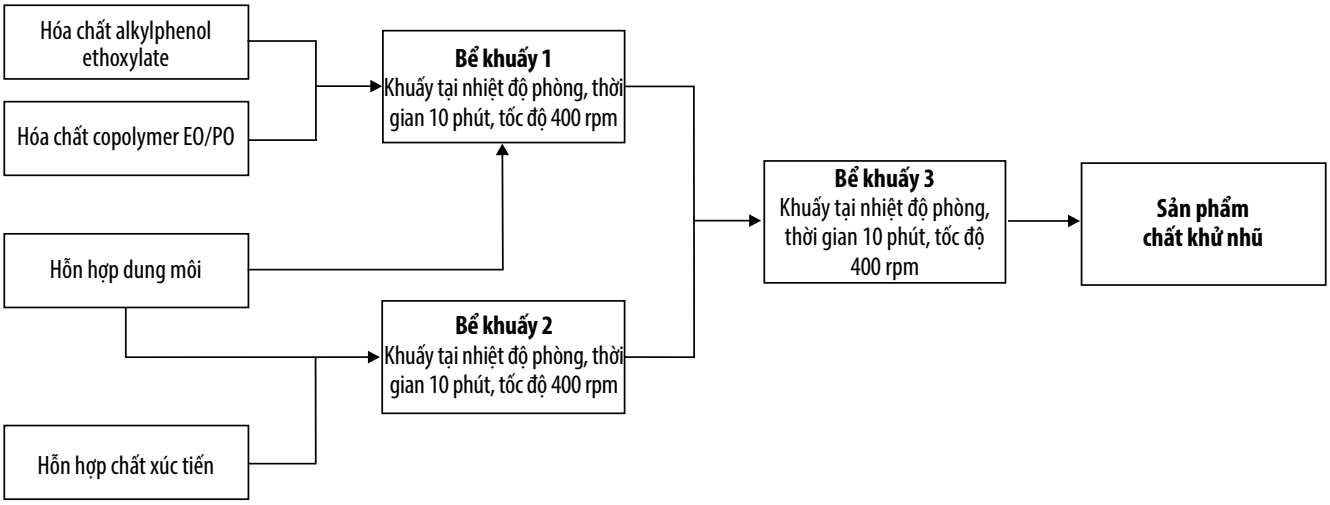
Bảng 15. Tỷ lệ thành phần dung môi tổ hợp

	Xylene	Toluene	Methanol	Isopropanol	Ethylene glycol
Tỷ lệ, % khối lượng	74,4	12,7	10,2	2,6	0,1

thành phần hoạt tính. Kết quả xác định độ đồng nhất các phân tử hoạt tính cho thấy, chỉ khi phối trộn các dung môi hữu cơ (xylene, toluene) và rượu đơn chức (methanol, isopropanol, ethylene glycol) theo tỷ lệ 5/1 trở lên thì các thành phần hoạt tính trong chất khử nhũ hòa tan tốt, do thành phần của tổ hợp chủ yếu là các loại polymer chứa các nhóm alkyl, EO, PO và vòng thơm, vì vậy thành phần chính là dung môi hữu cơ. Dung môi rượu đơn chức đóng vai trò trợ tan làm tăng tốc độ khuếch tán. Để đánh giá tác dụng của dung môi, nhóm tác giả xác định tốc độ khuếch tán của thành phần chất khử nhũ khi hòa tan dung môi (Bảng 13).

Kết quả xác định tốc độ khuếch tán của các thành phần hoạt tính khi pha dung môi cho thấy ở tỷ lệ dung môi thơm/rượu bậc nhất trong khoảng 5/1 tốc độ khuếch tán các thành phần hoạt tính lớn nhất. Trong đó, tỷ lệ dung môi xylene/methanol cho tốc độ khuếch tán lớn nhất tương ứng $25,6 \times 10^{-4}$ cm^2/s. Hỗn hợp dung môi xylene/isopropanol và toluene/isopropanol cho các kết quả tốc độ khuếch tán tốt. Do xylene/methanol, toluene/methanol là dung môi dễ bay hơi nên hỗn hợp có nhiệt độ chớp cháy thấp, không an toàn trong việc tàng trữ bảo quản. Do đó, nhóm tác giả phối trộn các loại dung môi nhằm đảm bảo tốc độ khuếch tán và đảm bảo nhiệt độ chớp cháy.

Chuẩn bị tổ hợp dung môi 1 gồm xylene/methanol tỷ lệ 5/1 và dung môi 2 gồm toluene/isopropanol tỷ lệ 5/1, ethylene glycol theo



Hình 8. *Sơ đồ khối quy trình chế tạo chất khử nhũ*

Nồng độ	CT1	CT2	CT3	DMO086318
50 ppm				
100 ppm				

Hình 9. *Kết quả tách nước của các hệ hóa phẩm khử nhũ*

các tỷ lệ khác nhau để khảo sát nhiệt độ chớp cháy của hỗn hợp (Hình 7).

Tiến hành mô hình hóa trên cơ sở xây dựng ma trận quy hoạch hóa thực nghiệm nhằm xác định tỷ lệ tối ưu giữa các thành phần. Kết quả khảo sát ảnh hưởng của các thành phần trong chất khử nhũ đến hiệu quả phá nhũ theo quy trình thử nghiệm cho thấy vùng tối ưu để thiết lập các tỷ lệ thành phần trong chất khử nhũ như Bảng 15.

2.5. Tổ hợp chất khử nhũ

Sơ đồ khối quy trình chế tạo chất khử nhũ thể hiện trên Hình 8.

Sau đó, nhóm tác giả tiến hành tối ưu hóa tỷ lệ nồng độ các thành phần sao cho phù hợp với một số loại dầu đang khai thác tại Việt Nam. Hàng loạt tổ hợp các thành phần có tỷ lệ hàm lượng khác nhau được tạo ra để khảo sát, lựa chọn tỷ lệ tối ưu cho từng loại dầu.

Đối với dầu Bạch Hổ (CT1):

+ Hàm lượng chất keo tụ: Z1 = 23,41%
+ Hàm lượng chất xúc tiến: Z2 = 0,23%
+ Hàm lượng dung môi dẫn: Z3 = 76,36%

Đối với dầu Thỏ Trắng (CT2):

+ Hàm lượng chất keo tụ: Z1 = 24,56%
+ Hàm lượng chất xúc tiến: Z2 = 0,21%
+ Hàm lượng dung môi dẫn: Z3 = 75,23%

Đối với dầu Rồng (CT3):

+ Hàm lượng chất keo tụ: Z1 = 28,67%

Bảng 16. *Các chỉ tiêu phân tích đánh giá hiệu quả của các chất khử nhũ VPI-D1, VPI-D2, VPI-D3*

TT	Tính chất	VPI-D1	VPI-D2	VPI-D3
1	Hiệu quả tách nhũ	Tách nước tốt	Tách nước tốt	Tách nước tốt
2	Bền nhiệt	Bền đến 130 °C	Bền đến 130 °C	Bền đến 130 °C
3	Nhiệt độ thấp nhất có thể tách nhũ (°C)	40 °C	40 °C	40 °C
4	Hàm lượng nước còn lại	<0,5%	<0,5%	<0,5%
5	Nước tách	Cảm quan: nước trong, mặt tách nước rõ	Cảm quan: nước trong, mặt tách nước rõ	Cảm quan: nước trong, mặt tách nước rõ
6	Mặt tách dầu nước			
7	Dầu tách nước			

Bảng 17. *Các chỉ tiêu phân tích tính chất hóa lý hóa phẩm khử nhũ VPI-D1, VPI-D2, VPI-D3*

TT	Tính chất	Tiêu chuẩn	VPI-D1	VPI-D2	VPI-D3
1	Màu sắc, trạng thái	Cảm quan	Lỏng, màu nâu vàng	Lỏng, màu nâu vàng	Lỏng, màu nâu vàng
2	Tỷ trọng tại 15 °C	ASTM D4052	0,990	0,989	0,990
3	Nhiệt độ đông đặc (°C)	ASTM D97	<-60	<-60	<-60
4	pH	ASTM E 70	7	6-7	6-7
5	Tính tan		Tan trong dầu	Tan trong dầu	Tan trong dầu
6	Khả năng ăn mòn	Phương pháp mất khối lượng	Không gây ăn mòn hệ thống khai thác theo tiêu chuẩn	Không gây ăn mòn hệ thống khai thác theo tiêu chuẩn	Không gây ăn mòn hệ thống khai thác theo tiêu chuẩn

+ Hàm lượng chất xúc tiến: Z2 = 0,29%

+ Hàm lượng dung môi dẫn: Z3 = 71,04%

Kết quả đánh giá hiệu quả khử nhũ trên đối tượng nhũ tương tự nhiên CTK-2 cho thấy, khi tăng nồng độ chất khử nhũ từ 50 đến 100 ppm hiệu quả khử nhũ cuối cùng đều tăng. Tốc độ tách của CT1 tương đương chất khử nhũ tương thương mại; CT2, CT3 chậm hơn nhưng hiệu quả tách pha cuối cùng ở 100 ppm là tương đương. Vì vậy, tùy thuộc vào từng loại dầu, hàm lượng các nhóm chất trong hệ hóa phẩm khử nhũ thay đổi. Tuy nhiên, sự thay đổi này không lớn đối với các dầu đang khai thác tại Việt Nam.

Ngoài ra, hiệu quả khử nhũ của các hệ hóa phẩm còn được so sánh với hóa phẩm thương mại (DMO086318). Kết quả cho thấy khả năng tách nhũ của các hệ chế tạo được tương đương với của hóa phẩm thương mại, nhưng nước tách ra có chất lượng cao hơn (Hình 9).

3. Đánh giá tính chất của hệ hóa phẩm khử nhũ phù hợp với dầu khai thác trên thềm lục địa Việt Nam

Sau khi tối ưu hóa các điều kiện chế tạo như nhiệt độ, tốc độ và thời gian khuấy, các hệ hóa phẩm VPI-D1, VPI-D2, VPI-D3 thu được tại phòng thí nghiệm được đánh giá tổng thể về tính chất hóa lý để đánh giá khả năng đáp ứng yêu cầu kỹ thuật của các nhà thầu dầu khí đang hoạt động trên lãnh thổ Việt Nam. Kết quả được thể hiện trên các Bảng 16 và 17.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đã chế tạo được 3 hệ hóa phẩm khử nhũ phù hợp với một số loại dầu tại Việt Nam với thành phần các chất hoạt động bề mặt keo tụ nằm trong khoảng 23 - 30%, hàm lượng chất xúc tiến từ 0,2 - 0,3%, hàm lượng dung môi từ 71 - 76%. Hàm lượng các chất có thể điều chỉnh để phù hợp với từng loại dầu.

Các hệ hóa phẩm được đánh giá tổng thể về tính chất hóa lý nhằm xem xét khả năng đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật của các nhà thầu dầu khí đặt ra.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Công Thương (theo Hợp đồng số 002.19.CNKK.QG/HĐK ngày 15/1/2019), Viện Dầu khí Việt Nam (theo Quyết định số 4292/QĐ-VDKVN ngày 3/9/2019) đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

[1] Duy T. Nguyen, *"Demulsifier composition and method of using same"*, Patent US20130261227A1, 2012.

[2] Nahid Hassanshahi, Guangji Hu, and Jianbing Li, "Application of ionic liquids for chemical demulsification: A review", *Molecules*, Vol. 25, No. 21, 2020.

[3] Đinh Thị Quỳnh Như, Phạm Thị Ngọc Bích, Trương Đình Hợi, Nguyễn Thị Cúc, Đặng Quốc Dũng, Nguyễn Phan Trí và Bùi Đình Huy, *"Nghiên cứu tính chất hệ nhũ nước*

trong dầu thô mỏ Rồng và phương pháp khử nhũ bằng gia nhiệt và phụ gia hóa phẩm", 1998.

[4] Nguyễn Thị Cúc, Phạm Văn Lâm, Nguyễn Linh Giang, Phạm Văn Khang, Phạm Thị Ngọc Bích và Hà Văn Bích, *"Nghiên cứu tính chất nhũ nước trong dầu, dầu trong nước của dầu thô Bạch Hổ và phương pháp khử nhũ bằng nhiệt hóa"*, 1993.

[5] Vũ Công Thắng, Nguyễn Văn Thắng, Lê Xuân Ba, Nguyễn Thu Hà, Trần Văn Tân, Vũ Văn Trọng, Trịnh Kiến Quốc, Hồ Xuân Linh, và Mai Thị Hảo, *"Nghiên cứu sự tạo nhũ trong dầu, nhũ dầu trong nước và phương pháp tách nhũ"*, 1992.

[6] Ayman M. Atta, H.S. Ismail, A.M. Elsaeed, R.R. Fouad, A.A. Fada, and A.A.H. Abdel-Rahman, "Preparation and application of nonionic polypropylene oxide-graft-polyethylene glycol copolymer surfactants as demulsifier for petroleum crude oil emulsions", *Journal of Dispersion Science and Technology*, Vol. 34, pp. 161 - 172, 2013. DOI: 10.1080/01932691.2012.657538.

[7] Ahmed M. Al-Sabagh, Nadia G. Kandile, and Mahmoud R.Noor El-Din, "Functions of demulsifiers in the petroleum industry", *Separation Science and Technology*, Vol. 46, No. 7, pp. 1144 - 1163, 2011.

[8] Alexandre Goldszal and Maurice Bourrel, "Demulsification of crude oil emulsions: correlation to microemulsion phase behavior", *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Vol. 39, No. 8, pp. 2746 - 2751, 2000. DOI: 10.1021/ie990922e.

[9] H. Vernon Smith and Kenneth E. Arnold, "Chapter 19: Crude oil emulsions", *Petroleum engineering handbook*, 1989.

[10] Johan Sjoblom, *Encyclopedic handbook of emulsion technology*. CRC Press, 2001.

[11] João Batista V.S. Ramalho, Fernanda C. Lechuga, and Elizabete F. Lucas, "Effect of the structure of commercial poly(ethylene oxide-b-propylene oxide) demulsifier bases on the demulsification of water-in-crude oil emulsions: Elucidation of the emulsification mechanism", *Química Nova*, Vol. 33, No. 8, 2010.

[12] Yuming Xu, Jiangying Wu, Tadeusz Dabros, Hassan Hamza, and Johann Venter, "Optimizing the polyethylene oxide and polypropylene oxide contents in diethylenetriamine-based surfactants for destabilization of a water-in-oil emulsion", *Energy Fuels*, Vol. 19, No. 3, pp. 916 - 921, 2005. DOI: 10.1021/ef0497661.

LAB-SCALE MANUFATURING OF DEMULSIFIER SYSTEMS SUITABLE FOR VIETNAMESE OIL AND EVALUATION OF THEIR PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES

Hoang Linh Lan, Le Thi Thu Huong, Ha Thu Huong, Tran Thanh Phuong, Hoang Long, Ngo Hong Anh
Vietnam Petroleum Institute
Email: huongltt@vpi.pvn.vn

Summary

The paper presents the results of the research on formulation of demulsifiers at laboratory scale and overall assessment of the physical and chemical properties of the demulsifiers to consider their ability to meet the technical requirements of oil companies. The results showed that the formulated demulsifier has good demulsifying efficiency (equivalent to commercial chemical products and the quality of separated water is higher), thermal stability and is suitable for crude oils currently produced in Vietnam. The results from physical and chemical properties testing and analysis such as density, pour point, pH, and solubility also meet the requirements of oil and gas companies in Vietnam.

Key words: Demulsifier, water-in-oil emulsion, surfactant, additives, flocculation, solvent.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 1 - 2021, trang 68 - 75
ISSN 2615-9902

THIẾT KẾ VÀ CHẾ TẠO THIẾT BỊ PHÁT HIỆN CÁC VỊ TRÍ TẬP TRUNG ỨNG SUẤT TRÊN VẬT LIỆU SẮT TỪ DỰA TRÊN NGUYÊN LÝ TỪ TRƯỜNG VILLARI

Nguyễn Thị Lê Hiền, Đoàn Thành Đạt
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: hienntl@vpi.pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.01-05

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu chế tạo thiết bị đánh giá tính toàn vẹn của các công trình chịu ứng lực như đường ống, thiết bị chịu áp bằng cách xác định vùng tập trung ứng suất. Thiết bị sử dụng cảm biến từ trường 3 trục để đo các thành phần từ trường theo 3 hướng Ox, Oy và Oz trong khoảng từ trường làm việc từ -300 µT đến 300 µT. Kết quả khảo sát từ thông bằng thiết bị này trên các mẫu thép API 5L dưới tác dụng của ứng suất kéo cho thấy sự biến đổi lớn về từ trường tại độ giãn dài của mẫu thép nhỏ hơn 1 mm (tương đương với độ giãn dài tương đối 0,5%, ứng với trạng thái biến dạng đàn hồi của vật liệu). Trong trường hợp có khuyết tật nhân tạo, thiết bị này có thể phát hiện sự thay đổi từ trường do sự tập trung ứng suất tại vị trí khuyết tật.

Từ khóa: Thiết bị đo từ trường, vùng tập trung ứng suất, đánh giá tính toàn vẹn, phát hiện khuyết tật, từ trường rò.

1. Mở đầu

Hiện nay, kiểm tra không phá hủy (NDT) là kỹ thuật được sử dụng rộng rãi trong quá trình đánh giá độ toàn vẹn của các thiết bị, đường ống công nghiệp đang hoạt động. Kiểm tra không phá hủy có thể phát hiện các hư hại, khuyết tật của vật liệu, kết cấu, chi tiết hoặc xác định đặc trưng của đối tượng kiểm tra mà không làm ảnh hưởng đến khả năng sử dụng của đối tượng kiểm tra [1]. Kiểm tra không phá hủy gồm rất nhiều phương pháp khác nhau và thường được chia thành 2 nhóm chính theo khả năng phát hiện khuyết tật:

- Các phương pháp có khả năng phát hiện các khuyết tật nằm sâu bên trong (và trên bề mặt) của đối tượng kiểm tra: phương pháp chụp ảnh phóng xạ (Radiographic Testing - RT) và phương pháp kiểm tra siêu âm (Ultrasonic Testing - UT).

- Các phương pháp có khả năng phát hiện các khuyết tật bề mặt (và gần bề mặt): phương pháp kiểm tra thẩm thấu chất lỏng (Liquid Penetrant Testing - PT); phương pháp kiểm tra bột từ (Magnetic Particle Testing - MT); phương pháp kiểm tra dòng xoáy (Eddy Current Testing - ET)...

Ưu điểm của các phương pháp này là có thể kiểm tra khuyết tật kim loại mà không cần dừng vận hành, song yêu cầu phải tiếp xúc trực tiếp với bề mặt đường ống thiết bị. Do đó việc áp dụng các phương pháp trên gặp khó khăn đối với các cấu kiện kim loại ở các vị trí khó tiếp cận, ví dụ như đường ống chôn ngầm; đường ống, thiết bị có bọc bảo ôn... Chính vì vậy, thử nghiệm và triển khai các phương pháp kiểm tra không tiếp xúc là cấp thiết nhằm đáp ứng nhu cầu thực tế. Từ trường là một trong các nguyên lý kiểm tra không tiếp xúc được nghiên cứu và có khả năng ứng dụng rộng rãi.

Từ giảo thuận (từ giảo Joule) là tính chất của vật liệu từ có thể thay đổi hình dạng và kích thước khi chịu tác động của từ trường ngoài [2]. Cấu trúc của vật liệu từ có thể coi là tập hợp của nhiều nam châm vĩnh cửu nhỏ, được gọi là các miền từ (domains). Các miền từ này bao gồm nhiều nguyên tử và được sắp xếp ngẫu nhiên khi chưa bị từ hóa. Khi vật liệu bị từ hóa dưới tác động của từ trường ngoài, các miền từ dịch chuyển và quay theo chiều của từ trường ngoài áp đặt, dẫn đến thay đổi kích thước của vật liệu (Hình 1).

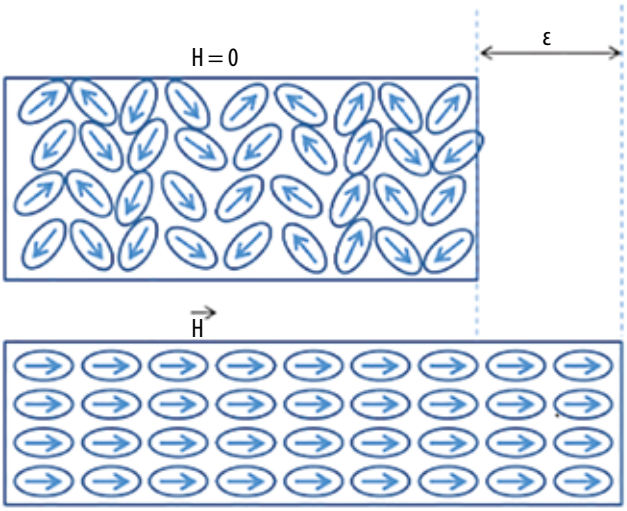
Hiệu ứng từ giảo nghịch, hay còn gọi là hiệu ứng từ

Ngày nhận bài: 15/10/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 15/10 - 11/11/2020. Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/12/2020.

đàn hồi hoặc hiệu ứng Villari đặc trưng cho sự thay đổi độ cảm từ của vật liệu khi chịu tác động của ứng suất cơ học [3].

Đường ống và thiết bị áp lực thường dễ bị ăn mòn bên trong hoặc bên ngoài, có thể làm suy yếu tính toàn vẹn của cấu trúc. Áp lực hoặc ứng suất tác động lên các vị trí bất thường (khuyết tật, ăn mòn...) dẫn đến sự tập trung ứng suất so với các vị trí không có bất thường. Việc đo vùng tập trung ứng suất (Stress Concentration Zone - SCZ), cũng như phát hiện sự phát triển của khuyết tật có ý nghĩa lớn trong dự đoán vị trí hư hỏng cơ học và đánh giá tuổi thọ của đường ống, thiết bị [4].

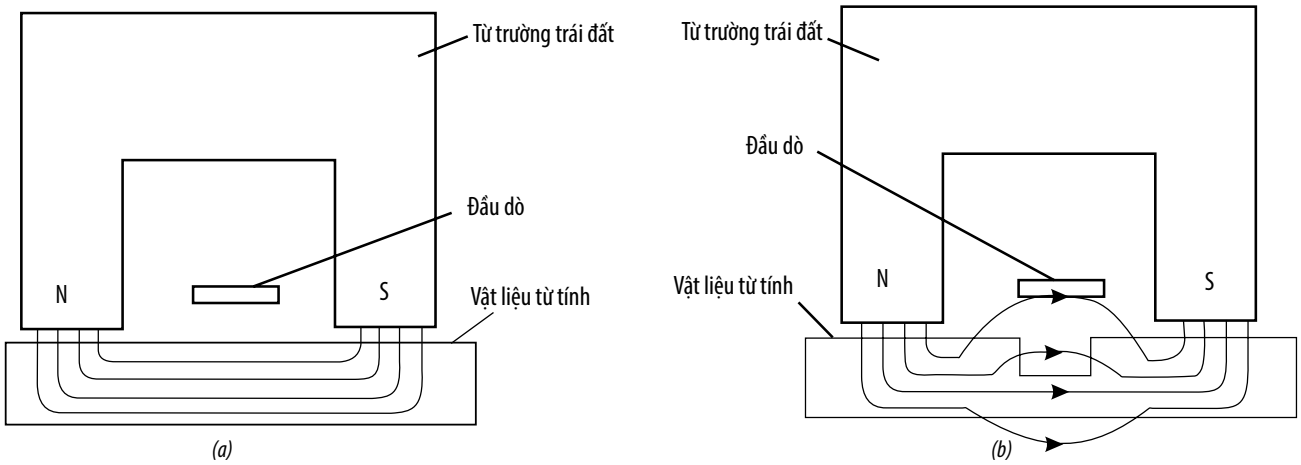
Kỹ thuật nhớ từ (Metal Magnetic Memory - MMM) được phát triển đầu tiên ở Nga năm 1997 [5], dựa trên hiệu ứng giảo từ Villari [6, 7], mà ở đó ứng suất tác dụng lên vật liệu sắt từ gây ra sự sắp xếp lại các miền từ. Khi chịu tác động của từ trường ngoài như từ trường trái đất, từ trường tự cảm do vật liệu tạo ra sẽ gây sự thay đổi từ trường xung quanh vật liệu (Hình 2). Bằng cách đo phân bố từ trường trên bề mặt vật liệu cho phép phát hiện các vị trí bất thường của vật liệu từ và phương pháp nhớ từ được dùng như công cụ kiểm tra định tính định kỳ để đánh giá mức độ của ứng suất tập trung trong vật liệu [8, 9]. Theo đó, khi một khối vật liệu có từ tính (sắt, thép) chịu tác dụng của ứng suất, đặt trong từ trường của trái đất, nếu vật liệu không thay đổi về hình dáng kích thước (không có khuyết tật), từ thông phát ra từ vật liệu sẽ ổn định. Trong trường hợp vật liệu có sự thay đổi về hình dạng và kích thước hoặc khuyết tật trên vật liệu, dẫn đến ứng suất tập trung tại các điểm thay đổi đó và làm biến đổi từ thông theo các mức độ khác nhau phụ thuộc vào ứng suất mà các điểm đó đang chịu, gây nên hiện tượng từ giảo ngược hay còn



Hình 1. *Hiệu ứng từ giảo - Từ trường đều áp đặt gây ra sự thay đổi kích thước của mẫu vật liệu từ*

gọi là hiệu ứng Villari. Hiệu ứng này vẫn tồn tại một thời gian kể cả sau khi ứng suất không còn nữa. Khảo sát mức biến thiên từ thông trên toàn bộ khối vật liệu bằng thiết bị đo từ trường cho phép phát hiện từ trường bất thường tại các vị trí có ứng suất tập trung, từ đó, xác định chính xác các vị trí/khu vực xuất hiện khuyết tật. Mặc dù không định lượng được mức độ hư hỏng, việc tầm soát và phát hiện sớm các bất thường giúp phòng ngừa sự cố cho thiết bị đường ống [10 - 13]. Kỹ thuật MMM tương đối giống với kỹ thuật kiểm tra từ trường rò (Magnetic Flux Leakage Testing - MFL), cả 2 phương pháp đều đo từ trường xung quanh cấu kiện sắt từ, tuy nhiên có sự khác biệt khá lớn. Kỹ thuật kiểm tra từ trường rò yêu cầu phải đặt từ trường ngoài có cường độ lớn lên vật cần kiểm tra và được áp dụng chủ yếu để kiểm tra các khuyết tật hình học; trong khi kỹ thuật MMM chỉ dùng địa từ trường yếu (từ trường trái đất) và hiệu ứng rất nhạy với ứng suất. Thông thường trong thực tế, có thể có cả khuyết tật hình học và vùng tập trung ứng suất cục bộ trong các cấu trúc sắt từ; trong đó tín hiệu do khuyết tật hình học gây nhiễu từ trường rò và tín hiệu do tập trung ứng suất gây ra dị hướng cục bộ [10]. Ưu điểm nổi bật của kỹ thuật MMM là có thể phát hiện vùng tập trung ứng suất (SCZ). Các khu vực ứng suất cao thường là các vị trí nhạy cảm, dễ hư hỏng. Do đó, MMM là phương pháp có khả năng dự đoán các khu vực đang phát triển dị thường trước khi vật liệu bị phá hủy, có thể phát hiện ứng suất tập trung, phân tích tất cả các khu vực chịu ứng suất cao, bao gồm dị thường, ăn mòn và ứng suất uốn, làm cho phương pháp toàn diện hơn các công nghệ hiện có. Tuy nhiên, sự biến thiên từ trường do ứng suất tập trung gây ra thường nhỏ, theo bậc 10 μT, trên sự biến thiên trong trường nền (trái đất) trong khoảng 40 - 60 μT. Do đó, việc chế tạo thiết bị đo từ trường trong khoảng này gặp nhiều khó khăn [4]. Sự ra đời của các dụng cụ đo từ trường nhỏ, gọn có thể cầm tay gần đây đã giúp cho việc đo đạc và giải thích các tín hiệu từ trường thu được trở nên khả thi.

Trên thế giới đã có các nghiên cứu về ứng dụng này, trong đó nổi bật là các sản phẩm phần mềm mô phỏng và các đầu dò phát hiện khuyết tật kim loại. Các công bố chỉ dừng ở sản phẩm nghiên cứu và đăng ký bản quyền, rất ít sản phẩm được thương mại hóa. Một số sản phẩm thương mại đã được bán trên thị trường như Magnetostrictive Linear Position Sensor - MTS (Mỹ), Magnetostrictive Sensor - SwRI (Mỹ). Đặc biệt, các sản phẩm thiết bị hoàn chỉnh phục vụ cho quá trình phát hiện khuyết tật đường ống, thiết bị trên cơ sở nguyên lý từ giảo nghịch vẫn chưa được phát triển trên thị trường.



Hình 2. *Hình ảnh từ thông của vật liệu từ tính trong từ trường đều (a) khi không xuất hiện khuyết tật và (b) khi xuất hiện khuyết tật*

Hình 3. *Sơ đồ nguyên lý ứng dụng hiệu ứng Villari trong phát hiện khuyết tật vật liệu từ*

Ở Việt Nam, việc sử dụng nguyên lý từ giảo nghịch hiện nay còn rất hạn chế [15]. Do đó việc nghiên cứu nhằm thiết kế, chế tạo thiết bị có thể đo sự rò rỉ từ trường "tự nhiên" (SMLF) từ các vị trí bất thường - ứng suất tập trung mà không yêu cầu áp đặt từ trường bên ngoài (trên cơ sở nguyên lý Villari) cho phép cảnh báo sớm khuyết tật có ý nghĩa ứng dụng thực tế. Bài báo giới thiệu thiết bị đo từ trường được chế tạo bởi Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và các kết quả thử nghiệm ban đầu về phát hiện ứng suất tập trung trên các mẫu thép dưới tác động của ứng suất.

2. Thiết kế, chế tạo thiết bị thu nhận tín hiệu từ trường

2.1. Cấu tạo thiết bị

Bản mạch chính được kết nối từ 4 phần riêng biệt là khối cảm biến, khối khuếch đại vào lọc nhiễu, khối chuyển đổi tương tự - số và khối hiển thị, giao tiếp trên máy tính.

Khối cảm biến gồm nguồn nuôi và cảm biến. Nguồn nuôi cung cấp nguồn dòng điện hoặc điện áp cho cảm biến đồng thời cung cấp nguồn cho các linh kiện trong mạch khuếch đại, bộ chuyển đổi tương tự - số và các mạch hiển thị. Cảm biến được lựa chọn là cảm biến 3 chiều của Honeywell với độ nhạy cao, cảm biến từ trường hoạt động theo nguyên lý từ trường khổng lồ - GMR. Đây là loại cảm biến lai gồm 1 cảm biến 2 trục và 1 cảm biến 1 trục với khoảng đo ±2 Gs.

Khối khuếch đại vào lọc nhiễu là bộ phận sử dụng các mạch để lọc các nhiễu từ môi trường. Trong nghiên cứu chế tạo thiết bị này, khối 3 tầng khuếch đại đã được sử dụng.

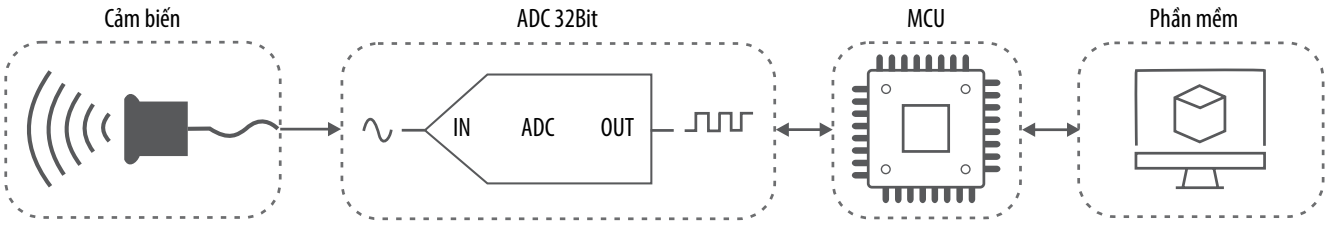
Khối chuyển đổi tương tự - số (ADC): Mạch chuyển đổi tương tự sang số (chuyển đổi tín hiệu analog sang tín hiệu digital) là linh kiện bán dẫn thực hiện chuyển đổi đại lượng vật lý tương tự liên tục được thu nhận từ cảm biến sang giá trị số nhằm biểu diễn độ lớn của đại lượng đó. Cảm biến từ có khả năng thu nhận tín hiệu từ thông qua tín hiệu đầu ra là điện áp. Bộ chuyển đổi tương tự sang số IC ADS1262 có độ phân giải rất cao và bộ khuếch đại có thể lập trình và khả năng kháng nhiễu tốt.

Khối hiển thị, giao tiếp máy tính là bộ phận giúp quan sát trực tiếp các tín hiệu trên màn hình máy tính, đồng thời cho phép lưu trữ các giá trị đo được trong máy tính hoặc trong các thẻ nhớ.

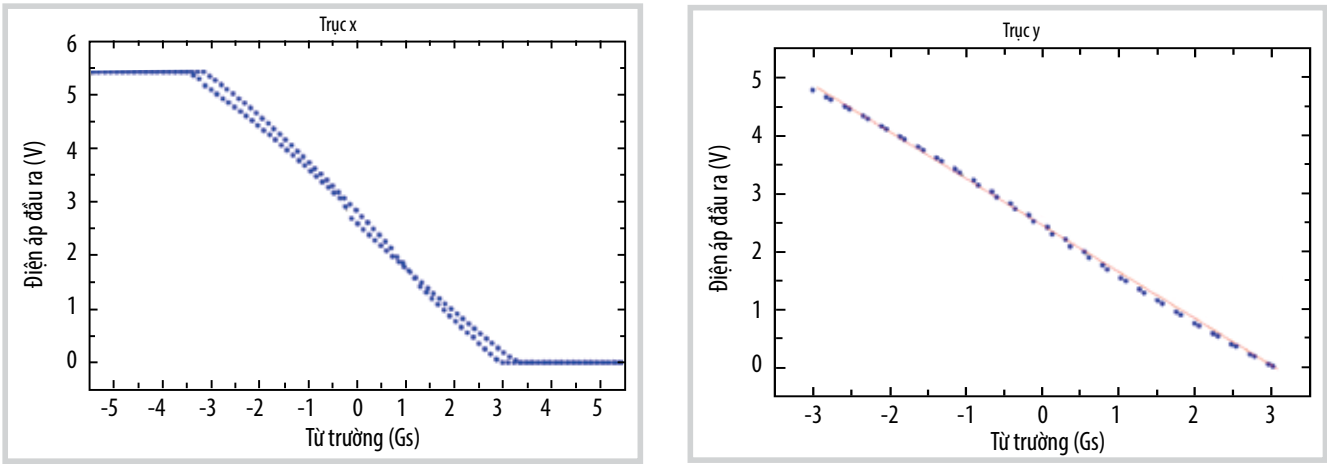
2.2. Khảo sát đặc trưng của cảm biến từ

Cảm biến từ của Honeywell được sử dụng là đầu dò từ trường dạng tuyến tính. Đầu ra của cảm biến là tín hiệu điện áp, tỷ lệ thuận với từ trường áp đặt vuông góc với bề mặt trên của cảm biến. Để kiểm tra đặc tính của cảm biến trước khi chế tạo thiết bị, tương quan giữa điện áp đầu ra của cảm biến với sự thay đổi từ trường ngoài đã được khảo sát.

Từ trường ngoài áp đặt là từ trường đều, được tạo ra bởi các cuộn dây (từ trường Helmholtz); ở đó, cường độ từ trường tạo ra trong các cuộn dây được điều khiển bằng



Hình 4. *Sơ đồ ghép nối bản mạch*



(a) *(b)*

Hình 5. *Quan hệ giữa tín hiệu đầu ra của cảm biến và từ trường ngoài áp đặt theo 2 phương trục x (a) và trục y (b)*

(a) *(b)*

Hình 6. *Hình dạng và các điểm đo của mẫu (a) và khuyết tật nhân tạo trên mẫu (b)*

dòng điện một chiều không đổi đi qua. Tín hiệu đầu ra của cảm biến được lấy thông qua vôn kế có độ chính xác cao, được kết nối máy tính. Tương quan giữa tín hiệu đầu ra của cảm biến theo từ trường ngoài áp đặt được mô tả trên Hình 5.

Kết quả thu được cho thấy sự biến thiên điện thế đầu ra của cảm biến theo từ trường áp đặt là tỷ lệ thuận trong vùng từ trường -3 Gs đến 3 Gs (tương ứng với từ trường từ -300 µT đến 300 µT). Ngoài vùng từ trường này cảm biến đạt trạng thái bão hòa. Cảm biến được lựa chọn là phù hợp để đo từ trường rò sinh ra trên từ trường tự nhiên của trái đất.

Với các đặc tính của cảm biến và cấu hình của thiết bị đã được thiết kế, các bản mạch in được lắp đặt linh kiện tạo thiết bị mẫu để đánh giá các đặc tính từ của các mẫu kim loại từ chịu tác động của ứng suất trong trường hợp có và không có khuyết tật.

3. Thử nghiệm đo từ trường trên mẫu thép chịu ứng suất

3.1. Chuẩn bị mẫu

Các mẫu thép thử nghiệm được chế tạo từ thép API 5L, vật liệu được sử dụng rộng rãi trong chế tạo các đường ống vận chuyển dầu khí. Mẫu thử nghiệm dạng phẳng, hình chày, kích thước đoạn giãn dài khảo sát là 190 × 10 × 2 mm (Hình 6). Độ nhám bề mặt Ra là 1,6 mm. Hai đầu được đục lỗ để có thể lắp vào thiết bị thử nghiệm kéo.

Mẫu được đánh dấu các điểm đo, mỗi điểm cách đều nhau 10 mm. Khuyết tật được tạo chính giữa mẫu để tạo ứng suất tập trung khi mẫu được thử nghiệm kéo. Để tránh ứng suất dư ảnh hưởng đến các kết quả đo từ trường sau này, các khuyết tật được tạo thành bằng phương pháp ăn mòn điện hóa, sử dụng dòng điện anode một chiều không đổi áp đặt lên trên mẫu. Hình dạng, kích thước và độ sâu khuyết tật được khống chế bằng diện tích phần mẫu tiếp xúc với dung dịch điện ly và điện lượng đi qua mẫu.

3.2. Ứng suất kéo

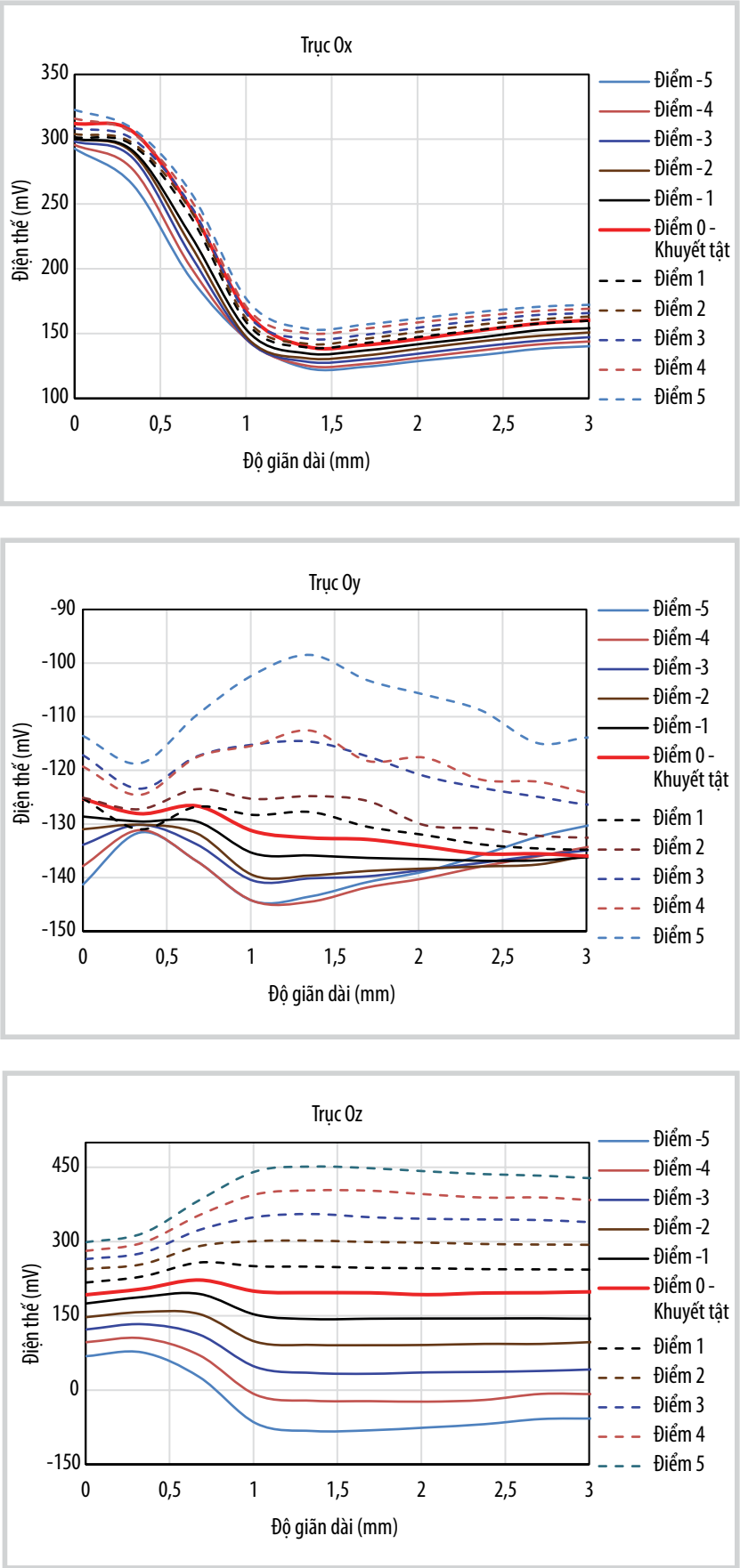
Để kiểm tra khả năng phát hiện ứng suất tập trung của thiết bị tự chế tạo bằng hiệu ứng từ trường đàn hồi, mẫu thép được lắp trên thiết bị thử nghiệm kéo dạng cơ học DLR để tạo ứng suất kéo. Trong quá trình kéo, mỗi mẫu thử được định vị thẳng đứng giữa các giá đỡ trên và dưới của máy thử nghiệm. Ứng suất kéo được áp đặt lên mẫu thử thông qua độ giãn dài của mẫu. Các giá trị từ trường của các điểm trên mỗi đường đo được thu thập tại một độ giãn dài xác định trước. Sau mỗi phép đo, mẫu lại được kéo giãn tương ứng với độ giãn dài cao hơn và quy trình trên được lặp lại cho đến khi mẫu bị đứt gãy.

3.3. Thử nghiệm đo từ trường

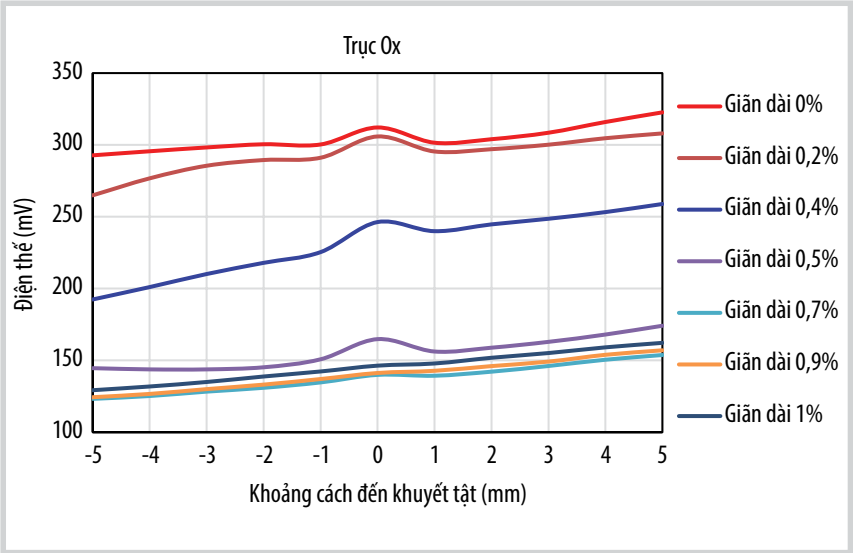
Các giá trị từ trường được đo bằng thiết bị tự chế tạo. Đầu dò cảm biến của thiết bị được di chuyển dọc theo chiều dài của mẫu thử nghiệm với khoảng cách không đổi so với bề mặt mẫu; các mẫu chịu ứng suất kéo tương ứng với độ giãn dài của mẫu thử nghiệm. Thiết bị đo từ trường xác định độ biến thiên từ trường ngoài tạo ra xung quanh mẫu thép. Các kết quả từ trường được ghi nhận và phân tích, đánh giá và xác định vị trí có ứng suất tập trung (tương ứng với vị trí khuyết tật dưới tác động của lực kéo cơ học).

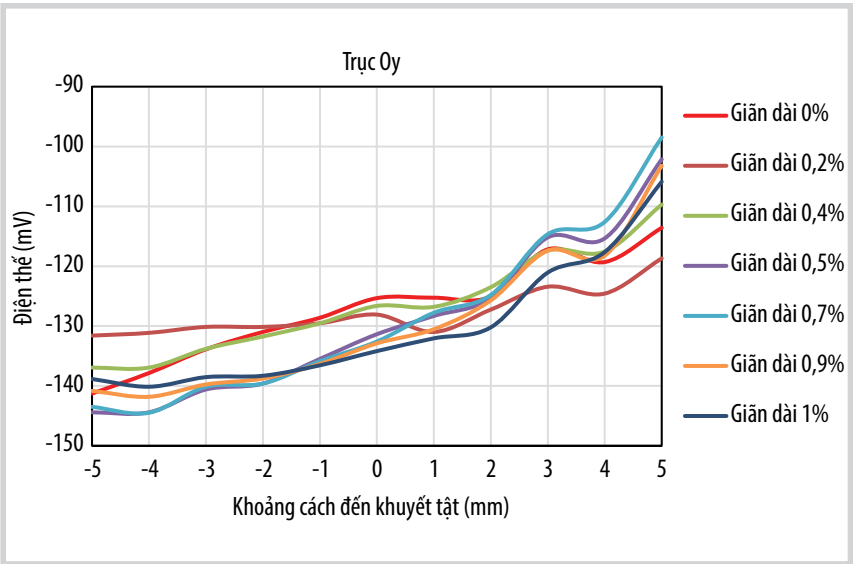
4. Kết quả thu được

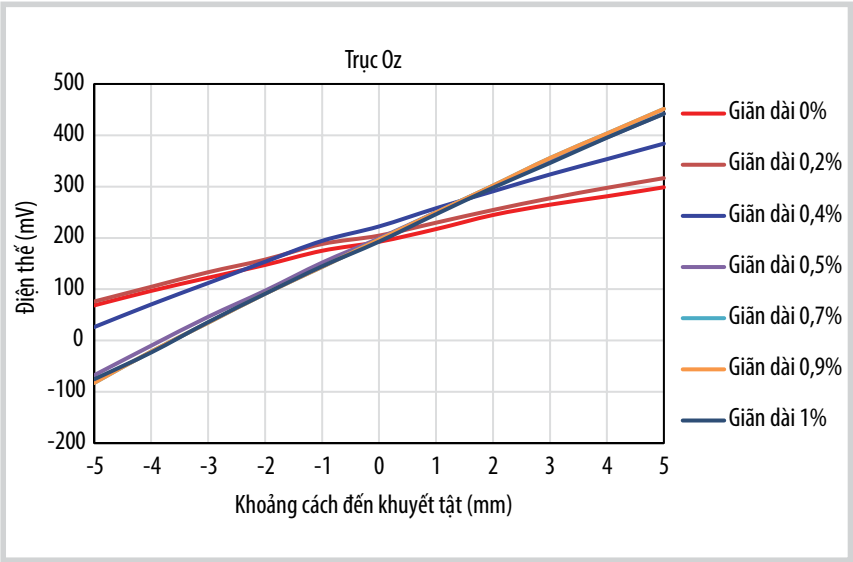
Thiết bị đo từ trường tự chế tạo đã được sử dụng để khảo sát sự biến đổi từ trường trái đất xung quanh mẫu kim loại có khuyết tật nhân tạo dưới tác dụng của ứng suất kéo. Cảm biến được di chuyển song song dọc bề mặt mẫu và cách bề mặt mẫu 2 cm. Các tín hiệu từ trường được thu nhận theo 3 trục Ox - phương song song với chiều dài mẫu, Oy - phương song song với chiều ngang của mẫu và Oz - phương vuông góc với bề mặt mẫu. Các kết quả khảo sát từ trường tại các điểm -5, -4, -3, -2, -1 cm và



Hình 7. *Sự biến thiên từ trường theo độ giãn dài của các mẫu thép thử nghiệm*







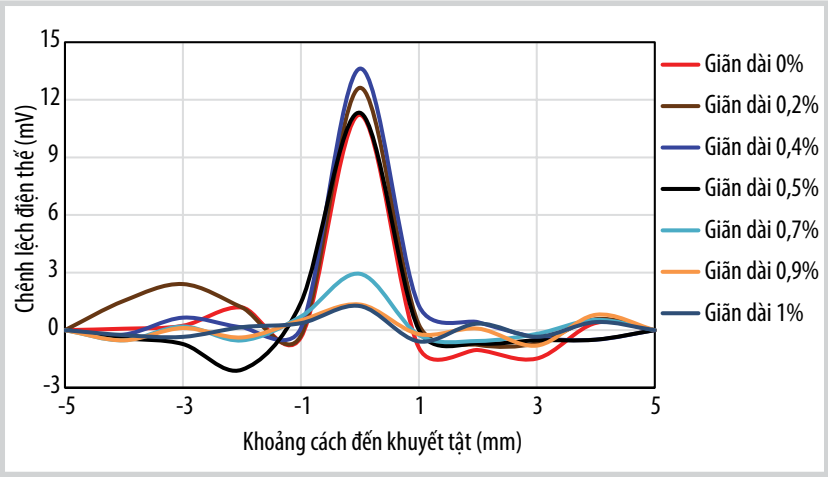
Hình 8. *Sự biến thiên từ trường dọc theo chiều dài mẫu chịu tác động của ứng suất kéo*

1, 2, 3, 4, 5 cm so với khuyết tật nhân tạo (điểm 0) tại các ứng suất kéo tác động lên mẫu thép tương ứng với các giá trị độ giãn dài khác nhau của mẫu đã được ghi nhận.

Hình 7 biểu diễn sự biến thiên từ trường theo độ giãn dài của mẫu thép trong quá trình thử nghiệm kéo. Kết quả thu được cho thấy từ trường biến đổi mạnh khi độ giãn dài của mẫu < 1 mm. Tại thời điểm mẫu bị kéo giãn tương ứng với ứng suất kéo tăng, từ trường có sự biến đổi mạnh trên cả 3 trục Ox, Oy và Oz. Khi mẫu bị kéo giãn > 1 mm, tương ứng với độ giãn dài tương đối trên 0,5%, từ trường có xu hướng ít biến đổi, có thể dự đoán kim loại đã chuyển sang trạng thái biến dạng dẻo.

Sự biến thiên của từ trường thu được qua vị trí có khuyết tật (điểm 0) ứng với độ giãn dài khác nhau được biểu diễn trên Hình 8. Do lực kéo tác dụng dọc chiều dài mẫu theo phương trục Ox nên sự tác động lực và biến dạng mẫu theo phương Ox là rõ ràng và từ trường có sự biến thiên lớn nhất. Khi độ giãn dài tương đối của mẫu < 0,5%, tương ứng với vùng đàn hồi của mẫu kim loại, dễ dàng phát hiện ra vị trí khuyết tật thông qua sự thay đổi từ trường xung quanh khuyết tật. Tuy nhiên khi độ giãn dài > 0,5%, kim loại có khả năng chuyển sang trạng thái biến dạng dẻo, moment từ đạt trạng thái bão hòa do đó từ trường ít biến đổi và không thấy rõ sự khác biệt từ trường xung quanh vị trí khuyết tật.

Các đường ống và thiết bị áp lực luôn được thiết kế để hoạt động trong trạng thái biến dạng đàn hồi của vật liệu. Do đó, thiết bị đo từ trường chế tạo được có thể xác định từ trường rò bất thường tạo ra tại các vị trí khuyết tật của vật liệu sắt từ làm việc trong vùng đàn hồi có ý nghĩa lớn trong việc áp dụng thực tế.



Hình 9. *Biến thiên điện thế dọc theo chiều dài mẫu chịu tác động của ứng suất kéo*

Ngoài địa từ trường (từ trường trái đất), từ trường bất thường tạo ra do ứng suất tập trung, từ trường đo được còn có thể do các nguồn khác như từ trường của nguồn điện, các vật liệu, thiết bị bằng sắt thép xung quanh… Do đó, để loại bỏ các từ trường nền và nhiễu, chỉ quan tâm đến từ trường rò "tự nhiên" sinh ra từ khuyết tật do sự tập trung ứng suất, sự biến thiên từ trường (gradient từ trường) dọc theo chiều dài mẫu thử nghiệm tại các ứng suất kéo khác nhau (tương ứng với độ giãn dài của mẫu thử nghiệm) đã được xác định và biểu thị trên Hình 9. Các kết quả thu được cho thấy trong vùng biến dạng đàn hồi của vật liệu, tại vị trí khuyết tật (điểm 0), tương ứng với ứng suất tập trung lớn nhất, có thể quan sát rõ sự biến thiên từ trường lớn nhất chứng tỏ khả năng của thiết bị chế tạo được trong việc phát hiện, dự báo các vị trí khuyết tật của của vật liệu sắt chịu áp lực thông qua các vị trí từ trường bất thường.

5. Kết luận

Trên cơ sở nguyên lý Villari, thiết bị cảnh báo sớm khuyết tật bằng phương pháp từ đã được Viện Dầu khí Việt Nam chế tạo thành công, với phạm vi làm việc từ -300 µT đến 300 µT. Thiết bị đã được thử nghiệm đo từ trường rò đối với mẫu thép API 5L có khuyết tật nhân tạo dưới tác dụng của ứng suất kéo cho các kết quả ban đầu khả quan. Thiết bị ghi nhận từ trường xung quanh các mẫu thép dạng chày trong quá trình thử nghiệm kéo đã cho thấy rõ sự biến thiên đáng kể của từ trường ở độ giãn dài < 1 mm (tương ứng với trạng thái biến dạng đàn hồi của vật liệu). Trong trường hợp có khuyết tật, thiết bị có khả năng phát hiện sự thay đổi của từ trường tại các vị trí khuyết tật do tập trung ứng suất. Các nghiên cứu đạt được đã mở ra hướng nghiên cứu mới chế tạo thiết bị kiểm tra không phá hủy xác định các nguy cơ hư hỏng tiềm tàng mà không cần tiếp xúc trực tiếp với bề mặt kim loại.

Tài liệu tham khảo

[1] Ravi Prakash, *Non-destructive testing techniques.* New Age Science, 2009.

[2] J.P. Joule, "On the effects of magnetism upon the dimensions of iron and steel bars", *The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science*, Vol. 30, pp. 76 - 87, 1847. DOI: 10.1080/14786444708645656.

[3] E. Villari, "Change of magnetization by tension and by electric current", *Annals of Physics and Chemistry*, Vol. 126, pp. 87 - 122, 1865.

[4] Punit Arora, P.K.Singh, V.Bhasin, K.K.Vaze, D.M.Pukazhendhi, P.Gandhi, and G.Raghava, "Fatigue crack growth behavior in pipes and elbows of carbon steel and stainless steel materials", *Procedia Engineering*, Vol. 55, pp. 703 - 709, 2013. DOI: 10.1016/j.proeng.2013.03.318.

[5] A.A. Dubov, "A study of metal properties using the methode of magnetic memery", *Metal Science and Heat Treatment*, Vol. 39, pp. 401 - 405, 1997.

[6] Le Sun, Xin'en Liu, and Hongpan Niu, "A method for identifying geometrical defects and stress concentration zones in MMM technique", *NDT & E International*, Vol. 107, 2019. DOI: 10.1016/j.ndteint.2019.102133.

[7] Anatolii A. Dubov and Sergey Kolokolnikov, "Technical diagnostics of equipment and constructions with residual life assessment using the method of metal magnetic memory", *17th World Conference on Nondestructive Testing, Shanghai, China, 25 - 28 October 2008*.

[8] M.Roskosz and P.Gawrilenko, "Analysis of changes in residual magnetic field in loaded notched samples", *NDT & E International*, Vol. 41, No. 7, pp. 570 - 576, 2008. DOI: 10.1016/j.ndteint.2008.04.002.

[9] Shi Changliang, Dong Shiyun, Xu Binshi and He Peng, "Stress concentration degree affects spontaneous magnetic signals of ferromagnetic steel under dynamic tension load", *NDT & E*

International, Vol. 43, No. 1, pp. 8 - 12, 2010. DOI: 10.1016/j.ndteint.2009.08.002.

[10] Caoyuan Pang, Jianting Zhou, Ruiqiang Zhao, Hu Ma and Yi Zhou, "Resear on internal force detection method of steel bar in plastic and yielding stage based on metal magnetic memory", *Materials*, Vol. 12, No. 7, 2019. DOI: 10.3390/ma12071167.

[11] Guo Pengju, Chen Xuedong, Guan Weihe, Cheng Huayun, and Jiang Heng, "Effect of tensil stress on the variation of magnetic field of low-alloy steel", *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, Vol. 323, No. 20, pp. 2474 - 2477, 2011. DOI: 10.1016/j.jmmm.2011.05.015.

[12] Shangkun Ren and Xianzhi Ren, "Studies on law of stress-magnetization based on magnetic memory testing technique", *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, Vol. 449, pp. 165 - 171, 2018. DOI: 10.1016/j.jmmm.2017.09.050.

[13] Dong Lihong, Xu Binshia, Dong Shiyuna, Chen Qunzhic, and Wang Dan, "Variation of stress-induced magnetic signals during tensile testing of ferromagnetic steels", *NDT&E International*, Vol. 41, No. 3, pp. 184 - 189, 2008. DOI: 10.1016/j.ndteint.2007.10.003.

[14] Stephen G.H. Staples, *"Using magnetostriction and the villari effect to detect anomalies in steel materials"*, PhD Transfer Report, June 26, 2012.

[15] Nguyễn Thị Lê Hiền, Đoàn Thành Đạt và Lê Thị Phương Nhung, "Sử dụng nguyên lý Villari và kỹ thuật nhớ từ trong kiểm tra vật liệu từ chịu lực", *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, tr. 60 - 66, 2020.

DESIGN AND ASSEMBLY OF AN APPARATUS SYSTEM BASED ON THE VILLARI EFFECT FOR DETECTING STRESS CONCENTRATION ZONE ON FERROMAGNETIC MATERIALS

Nguyen Thi Le Hien, Doan Thanh Dat
Vietnam Petroleum Institute
Email: hienntl@vpi.pvn.vn

Summary

This paper presents the study results on the fabrication of a structural integrity assessment apparatus by determining stress concentration zones in pressure pipeline and equipment. The apparatus uses a triaxial magnetic field sensor to measure magnetic field components in three axes 0x, 0y, and 0z, in the working range of the magnetic field from -300 µT to 300 µT. The investigation of the self-magnetic leakage field by this apparatus in the API 5L steel specimens under tensile stress shows a high variation of the magnetic field at a steel elongation lower than 1 mm (corresponding to the elastic deformation state of the material). In the case of an artificial defect, the apparatus can detect a change in the magnetic field caused by stress concentration.

Key words: Magnetic field apparatus, stress concentration zone, integrity assessment, defect detection, self-magnetic flux leakage.

TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 1 - 2021, trang 76 - 81
ISSN 2615-9902

CHUYỂN ĐỔI SỐ TRONG LĨNH VỰC NĂNG LƯỢNG: 3 BÀI HỌC CÓ THỂ GIÚP CÁC CÔNG TY NĂNG LƯỢNG BỨT PHÁ

Tóm tắt

Nhu cầu chuyển đổi số ngày càng tăng, các rào cản đối với sự thay đổi ngày càng giảm, nhưng "sức ỳ" vẫn là trở ngại lớn đối với quá trình chuyển đổi số của các công ty năng lượng. Nghiên cứu của McKinsey [1] chỉ ra 3 bài học có thể giúp các công ty năng lượng bứt phá, nếu chuyển đổi số thành công sẽ cải thiện 2 - 10% sản lượng và năng suất, tiết giảm 10 - 30% chi phí. Nếu thực hiện ở quy mô lớn, sẽ tác động đáng kể đến khả năng cạnh tranh của doanh nghiệp.

Từ khóa: Chuyển đổi số, năng lượng, kỹ thuật số, dầu khí.

1. Giới thiệu

Trong 2 năm qua, các công ty năng lượng đã từng bước khám phá các khả năng của kỹ thuật số thông qua việc thử nghiệm phân tích, số hóa quy trình và tự động hóa. Với sự am hiểu về kỹ thuật và bề dày kinh nghiệm sẵn có, các doanh nghiệp này cho rằng sẽ dễ dàng khai thác được giá trị từ chuyển đổi số. Nhưng thực tế khó khăn hơn, các doanh nghiệp chưa đạt được giá trị kinh doanh bền vững từ kỹ thuật số do chưa lường hết các thách thức từ đặc thù của lĩnh vực năng lượng. Để vượt qua thách thức đó đòi hỏi các công ty năng lượng phải cam kết chuyển đổi và có hành động quyết liệt hơn trước đây.

Covid-19 đã làm xáo trộn những triển vọng về chuyển đổi số trong lĩnh vực năng lượng. Một số doanh nghiệp phải tập trung vào nguồn tiền và cố gắng để tồn tại thay vì chuyển đổi số. Nhưng đối với các công ty năng lượng có đủ nguồn lực để vượt qua khủng hoảng, Covid-19 đã làm được 2 điều: (1) khẳng định kỹ thuật số là chìa khóa để tồn tại khi chi phí và khả năng thích ứng đều sẽ ở mức cao hơn; (2) hạ thấp các rào cản đối với quá trình chuyển đổi số bằng cách buộc các doanh nghiệp từ bỏ cách thức hoạt động kinh doanh thông thường.

Chuyển đổi số là cần thiết và hoàn toàn có thể thực hiện được. McKinsey giới thiệu các giải pháp cần để thực hiện chuyển đổi số trong lĩnh vực năng lượng, một số bài học kinh nghiệm ban đầu về chuyển đổi số trong lĩnh vực năng lượng cũng như ở một số lĩnh vực khác. Những bài học này là đúng trước khi đại dịch Covid-19 xảy ra và vẫn đúng đến thời điểm hiện nay - sẽ giúp các công ty năng lượng có đủ nguồn lực đầu tư hiệu quả cho chuyển đổi số.

2. Vai trò của chuyển đổi số trong lĩnh vực năng lượng

Để đem lại giá trị thực sự, điều quan trọng là các công ty năng lượng phải thực hiện đổi mới kỹ thuật số trên quy mô toàn cầu. Sức mạnh của kỹ thuật số sẽ nâng cao hiệu quả hoạt động và quản lý, đảm bảo nguồn năng lượng cần thiết cho phát triển mà không làm tổn hại đến môi trường.

Chuyển đổi số còn có ý nghĩa đối với các công ty năng lượng khi đang phải đối mặt với những thay đổi chưa từng có trong hệ thống năng lượng: cạnh tranh hơn, phức tạp hơn và khó dự báo hơn. Tỷ suất lợi nhuận đang chịu áp lực trong khi phạm vi được phép sai sót ngày càng thu hẹp.

Những thay đổi trên sẽ tác động đến tất cả các bên liên quan:

- Các công ty khai thác dầu khí đối mặt với sự biến động giá cả, nhu cầu tiêu thụ và sự năng động, linh hoạt của các loại năng lượng phi truyền thống;
- Các nhà phân phối đối mặt với mạng lưới phân phối ngày càng phân tán, phức tạp hơn và kỳ vọng của khách hàng ngày càng cao;
- Các nhà máy lọc dầu phải thích ứng với sự bất trắc mang tính toàn cầu về các nguồn nguyên liệu mới và các nhu cầu mới;
- Các công ty năng lượng tái tạo phải tồn tại và phát triển trong bối cảnh cạnh tranh ngày càng gia tăng;
- Các công ty dịch vụ phải cơ cấu lại mô hình phân phối để đáp ứng kỳ vọng mới của khách hàng về hiệu quả kỹ thuật số;
- Các công ty kỹ thuật, mua sắm và xây dựng gặp khó khăn trong việc thực hiện các dự án quan trọng cho tương lai.

Chuyển đổi số là một trong số ít các giải pháp có thể đối phó với sự thay đổi này bằng cách áp dụng phân tích dự đoán để dự báo tốt hơn; sử dụng dữ liệu để cung cấp thông tin tốt hơn cho các quyết định đúng chỗ và đúng thời điểm; ứng dụng số hóa và tự động hóa để tận dụng mọi cơ hội tiết giảm chi phí và đẩy nhanh tiến độ triển khai.

Thống kê cho thấy các công ty năng lượng áp dụng chuyển đổi số thành công đã cải thiện 2 - 10% sản lượng và năng suất, tiết giảm 10 - 30% chi phí. Nếu thực hiện ở quy mô lớn, sẽ tác động đáng kể đến khả năng cạnh tranh của doanh nghiệp (Hình 1).

3. Những thách thức của chuyển đổi số trong lĩnh vực năng lượng

Trong 2 năm qua, các công ty năng lượng đã rút ra các bài học kinh nghiệm khi nỗ lực để chuyển đổi số nhưng không thành công. Một số công ty năng lượng đôi khi lạm dụng tính đặc thù để giải thích việc không thể áp dụng những phương pháp đổi mới kỹ thuật số của các ngành khác. McKinsey đã chỉ ra những thách thức ngành năng lượng phải đối diện khi chuyển đổi số:

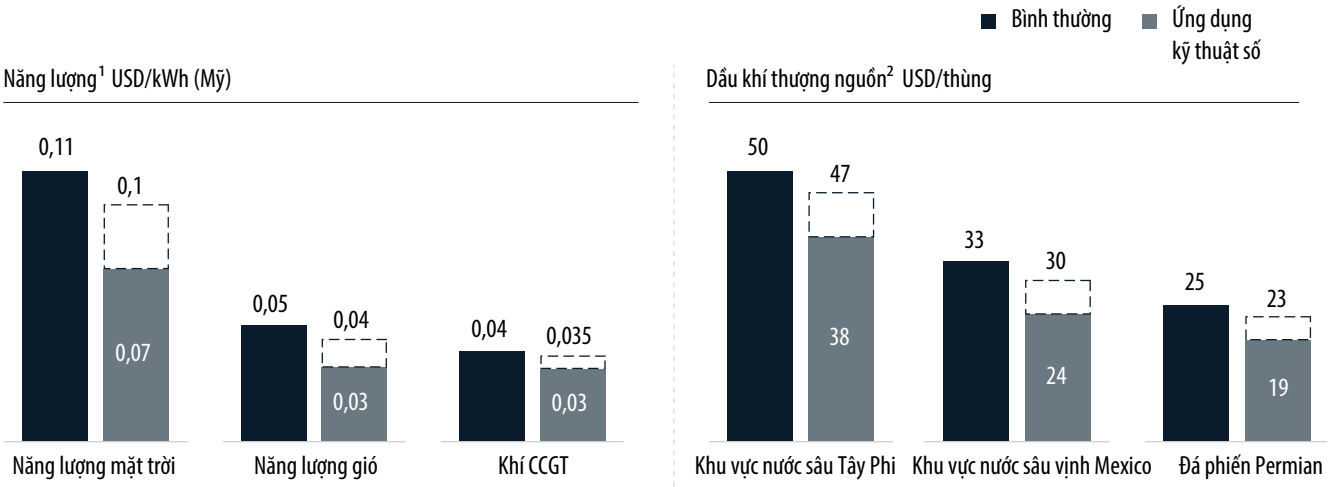
Yếu tố vật lý: Năng lượng là ngành kinh doanh nhạy cảm với các quy luật vật lý phức tạp liên quan đến các hoạt động địa chất, bức xạ mặt trời, động lực gió,... khiến cho hoạt động năng lượng về cơ bản là khó khăn, và các dự án năng lượng đều đòi hỏi vốn đầu tư lớn. Trong lĩnh vực năng lượng, các ứng dụng kỹ thuật số phải tuân theo các quy luật tự nhiên và được thực hiện để bảo vệ sức khỏe tài sản và nguồn lực. Các đề xuất đầu tư vào công nghệ trong lĩnh vực năng lượng phải chứng minh được khả năng đem lại hiệu quả khi tích hợp vào các hoạt động này.

Rủi ro sức khỏe và an toàn: Để tránh những rủi ro tiềm ẩn có thể dẫn đến các sự cố nghiêm trọng, các công ty năng lượng phải thực thi các quy định của quốc gia đến quốc tế. Kết quả khiến các công ty năng lượng luôn cố gắng kiểm soát mọi vấn đề thông qua các quy trình chi tiết và nghiêm ngặt, dẫn đến chậm thay đổi.

Văn hóa tư duy kỹ thuật: Thực tế là lãnh đạo của các công ty năng lượng thường đã hoặc hiện vẫn là kỹ sư và bị ảnh hưởng kiểu tư duy kỹ thuật: ưa thích các dự án lớn, toàn diện; ưu tiên tìm kiếm giải pháp hoàn hảo ngay từ đầu; lập kế hoạch chi tiết ở mức cao nhất; ưu tiên phân tích và xử lý nghiêm ngặt hơn là phán đoán nhạy bén và linh hoạt.

Phụ thuộc nhiều vào bên thứ ba: Công việc của các công ty năng lượng phụ thuộc vào chuỗi cung ứng rộng và bao gồm nhiều khâu. Sự hợp tác với nhà cung cấp được ngành năng lượng coi là yếu tố trọng tâm để đem đến kết quả cuối cùng (khai thác một thùng dầu, sản xuất 1 kW điện…).

Sự nghiệp dài, phạm vi tiếp xúc hẹp: Nhiều lãnh đạo của công ty năng lượng đã làm việc tại một doanh nghiệp trong ít nhất 30 năm - điều bất thường đối với ngày nay - và thăng tiến tuần tự theo thời gian nhờ cách quản lý



(CCGT: combined cycle gas turbine: turbine khí chu trình hỗn hợp).

[1]Giả định số liệu trung bình của Mỹ cho tất cả các nhà máy đang hoạt động và thu nhỏ vốn đầu tư từ các nguồn được liệt kê cho việc xây dựng mới.

[2]Chi phí cho mỗi thùng dầu tương đương được ước tính dựa trên tài sản đang hoạt động 2010 - 2019; OPEX và phần chính phủ dựa trên chi tiêu và sản xuất năm 2019; CAPEX cho mỗi thùng dầu tương đương ở vùng nước sâu được tính bằng tổng chi đầu tư (từ khi bắt đầu phát triển đến 2 năm sau khi bắt đầu) chia cho tổng nguồn lực; CAPEX trên mỗi thùng dầu tương đương của dầu đá phiến Permian được tính bằng CAPEX giếng chia cho EUR ước tính; các tài sản nước sâu được xác định là có độ sâu hơn 1.000 ft (304,8 m).

***Hình 1.** Kỹ thuật số ảnh hưởng đáng kể đến khả năng cạnh tranh khi được thực hiện đúng và ở quy mô lớn [1]*

thận trọng và tuân theo truyền thống, phù hợp với các giai đoạn duy trì hoạt động hơn là thúc đẩy sự phát triển bền vững và đổi mới.

Hoạt động toàn cầu: Các công ty năng lượng hiện diện ở những nơi có tài nguyên, khắp các khu vực trên thế giới với môi trường pháp lý và điều kiện hoạt động rất khác biệt: quan điểm của chính phủ đối với đầu tư năng lượng; năng lực, độ tin cậy, quy mô và chi phí của lực lượng lao động; mức độ hoàn chỉnh của chuỗi cung ứng; cách thức giải quyết các vấn đề pháp lý.

Trong khi các ngành khác chỉ phải đối mặt với 1 hoặc 2 thách thức trên thì ngành năng lượng phải giải quyết tất cả. Mỗi thách thức đều cản trở quá trình chuyển đổi số và khi cộng hưởng sẽ tạo ra sức ỳ lớn.

4. Giải pháp giúp các công ty năng lượng phá vỡ sức ỳ

Cách duy nhất để vượt qua sức ỳ chính là tác động lực đẩy đủ lớn. Các bước nhỏ như thử nghiệm và chứng minh khái niệm là quá yếu và các chương trình công nghệ lớn có nguy cơ tạo ra loại lực sai. Doanh nghiệp phải cam kết chuyển đổi số (ngoài công nghệ còn phải thay đổi cơ bản cách thức hoạt động) và sau đó tiếp tục theo đuổi.

Covid-19 mở ra cánh cửa để thúc đẩy sự thay đổi mang tính đột phá do hiện trạng bị phá vỡ, trong đó do các công ty và người lao động buộc phải đẩy nhanh việc sử dụng các công cụ kỹ thuật số cơ bản để làm việc từ xa.

Nói "chuyển đổi" thì dễ, nhưng cần làm gì để chuyển đổi số? McKinsey đã phát triển một hành trình chuyển đổi số có thể phá vỡ sức ỳ, mở ra khả năng nắm bắt giá trị quy mô lớn và bền vững (Bảng 1), gồm 3 nguyên tắc thực tế sau: (i) Đừng chỉ tài trợ, hãy sở hữu; (ii) Đừng chỉ tạo ra công cụ, hãy chuyển đổi toàn bộ quy trình làm việc; (iii) Không chuyển đổi đột ngột, hãy thực hiện từng bước nhỏ. McKinsey chỉ ra cách thức áp dụng 3 nguyên tắc này trong hành trình chuyển đổi số.

4.1. Hãy sở hữu thay vì chỉ tài trợ

Các công ty năng lượng đều có hệ thống các đơn vị sản xuất kinh doanh (doanh nghiệp) để vận hành hoạt động và các bộ phận chức năng (như công nghệ thông

Bảng 1. *Hành trình chuyển đổi số trong lĩnh vực năng lượng*

	Lộ trình	Tầm nhìn (theo quy trình làm việc)	Sản phẩm khả thi tối thiểu (MVP, Minimum viable products)	Công nghiệp hóa	Quy mô và mở rộng	Nền tảng
Mở khóa giá trị	Xác định quy trình làm việc đầu - cuối mang lại giá trị cao nhất cho doanh nghiệp ("động cơ mũi nhọn")	Hình dung lại quy trình làm việc trong tương lai để nhận được giá trị cao nhất	Nhanh chóng triển khai các sản phẩm ban đầu cho người dùng để mang lại giá trị nhanh chóng, rút kinh nghiệm và tạo bàn đạp	Hoàn thiện các MVP để đảm bảo hiệu quả trên quy mô lớn	Hiện thực hóa tầm nhìn toàn diện bằng cách mở rộng ra ngoài MVP, tái sử dụng trong các đơn vị sản xuất kinh doanh và xây dựng các sản phẩm mới	Xây dựng nhà máy kỹ thuật số bền vững, là động cơ để thực hiện chuyển đổi số cho doanh nghiệp
Dữ liệu và công nghệ	Tiến hành phân tích nhanh điểm yếu của thiết bị, công cụ, dụng cụ và cơ sở hạ tầng	Rà soát lại hệ thống cốt lõi theo hồ sơ và thực tế, thí điểm hoặc các công nghệ đã hoạch định	Thiết lập các thông lệ cơ bản tốt nhất, bao gồm phương pháp tiếp cận dựa trên API, sắp xếp công nghệ hợp lý giữa các đơn vị kinh doanh, phê duyệt bảo mật tự động	Rà soát quy chế, chuẩn bị mở rộng quy mô Thể chế hóa các công cụ hỗ trợ công nghệ	Tạo thư viện quy chế cho các nhu cầu thiết yếu/cơ bản và thiết lập quy chế để phân tích hiệu suất	Tạo ra thị trường API để cung cấp các đơn vị xây dựng có thể tái sử dụng phục vụ quá trình đổi mới liên tục
Văn hóa và năng lực	Tiến hành phân tích nhanh điểm yếu về năng lực kỹ thuật số và phi kỹ thuật số	Thu hút lãnh đạo có năng lực, hiểu biết, sáng tạo để định hướng tầm nhìn	Thúc đẩy sự tham gia trực tiếp từ các đơn vị sản xuất kinh doanh và tạo ra một cơ chế bắt buộc để đơn giản hóa các chính sách công nghệ thông tin	Thiết lập quy trình hỗ trợ người dùng để đảm bảo có thể quản lý khi mở rộng quy mô	Thể hiện giá trị của chia sẻ, tiêu chuẩn hóa và mở rộng quy mô Mở rộng cơ sở nhân tài nội bộ	Chuẩn hóa và nhân rộng mô hình hoạt động của nhà máy kỹ thuật số
Khung thời gian	4 - 12 tuần	4 - 12 tuần	8 - 12 tuần	4 - 6 tuần	2 - 8 tuần để tái sử dụng; 12 - 18 tháng mở rộng	Sau 12 - 18 tháng

tin, kỹ thuật hoặc mua sắm) có vai trò cung cấp dịch vụ cho doanh nghiệp. Rõ ràng, vai trò của doanh nghiệp là trọng yếu. Vì vậy, chuyển đổi số chỉ có thể diễn ra nếu khối này chịu trách nhiệm chuyển đổi chính mình.

Tư duy của các nhà điều hành doanh nghiệp đã thay đổi trong thời gian qua, nhưng vẫn chưa đủ. Hai năm trước, lãnh đạo các doanh nghiệp chỉ coi kỹ thuật số như 1 dự án công nghệ thông tin. Ngày nay, lãnh đạo doanh nghiệp đã nhận ra giá trị của kỹ thuật số nhưng vẫn xem đó như 1 thử nghiệm xa vời khi tài trợ không tiếc tiền theo kiểu vườn ươm kỹ thuật số thay vì vận hành trực tiếp. Các doanh nghiệp không hào hứng với chuyển đổi số trừ khi điều đó thực sự đem lại lợi ích cho chính doanh nghiệp.

Đầu tiên, các doanh nghiệp cần tích hợp công nghệ số vào các mục tiêu hoạt động và kinh doanh chính của doanh nghiệp ngoài việc chỉ cấp kinh phí. Điều này tạo ra lợi ích kép: buộc doanh nghiệp phải chịu trách nhiệm về việc tạo ra giá trị từ kỹ thuật số và đồng thời hình thành khả năng định hướng các sáng kiến kỹ thuật số nhằm phản ánh các ưu tiên thực sự của doanh nghiệp thay vì những mục tiêu viển vông của các doanh nghiệp công nghệ.

Thứ hai, doanh nghiệp cần cam kết để các bộ phận vận hành tốt nhất dành thời gian và tài năng cho chuyển đổi số. Thông thường, nếu lãnh đạo doanh nghiệp coi đổi mới kỹ thuật số là hình thức, sẽ tìm cách để các bộ phận vận hành không tốn thời gian và nỗ lực vào việc này mà tập trung vào cách kiếm tiền truyền thống: khoan giếng, ký thỏa thuận mua bán điện, vận hành nhà máy hiệu quả nhất... Nhưng nếu muốn biến kỹ thuật số thành công cụ đem lại lợi nhuận thì doanh nghiệp cần phải đưa những bộ phận/con người giỏi nhất - thường hiểu rõ văn hóa, cách thức hoạt động của doanh nghiệp, đồng thời có phán đoán tốt về cách thức chuyển đổi - tham gia vào quá trình này. Rõ ràng, doanh nghiệp không thể để những bộ phận/cá nhân tốt nhất tập trung nguồn lực vào đổi mới kỹ thuật số, nhưng chỉ bằng cách kết nối công nghệ kỹ thuật số và hoạt động cốt lõi thì cuối cùng các hoạt động này mới trở thành một khối thống nhất.

Thứ ba, doanh nghiệp nên thực hiện cam kết tài trợ lớn và táo bạo. Chuyển đổi số phụ thuộc vào sự thay đổi trong hoạt động - đưa công nghệ vào cuộc sống hàng ngày của người vận hành, hợp lý hóa các quy trình và đẩy nhanh tốc độ hoạt động. Những thay đổi đó có thể phù hợp, có thể chỉ là bắt đầu, thậm chí có thể đảo ngược. Vì vậy, khó có thể dự đoán những thay đổi đó sẽ thành công hay thất bại cũng như tìm ra cách điều chỉnh tốt nhất. Để thực hiện các công việc này, doanh nghiệp cần đầu tư trong một thời gian dài, đồng thời cung cấp đủ nguồn lực kỹ thuật số để hướng tới sự chuyển đổi mang tầm cỡ chiến lược.

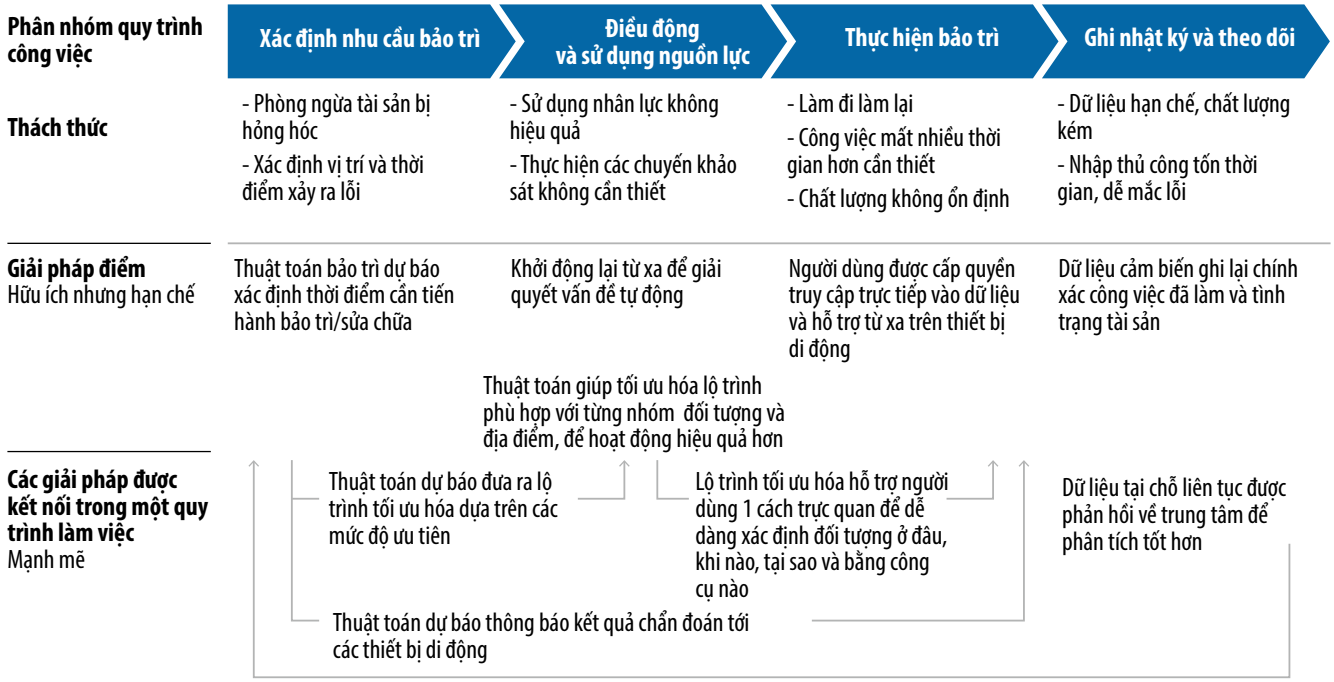
4.2. Hãy chuyển đổi toàn bộ quy trình công việc thay vì chỉ tạo ra công cụ

Cách tiếp cận đổi mới kỹ thuật số phổ biến trong lĩnh vực năng lượng là tạo ra các "giải pháp điểm", áp dụng công nghệ cho các phạm vi sử dụng hẹp mà không làm thay đổi cơ bản cách thức làm việc. Các công ty năng lượng chấp nhận giải pháp điểm vì họ giao nhiệm vụ chuyển đổi số cho bộ phận công nghệ thông tin, thực hiện qua lăng kính công nghệ và không buộc phải xác định lại cách các chức năng khác hoạt động. Hơn nữa, các giám đốc điều hành công ty năng lượng thường bị ảnh hưởng bởi tiền lệ: khi nghe thấy "kỹ thuật số", họ thường liên tưởng đến hình ảnh địa chấn 4D ở khâu đầu, kiểm soát quy trình nâng cao ở khâu sau hoặc các trung tâm vận hành lưới điện - nói ngắn gọn là các công cụ để số hóa quy trình hiện có hơn là hình dung lại toàn bộ quy trình công việc.

Các giải pháp điểm cũng có thể rơi vào tình trạng nguy hiểm do quán tính, chẳng hạn: không đủ mạnh để thay đổi hành vi hoặc suy nghĩ; thực hiện số hóa các quy trình yếu kém thay vì cải thiện chúng; bị lu mờ bởi hiện trạng; chỉ tối ưu hóa các nhu cầu mục tiêu thay vì toàn bộ hệ thống.

Để phá vỡ sức ỳ, chuyển đổi số đòi hỏi phải xác định rõ ràng cách thức làm việc - và phương pháp duy nhất để làm điều đó là rà soát lại toàn bộ quy trình công việc từ đầu đến cuối (Hình 2). Quy trình làm việc có thể được xác định theo nhiều cách khác nhau, nhưng phải phản ánh các vấn đề chính mà doanh nghiệp tạo ra giá trị. Ví dụ: tối ưu hóa khai thác trong khâu đầu, bảo trì thời gian thực trong các nhà máy lọc hóa dầu, vận hành nhà máy và bảo trì hệ thống trong lĩnh vực điện.

Tập trung vào quy trình làm việc hoàn chỉnh là yếu tố cần thiết để chuyển đổi số thành công. Đầu tiên, điều này giúp doanh nghiệp rà soát cách thức vận hành công việc, quá trình này có thể đem lại sự sáng tạo và động lực cần thiết để thực sự chuyển đổi và hướng mọi người đến mục tiêu chung. Thứ hai, tập trung vào quy trình làm việc sẽ khiến việc chuyển đổi số phải gắn với chiến lược phát triển của doanh nghiệp. Để chuyển đổi quy trình làm việc, doanh nghiệp buộc phải xác định làm thế nào để từng hoạt động trong quy trình đó được thực hiện nhanh nhất, an toàn nhất, hiệu quả nhất và cần thay đổi những gì ngay



Hình 2. *Quy trình công việc hoàn chỉnh có giá trị lớn hơn tổng các phần riêng lẻ*

từ hôm nay. Công nghệ kỹ thuật số chỉ tham gia như yếu tố thúc đẩy để biến khát vọng tầm nhìn thành hiện thực.

Với cách tiếp cận này, doanh nghiệp sẽ dễ dàng hơn khi cần xác định các sáng kiến kỹ thuật số dẫn đến chuyển đổi thực sự chứ không chỉ đem lại lợi ích gia tăng. Ngoài ra, doanh nghiệp có thể dễ dàng phân loại các ưu tiên đầu tư vào kỹ thuật số: trong số 1.000 ý tưởng có thể chỉ có 10 ý tưởng thực sự đóng góp cho sự phát triển của doanh nghiệp trong tương lai, 990 ý tưởng còn lại sẽ bị loại bỏ. Cuối cùng, doanh nghiệp có thể dễ dàng củng cố lại tổ chức từ những ý tưởng được lựa chọn bởi vì lợi ích của kỹ thuật số đã trở nên rõ ràng ngay cả đối với những người hoài nghi.

4.3. Hãy thực hiện từng bước nhỏ thay vì chuyển đổi lớn đột ngột

Các công ty năng lượng thường cố gắng lên kế hoạch chuyển đổi số đồng bộ. Mặc dù cần nhanh và linh hoạt, nhưng lãnh đạo các công ty năng lượng lại hướng đến sự hoàn hảo được định trước. Tất cả kiểu lập kế hoạch đó đều dẫn đến đổ vỡ khi quá trình bị chậm lại hoặc xuất hiện các vấn đề không lường trước trong quá trình chuyển đổi số.

Với công nghệ kỹ thuật số, câu trả lời đúng khó có thể trả lời ngay được. Trước hết, công nghệ đang thay đổi với tốc độ chóng mặt, các xu hướng hiện tại có thể trở nên lỗi thời trong vòng chưa đầy 1 năm. Hơn nữa, không thể biết trước công nghệ nào sẽ hiệu quả cho đến khi được triển khai. Hãy xây dựng, cung cấp cho người dùng và thử nghiệm trong thực tế.

Do đó, cách tốt nhất để chuyển đổi số là nâng cấp theo từng bước. Lựa chọn và cùng phát triển giải pháp kỹ thuật số với người dùng trong thực tế, đưa vào sử dụng nhanh chóng tạo ra giá trị. Sau đó tiếp thu phản hồi, rút kinh nghiệm trong những lần thực hiện tiếp theo; xác định các điểm mấu chốt mỗi khi cần điều chỉnh. Cách tiếp cận này sẽ lặp đi lặp lại và tiến triển lên mức độ cao hơn.

Các công ty năng lượng đã xác nhận lợi ích của phương pháp thực hiện chuyển đổi số theo từng bước. Một trong số đó là đem lại giá trị kinh tế và có sự ủng hộ của người dùng, điều này lại tạo ra động lực để tự duy trì quá trình chuyển đổi số. Bên cạnh đó, phương pháp này còn có tính thiết thực khi áp lực thời gian sẽ buộc doanh nghiệp phải tập trung vào các vấn đề quan trọng.

Cuối cùng, giá trị một sáng kiến kỹ thuật số chỉ được hiểu rõ và nắm bắt khi triển khai dù cho trước đó đã được mô tả và lên kế hoạch rất tốt. Ví dụ, một doanh nghiệp khai thác dầu đá phiến xây dựng giải pháp lập kế hoạch nhu cầu hậu cần khoan bằng cách sử dụng các mô hình thống kê tiên tiến để dự báo thời điểm cần đặt vật liệu dựa trên độ sâu của giếng, tốc độ khoan và các yếu tố khác. Ban đầu giải pháp này chỉ giới hạn cho hoạt động khoan khai thác dầu đá phiến. Tuy nhiên, qua thực tế sử dụng giải pháp dự báo và từ nhu cầu của các doanh nghiệp đã cho thấy cơ hội sử dụng giải pháp này là hết sức lớn:

không chỉ riêng cho hậu cần khoan, mà tất cả các lĩnh vực logistic; không chỉ cho vật liệu, mà cả dịch vụ; không chỉ với tài sản dầu đá phiến, mà với mọi tài sản.

Ngoài thuận lợi, phương pháp tiếp cận từng bước cũng có một số vấn đề cần được xem xét. Quan ngại đầu tiên là cách tiếp cận này dẫn đến các giải pháp chỉ tiến hành một lần và không thể mở rộng. Tuy nhiên, theo hành trình chuyển đổi số của McKinsey, khả năng tái sử dụng và khả năng mở rộng đều được tính đến trong các quyết định đầu tiên - về việc xác định tầm nhìn về vị thế của doanh nghiệp trong tương lai và về việc cung cấp các sản phẩm khả thi tối thiểu đầu tiên. Khi được thực hiện đúng cách, McKinsey đã thấy MVP mở rộng quy mô đến các đơn vị kinh doanh mới và hàng loạt người dùng mới với 80 - 90% mã gốc không thay đổi. Một chương trình kỹ thuật số có thể được định hướng lại để mở rộng quy mô, ngay cả khi khả năng mở rộng hoàn toàn bị bỏ qua trong quá khứ. Công ty năng lượng có thể tiến hành song song từ 2 quy trình làm việc lên 4 đến 8 quy trình trong khoảng 6 tháng và cải thiện hiệu quả hơn 30% thông qua tự động hóa và tái sử dụng.

Phương pháp tiếp cận từng bước có thể hoạt động để phát triển sản phẩm kỹ thuật số, nhưng không hiệu quả với việc thiết lập nền tảng công nghệ, phát triển năng lực hoặc thay đổi văn hóa bởi những việc này đòi hỏi nhiều kế hoạch hơn và khung thời gian dài hơn. Quan niệm này đã nhiều lần bị bác bỏ bởi kinh nghiệm. Khi nói đến công nghệ, các công ty năng lượng đã cố gắng thiết lập tất cả các nền tảng ngay từ đầu (nhập một lượng dữ liệu khổng lồ), nhưng không ai cố gắng để sử dụng. Khi nói đến phát triển năng lực, các công ty năng lượng đã thuê một nhóm các nhà khoa học dữ liệu và yêu cầu họ: "Hãy đi ra ngoài, khai thác dữ liệu, kiếm tiền", nhưng những người mới được thuê đều ngồi chờ đợi. Khi nói đến văn hóa, các công ty năng lượng đã liên tục tổ chức các cuộc hội thảo, nhưng giá trị không bao giờ vượt quá lý thuyết. Ngược lại, cách tiếp cận từng bước cố gắng nâng cao bộ 3 giá trị kinh doanh là nền tảng công nghệ, văn hóa và năng lực thông qua từng bước chuyển đổi, không phải trên lý thuyết mà qua việc đáp ứng nhu cầu kinh doanh cụ thể. Bất kỳ khi nào 1 công nghệ được lựa chọn hoặc nhân sự được tuyển dụng thì bởi vì điều đó là cần thiết để đáp ứng nhu cầu kinh doanh. Thay đổi văn hóa đến từ những thay đổi thực tế trong cách mọi người làm việc và tương tác với nhau trong từng lĩnh vực.

5. Kết luận

Hiện tại, chuyển đổi số trong lĩnh vực năng lượng sẽ chủ yếu tập trung vào các hoạt động vận hành. Phạm vi đó đủ khó và còn nhiều điều cần phải giải quyết. Nhưng chỉ bằng cách hình dung lại thành công các hoạt động và xây dựng năng lực kỹ thuật số, các công ty năng lượng sẽ mở ra được cơ hội chuyển đổi số: các mô hình kinh doanh thực sự đột phá.

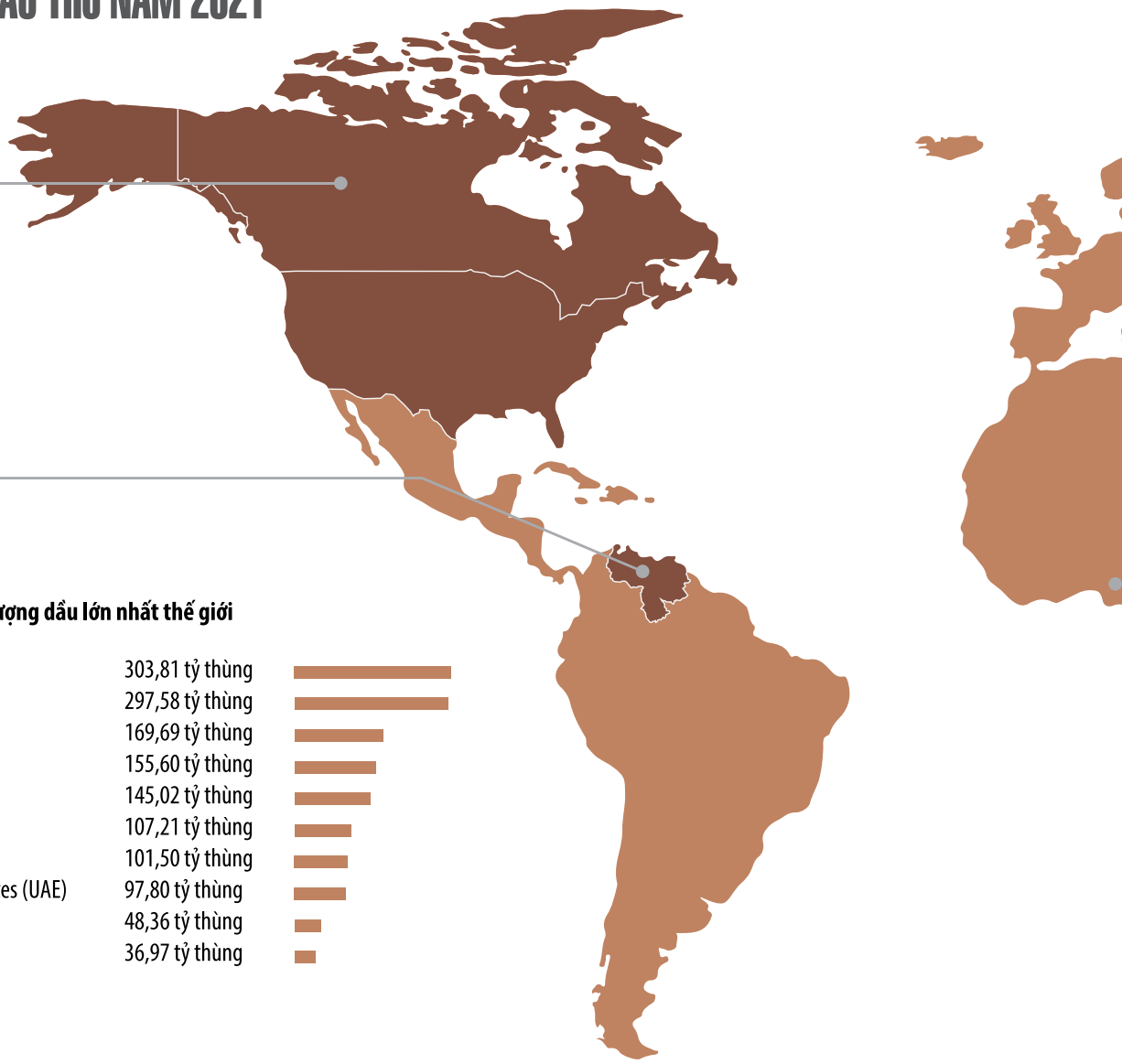
Các công ty năng lượng cần có đủ sự táo bạo để biến những đổi mới thành hiện thực như khai thác hydrocarbon an toàn từ những nơi xa xôi hẻo lánh hay sử dụng cơ học lượng tử để khai thác năng lượng mặt trời.

Hạnh Nguyên (biên dịch)

Tài liệu tham khảo

[1] Adrian Booth, Nikhil Patel, and Micah Smith, "Digital transformation in energy: Achieving escape velocity", McKinsey & Company, 2020.

DỰ BÁO GIÁ DẦU THÔ NĂM 2021



10 quốc gia có trữ lượng dầu lớn nhất thế giới

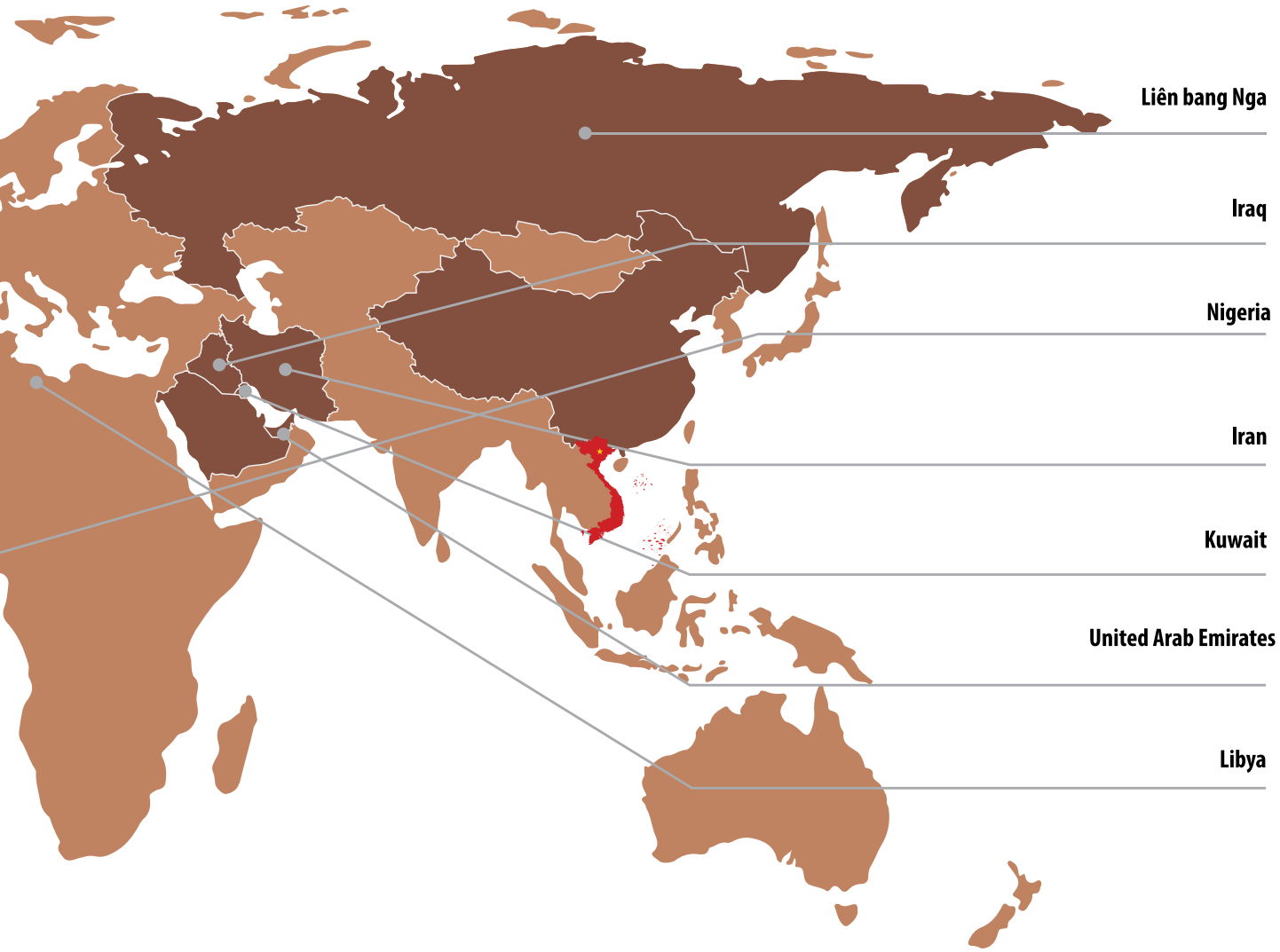
1. Venezuela	303,81 tỷ thùng
2. Saudi Arabia	297,58 tỷ thùng
3. Canada	169,69 tỷ thùng
4. Iran	155,60 tỷ thùng
5. Iraq	145,02 tỷ thùng
6. Liên bang Nga	107,21 tỷ thùng
7. Kuwait	101,50 tỷ thùng
8. United Arab Emirates (UAE)	97,80 tỷ thùng
9. Libya	48,36 tỷ thùng
10. Nigeria	36,97 tỷ thùng

Nguồn: BP

Trong Báo cáo triển vọng kinh tế thế giới (WEO) tháng 1/2021, Quỹ tiền tệ quốc tế (IMF) dự báo giá dầu năm 2021 sẽ tăng trên 20% so với năm 2020, song sẽ vẫn thấp hơn mức giá trung bình năm 2019. IMF dự báo giá dầu thế giới (UK Brent, Dubai Fateh, West Texas Intermediate) đạt mức trung bình 50,03 USD/thùng trong năm 2021 và 48,82 USD/thùng trong năm 2022.

Trong Báo cáo "Triển vọng năng lượng ngắn hạn" (STEO) công bố ngày 12/1/2021, Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) dự báo giá dầu Brent giao ngay sẽ đạt mức trung bình 53 USD/thùng trong cả năm 2021 và 2022, tăng 11 USD/thùng so với mức giá trung bình năm 2020 (42 USD/thùng). EIA dự báo giá dầu WTI sẽ thấp hơn trung bình khoảng 3 USD/thùng so với giá dầu Brent vào năm 2021 và thấp hơn 4 USD/thùng so với giá dầu Brent vào năm 2022.

Trong Báo cáo thị trường dầu tháng 1/2021, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) dự báo sẽ mất nhiều thời gian hơn để nhu cầu dầu phục hồi hoàn toàn do một số quốc gia tiếp tục giãn cách xã hội. IEA điều chỉnh giảm dự báo nhu cầu dầu toàn cầu xuống 0,6 triệu thùng/ngày cho Quý I/2021 và 0,3 triệu thùng/ngày cho cả năm 2021. Nhu cầu dầu toàn cầu dự kiến sẽ tăng 5,5 triệu thùng/ngày trong năm 2021, sau khi giảm 8,8 triệu thùng/ngày vào năm 2020.



Wood Mackenzie
A Verisk Business

Năm 2021 được kỳ vọng sẽ tăng trưởng nhu cầu dầu, tăng 6,6 triệu thùng/ngày khi nền kinh tế toàn cầu phục hồi. OPEC+ tiếp tục hạn chế nguồn cung và điều chỉnh thị trường trở lại trạng thái cân bằng. Theo tính toán của Wood Mackenzie, ngành công nghiệp dầu khí cần giá dầu Brent đạt mức trên 41 USD/thùng vào năm 2021 để tạo ra dòng tiền dương; và dự báo giá dầu Brent sẽ cán mốc 51 USD/thùng trong năm 2021.

RYSTAD ENERGY

Rystad Energy dự báo giá trung bình các loại dầu chính trong Quý I/2021: 52 USD/thùng (Brent), 49 USD/thùng (WTI) và 51 USD/thùng (Dubai). Rystad Energy dự báo nhu cầu dầu năm 2021 ở mức 94,8 triệu thùng/ngày, dự kiến sẽ tăng lên 98,4 triệu thùng/ngày vào năm 2022. Rystad Energy chỉ dự báo nhu cầu dầu trở lại mức trước khi xuất hiện Covid-19 vào năm 2023, ước tính đạt 100,1 triệu thùng/ngày.

FitchSolutions

Fitch Solutions Country Risk & Industry Research dự báo giá dầu sẽ tăng trưởng tốt vào năm 2021. Giá dầu Brent trung bình đạt 53 USD/thùng trong năm 2021, 51 USD/thùng vào năm 2022; trong khi giá dầu WTI dự báo đạt 47 USD/thùng vào năm 2021 và 45 USD/thùng vào năm 2022.

CHUYÊN GIA PIERRE BREBER (CFO CHEVRON)

Giá dầu có thể tăng lên theo nguyên tắc thị trường cơ bản, nhưng nền kinh tế vẫn còn chịu sự chi phối do tác động của đại dịch Covid-19. Tuy nhiên, giá dầu dự báo trong khoảng 50 - 60 USD/thùng là khá hợp lý. Chevron tập trung vào quản lý chi phí, kiểm soát nguồn vốn… đảm bảo có thể hoạt động ở mức thấp hơn 50 USD/thùng.

CHUYÊN GIA DAMIEN COURVALIN (GOLDMAN SACHS)

Có 3 lý do khiến giá dầu tăng gần đây: Saudi Arabia cắt giảm sản lượng, kết quả bầu cử tại Mỹ đồng nghĩa với việc gia tăng nhu cầu dầu nhiều hơn trong vài năm tới và việc thực hiện cam kết của các nhà sản xuất dầu đá phiến. Tôi cho rằng giá dầu có thể lên đến mức 65 USD/thùng vào mùa hè năm nay.

CHUYÊN GIA FATIH BIROL (GIÁM ĐỐC ĐIỀU HÀNH IEA)

Một số dự án dầu đá phiến của Mỹ đang sinh lời với giá dầu hiện tại, nhưng các nhà khai thác nên lưu ý về tỷ trọng giảm của dầu thô trong năng lượng toàn cầu trong tương lai. Nhiều nhà sản xuất dầu đá phiến sẽ có thể tăng sản lượng trong năm nay và năm 2022, và trong ngắn hạn cần dầu đá phiến từ Mỹ để lấp đầy khoảng trống trong cán cân cung - cầu dầu.

Hiền Trang (tổng hợp)

20 GIẾNG THĂM DÒ TRIỂN VỌNG TRONG NĂM 2021

Tập đoàn năng lượng toàn cầu Westwood đã chọn ra 20 giếng/khu vực thăm dò quan trọng trong năm 2021, được phân loại theo 4 nhóm sau:

Giàn khoan dầu khu vực nước sâu. Nguồn: Axora

- Nhóm 1: Hoạt động thăm dò thực hiện tại ranh giới các bể, nếu thành công có thể mở ra triển vọng xác định được các play với trữ lượng nhiều tỷ thùng: Venus-1 ngoài khơi Namibia (Total) và Perseverance #1 ngoài khơi Bahamas (BPC).

- Nhóm 2: Tiến hành hoạt động thăm dò để kiểm tra các play mới tại các bể trầm tích đã được xác minh, hoặc đánh giá mức độ mở rộng của các play đã xác minh vào khu vực nước sâu hơn có trữ lượng lớn và tiềm năng mở rộng về sau: Silverback ở vịnh Mexico (Chevron) và Rencong 1X ở N Sumatra (Repsol)…

- Nhóm 3: Kiểm tra mức độ mở rộng đến các play thương mại đã xác minh ở khu vực nước sâu với tiềm năng đáng kể mặc dù có rủi ro: Ondjaba-1 ngoài khơi Angola (Total), Bulletwood-1 ngoài khơi Guyana (Exxon), Nemo ngoài khơi Brazil (Total)…

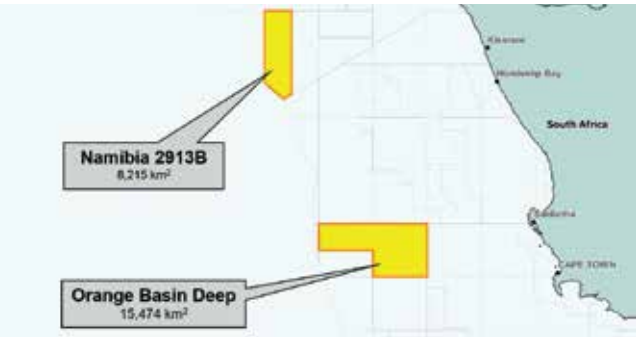
- Nhóm 4: Các cấu tạo triển vọng lớn thuộc các play đã xác minh, có giá trị cao nếu thành công: Edinburgh ngoài khơi Vương quốc Anh (Shell), Đàn Đáy ngoài khơi Việt Nam (Eni)…

1. VENUS-1

Giếng Venus-1 (Total) nằm tại Lô 2913B của bể Orange, thuộc khu vực nước siêu sâu ngoài khơi Namibia.

Đối tượng thăm dò là 2 tỷ thùng dầu tại play tuổi Cretaceous, gần hải giới Nam Phi.

Lô 2913B có độ sâu 2.600 - 3.000 m nước, với diện tích khoảng 8.215 km^2, được điều hành bởi Total (40%) cùng các đối tác Qatar Petroleum (30%), Impact Oil (20%) và Namcor (10%).



Lô 2913B ngoài khơi Namibia. Nguồn: Impact

2. PERSEVERANCE #1

Giếng thăm dò Perseverance #1 nằm ngoài khơi phía Nam Bahamas, được khoan bằng tàu khoan Stena IceMax thế hệ 3, với tổng chiều sâu mét khoan 4.822 - 5.600 m.

Đối tượng thăm dò là 0,7 tỷ thùng dầu với trữ lượng thu hồi có thể tăng lên mức 1,44 tỷ thùng. Quá trình khoan dự kiến kéo dài từ 45 - 60 ngày.

Giếng thuộc sở hữu và được điều hành bởi BPC (100%).

Tàu khoan Stena Icemax. Nguồn: Stena Drilling

3. SILVERBACK

Cấu tạo triển vọng Silverback nằm tại Lô 35, thuộc giấy phép OCS-G 36126, khu vực nước sâu bể Missisippi Canyon, ngoài khơi Louisiana và Alabama, vịnh Mexico (GoM).

Dự án khoan thăm dò tại Silverback bắt đầu vào ngày 1/1/2020 và dự kiến kết thúc vào 31/12/2021.

Lô 35 thuộc sở hữu và được điều hành bởi Chevron (Mỹ, 100%).

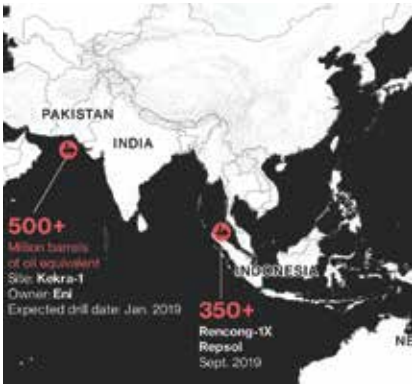
Vị trí bể Mississippi Canyon. Nguồn: Kosmos Energy

4. RENCONG-1X

Repsol SA đang tìm kiếm đối tác đầu tư, giảm thiểu rủi ro để tiến hành khoan giếng Rencong-1X tại phía Bắc bờ biển Sumatra trong năm 2021.

Theo Wood Mackenzie, trữ lượng thu hồi dự kiến tại giếng lên đến 350 triệu thùng dầu quy đổi.

Giếng Rencong-1X nằm gần terminal LNG Arun, là nơi nhập khẩu để cung cấp LNG cho Aceh và Sumatra.



Vị trí giếng Rencong-1X. Nguồn: Wood MacKenzie

5. ONDJABA-1

Giếng Ondjaba-1 nằm tại Lô 48, bể Lower Congo, vùng nước siêu sâu ngoài khơi Angola. Nếu khoan thành công, trữ lượng tiềm năng có thể lên tới 1,3 tỷ thùng dầu quy đổi.

Giếng dự kiến khoan vào đầu năm 2021, bằng tàu Maersk Voyager đến độ sâu kỷ lục 3.628 m nước.

Lô 48 được điều hành bởi Total (40%), Qatar Petroleum (30%) và Sonangol (30%).

Tàu khoan Maersk Voyager. Nguồn: Maersk Drilling

6. BULLETWOOD-1

Giếng Bulletwood-1 nằm tại lô Canje, ngoài khơi Guyana; là cấu tạo triển vọng tuổi Campanian, Cretaceous muộn.

Giếng có trữ lượng ước tính 500 triệu thùng dầu quy đổi; bắt đầu khoan vào đầu tháng 1/2021, dự kiến hoàn thành trước ngày 23/2/2021.

Lô Canje được điều hành bởi ExxonMobil (35%) cùng các đối tác Total (35%), JHI (17,5%) và Mid-Atlantic (12,5%).

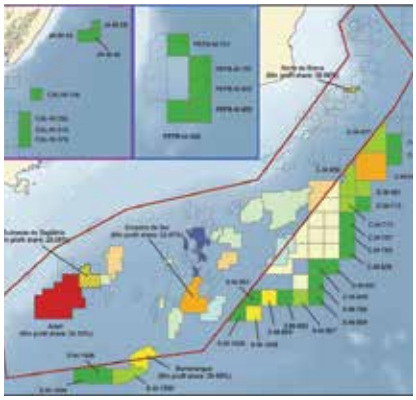
Vị trí giếng Bulletwood-1 tại lô Canje. Nguồn: Oil Now

7. NEMO

Cấu tạo triển vọng Nemo nằm tại Lô C-M-541, thuộc bể Campos, ngoài khơi Brazil.

Cấu tạo triển vọng nằm tại độ sâu 3.000 m nước, có trữ lượng thu hồi dự kiến khoảng 6,87 tỷ thùng dầu thô không rủi ro.

Lô C-M-541 được điều hành bởi Total (40%) cùng các đối tác Qatar Petroleum (40%) và Petronas (20%).



Các lô thuộc bể Campos-Santos. Nguồn: Wood MacKenzie

8. EDINBURGH

Cấu tạo triển vọng Edinburgh nằm tại Lô 30/14A, giữa biên giới Anh và Na Uy, tại trung tâm Biển Bắc; là cấu trúc đứt gãy lớn, nghiêng, tuổi Mesozoic.

Maersk Oil ước tính trữ lượng thu hồi tại cấu tạo Edinburgh dao động trong khoảng từ 6 - 210 triệu thùng dầu quy đổi, với mức trung bình là 86 triệu thùng dầu quy đổi.

Lô 30/14A được điều hành bởi Shell (40%) cùng các đối tác Faroe (45%), Spirit (15%).

Cấu tạo triển vọng Edinburgh tại Lô 30/14A. Nguồn: Faroe

9. ĐÀN ĐÁY

Giếng thăm dò Đàn Đáy thuộc Lô 114, bể Sông Hồng, ngoài khơi Việt Nam. Giếng dự kiến được khoan trong năm 2021, thuộc kế hoạch khoan thăm dò Lô 114 sau khi có phát hiện dầu khí tại cấu tạo Kèn Bầu.

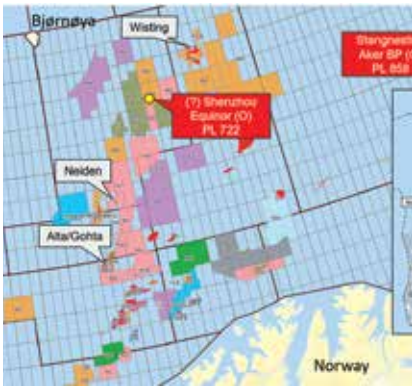
Hợp đồng Dầu khí Lô 114 hiện do Eni Vietnam B.V. là Người điều hành, nắm giữ 50% quyền lợi tham gia, ESSAR E&P Limited nắm giữ 50% quyền lợi tham gia và đang trong giai đoạn tìm kiếm thăm dò.

Giếng khoan Kèn Bầu 2X (Lô 114). Ảnh: Trương Hoài Nam

10. STANGNESTIND

Cấu tạo triển vọng Stangnestind thuộc khu vực cấp phép PL 858 tại biển Barent, sát biên giới Nga. Đối tượng thăm dò là carbonate bị karst hóa, thuộc nhóm Gipsdalen, tuổi từ Permian đến Late Carboniferous. Trữ lượng ước tính trước khoan tại Stangnestind trong khoảng 13 - 108 triệu thùng dầu quy đổi.

Mỏ được điều hành bởi Aker BP (40%) cùng Lukoil (20%), Statoil (20%) và Petora (20%).



Cấu tạo triển vọng Stangnestind. Nguồn: Expronews

11. PELLES A-71

Giếng Pelles A-71 là giếng thăm dò đơn lẻ của CNOOC ngoài khơi Bắc Mỹ.

Hoạt động khoan giếng dự kiến kéo dài trong 90 ngày, bắt đầu từ tháng 4 - 6/2021. Giếng được khoan bằng tàu khoan Stena Forth cho môi trường khắc nghiệt, có thể khoan tới độ sâu 3.000 m nước.

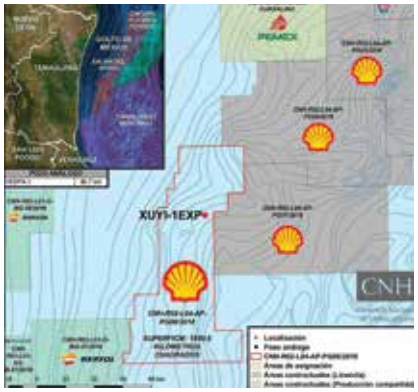
Giếng Pelles A-71 thuộc sở hữu và được điều hành bởi CNOOC.

Tàu khoan Stean Forth. Nguồn: Upstream Online

12. CHIMALLI-1EXP

Giếng thăm dò Chimalli-1EXP thuộc Lô 3, Perdido Fold Belt, khu vực nước siêu sâu ngoài khơi Mexico. Giếng được khoan tới tổng chiều sâu là 3.497 m, để thăm dò hệ tầng Oligocene. Chi phí cho chiến dịch khoan thăm dò giếng là 36,5 triệu USD với tài nguyên tiềm năng là 238 triệu thùng dầu quy đổi và xác suất thành công là 23%.

Lô 3 được điều hành bởi Shell (60%) cùng đối tác Qatar Petroleum (40%).



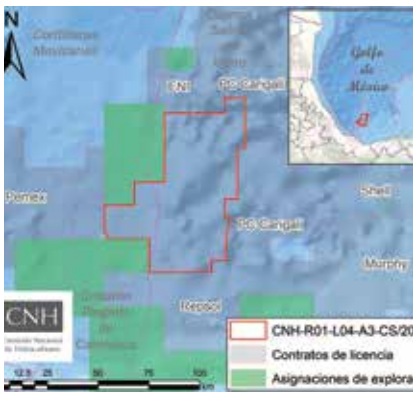
Vị trí giếng Chimalli 1EXP ngoài khơi Mexico. Nguồn: CNH

13. ZIP-1

Giếng thăm dò Zip-1 thuộc khu vực giấy phép CNH-R01-L04-A3.CS/2016, Lô 7, bể Salinas-Sureste.

Đối tượng thăm dò của giếng là các vỉa cát kết Paleogene, với trữ lượng tài nguyên ước tính khoảng 501 triệu thùng dầu quy đổi. Giếng dự kiến khoan trong Quý I/2021.

Lô 7 được điều hành bởi Equinor (33,34%) cùng Total (33,33%) và BP (33,33%).



Khu vực giấy phép CNH-R01-L04-A3-CS/2016. Nguồn: CNH

14. BONBONI

Giếng thăm dò Bonboni nằm tại phía Bắc trung tâm Lô 58, ngoài khơi Suriname.

Đây là giếng thăm dò thứ 5 thuộc Lô 58 sau khi có 3 phát hiện thành công trong năm 2020 tại lô này bao gồm: Maka, Kwaskwasi và Sapakara. Giếng dự kiến khoan vào đầu năm 2021 bằng tàu khoan Noble Sam Croft.

Lô 58 được điều hành bởi Total (50%) và Apache (50%).

Tàu khoan Noble Sam Croft. Nguồn: Noble

15. BỂ SERGIPE-ALAGOAS

Bể Sergipe-Alagoas nằm tại phía Đông Bắc Brazil, phía Bắc giáp với bể Pernambuco-Paraíba, phía Nam giáp với bể Jacuípe. Tổng diện tích bể Sergipe-Alagoas là 44.000 km^2, với 32.000 km^2 ở độ sâu 4.000 m nước và 12.000 km^2 trên bờ. Bể được đánh giá có trữ lượng thu hồi cao, có tiềm năng dầu nhẹ 30 - 40 °API.

ExxonMobil (50%) cùng các đối tác Enauta (30%) và Murphy Oil (20%) sở hữu và điều hành 9 lô tại bể Sergipe-Alagoas: SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-430...

Các lô tại bể Sergipe-Alagoas. Nguồn: Enauta

16. JACA-1

Cấu tạo triển vọng Jaca-1 nằm tại play tuổi Cretaceous, thuộc Lô 6, khu vực nước siêu sâu ngoài khơi São Tomé and Príncipe.

Lô 6 có diện tích 5.024 km^2, nằm tại độ sâu 2.300 - 2.800 m nước. Công tác nghiên cứu địa chất và địa vật lý vẫn đang được tiến hành ở khu vực này.

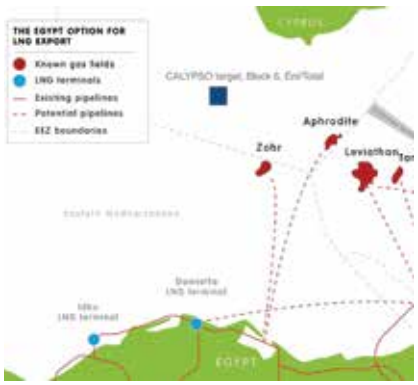
Lô 6 được điều hành bởi Galp (45%) cùng các đối tác Kosmo Energy (25%), Shell (20%) và ANP (10%).

Vị trí cấu tạo triển vọng Jaca-1. Nguồn: Kosmo

17. LÔ 6 CYPRUS

Năm 2018, Eni phát hiện khí tại giếng Calypso 1 thuộc Lô 6, ngoài khơi Cyprus. Giếng có tổng chiều sâu mét khoan đạt 3.827 m, bắt gặp cột khí mở rộng tại vỉa chứa chất lượng cao tuổi Miocene và Cretaceous.

Năm 2020, hoạt động khoan thăm dò tại đây phải tạm hoãn do Covid-19. Eni và Total đã lên kế hoạch tiếp tục khoan thăm dò tại Lô Cyprus 6 trong năm 2021. Lô 6 điều hành bởi Eni (50%) cùng đối tác Total (50%).

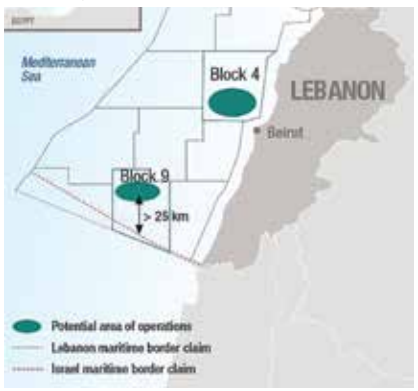


Giếng Calyso 1 ngoài khơi Cyprus. Nguồn: World Atlas

18. MONTENEGRO

Từ 2016, Eni Montenegro BV đã ký hợp đồng thăm dò khai thác các lô 4118-4, 4118-5, 4118-9, và 4118-10 với chính phủ Mongtenegro; dự kiến đầu năm 2021 sẽ khoan thăm dò 2 giếng tại khu vực giữa Bar và Ulcinj, cách bờ 26 km.

Eni ký hợp đồng sử dụng giàn khoan Topaz Driller của Vantage Drilling để khoan ngoài khơi Montenegro trong 180 ngày, bắt đầu từ Quý I/2021. Eni (50%) là nhà điều hành các lô này cùng đối tác Novatek (50%).



Các lô ngoài khơi Montenegro. Nguồn: New Europe

19. LÔ 9 LEBANON

Năm 2018, Total đã ký 2 Thỏa thuận với chính phủ Lebanon về việc thăm dò và khai thác Lô 4 và Lô 9 ngoài khơi Lebanon, phía Đông biển Địa Trung Hải. Theo đó, mỗi năm ít nhất 1 giếng sẽ được khoan tại mỗi lô trong 3 năm đầu tiên kể từ thời điểm ký thỏa thuận. Total phải đảm bảo hoạt động khoan tại Lô 9 ngoài khơi Lebanon sẽ hoàn thành trước cuối tháng 5/2021.

Total (40%) điều hành Lô 4 và 9 cùng các đối tác Eni (40%) và Novatek (20%).

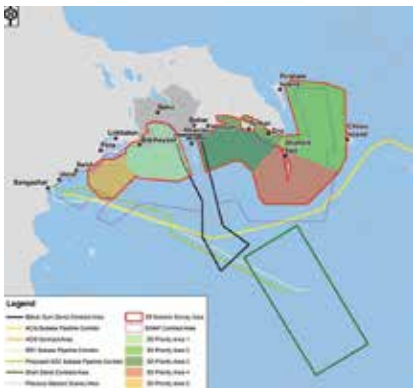
Lô 9 ngoài khơi Lebanon. Nguồn: Total

20. NKX01

Giếng Bắc Khali NKX01 nằm tại cấu tạo triển vọng Đông Bắc, khu vực nước nông quần đảo Absheron (SWAP), ngoài khơi Azerbaijan.

Giếng nằm cách bờ biển 15 km, ở độ sâu 22 m nước, đối tượng thăm dò là hydrocarbon ở độ sâu 2.500 m tính từ đáy biển. Hoạt động khoan giếng dự kiến kéo dài 90 ngày, bắt đầu vào Quý I/2021.

Giếng được điều hành bởi BP (50%) và đối tác SOCAR (50%).



Sơ đồ khảo sát địa chấn 3D tại SWAP. Nguồn: BP

Linh Chi (tổng hợp)