

# Dầu Khí



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

■ SỐ 3 - 2019

ISSN-0866-854X

PETROVIETNAM Số 3 - 2019





#### **TỔNG BIÊN TẬP**

TS. Nguyễn Quốc Thập

#### **PHÓ TỔNG BIÊN TẬP**

TS. Lê Mạnh Hùng

TS. Phan Ngọc Trung

#### **BAN BIÊN TẬP**

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Minh Đạo

CN. Vũ Khánh Đông

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Nguyễn Ngọc Hoàn

ThS. Lê Ngọc Sơn

TS. Cao Tùng Sơn

KS. Lê Hồng Thái

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

TS. Phan Tiến Viên

TS. Trần Quốc Việt

TS. Nguyễn Tiến Vinh

#### **THƯ KÝ TÒA SOẠN**

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

#### **THIẾT KẾ**

Lê Hồng Văn

#### **TỔ CHỨC THỰC HIỆN, XUẤT BẢN**

Viện Dầu khí Việt Nam

#### **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: Giàn CTC-1 mở Cá Tắm (Lô 09-3/12). Ảnh: Phan Ngọc Trung*

**HỘI NGHỊ THẨM ĐÓ - KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2019: CƠ CHẾ THỤ HỨT ĐẦU TƯ, GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ**



Tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá tình hình đầu tư và kết quả tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong giai đoạn 2011 - 2018. Trên cơ sở đó, Hội nghị tập trung phân tích các khó khăn trong quá trình triển khai các dự án trọng điểm; đề xuất các giải pháp để triển khai kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, thăm luợng, khai thác, phát triển mỏ trong năm 2019 và định hướng cho các năm tiếp theo.

Ngày 14/3/2019, tại TP. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò và khai thác dầu khí năm 2019 để tập trung đánh giá tình hình đầu tư và kết quả tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong giai đoạn 2011 - 2018.

Hội nghị cũng nghe Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trình bày tình hình đầu tư và kết quả thăm dò, khai thác của Vietsovpetro trong giai đoạn 1981 - 2018, kế hoạch năm 2019 và định hướng 2020. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVET) báo cáo về đồng tiến của hoạt động thăm dò, khai thác trong giai đoạn 2019 - 2030. Trên cơ sở đó, Hội nghị thảo luận các giải pháp để triển khai kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, thăm luợng, khai thác, phát triển mỏ trong năm 2019 và định hướng cho các năm tiếp theo.

Hội nghị cũng nghe Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trình bày tình hình đầu tư và kết quả thăm dò, khai thác của Vietsovpetro trong giai đoạn 1981 - 2018, kế hoạch năm 2019 và định hướng 2020. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVET) báo cáo về đồng tiến của

**4** HỒ SƠ SỐ 32019

**KHAI THÁC TRÊN 5,5 TRIỆU THÙNG DẦU/NĂM TỪ MỎ CÁ TẦM**



Đến thời điểm hiện tại, sản lượng khai thác trung bình từ mỏ Cá Tầm (Lô 09-3/12) đạt trên 1.200 tấn dầu/ngày (gần 9.000 thùng/ngày). Trong năm 2019, Tổ hợp nhà thầu sẽ tiếp tục khoan và đưa vào khai thác thêm 6 giếng. Sản lượng khai thác cả năm dự kiến đạt 766 nghìn tấn dầu (tương đương trên 5,5 triệu thùng dầu), đóng góp đáng kể cho ngân sách Nhà nước.

Ngày 8/3/2019, Tổ hợp nhà thầu gồm Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVET) và Bitenco đã tổ chức Lễ đơn đăng đầu tiên từ mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, bể Cửu Long.

Theo TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Tổng giám đốc Vietsovpetro, sau 2 năm nghiên cứu tài liệu và đề xuất tham gia, ngày 12/9/2012, Hợp đồng khai thác dầu khí Lô 09-3/12 được ký giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với Tổ hợp nhà thầu Vietsovpetro (55%), PVET (30%) và Bitenco (15%). Ngay sau đó, Vietsovpetro đã tiến hành công tác khảo sát địa chất, minh giá tài liệu, khoan thăm dò và đã phát hiện đồng dầu công nghiệp đầu tiên tại giếng CT-2X vào ngày 2/8/2014. Các giếng thăm, hàng CT-3X, CT-4X thành công đã khẳng định mỏ Cá Tầm đạt trữ lượng thương mại. Đặc biệt, trữ lượng của mỏ Cá Tầm chủ yếu là đồng tầng liên đầu tiên có phát hiện đồng dầu thương mại tại bể Cửu Long. Việc tìm dầu tiền có phát hiện dầu khí thương mại trong đồng tầng này tại bể Cửu Long sẽ mở ra hướng thăm dò mới trong thời gian tới.

Sau khi phát hiện mỏ Cá Tầm, 15 hợp nhà thầu đã hoàn thiện các hồ sơ pháp lý, được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (DPD) ngày 16/7/2017. Trong giai đoạn 1, 15 hợp nhà thầu đã triển khai xây dựng giàn đầu giếng CTC-1 kết nối vào hệ thống hạ tầng có sẵn tại Lô 09-1 để đưa mỏ vào khai thác, cho đồng dầu đầu tiên từ ngày 25/1/2019. Đồng theo kế hoạch đã được phê duyệt tại Kỳ họp lần thứ IX của Ủy ban quản lý Hợp đồng khai thác sản phẩm Lô 09-3/12.

**8** HỒ SƠ SỐ 32019

## NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

**THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ**

**26.** Nghiên cứu tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước ở mỏ Cá Tầm

**32.** Ứng dụng ANN trong dự báo áp suất nứt vỉa

**42.** Giải pháp xử lý tình trạng mất ổn định thành giếng khoan

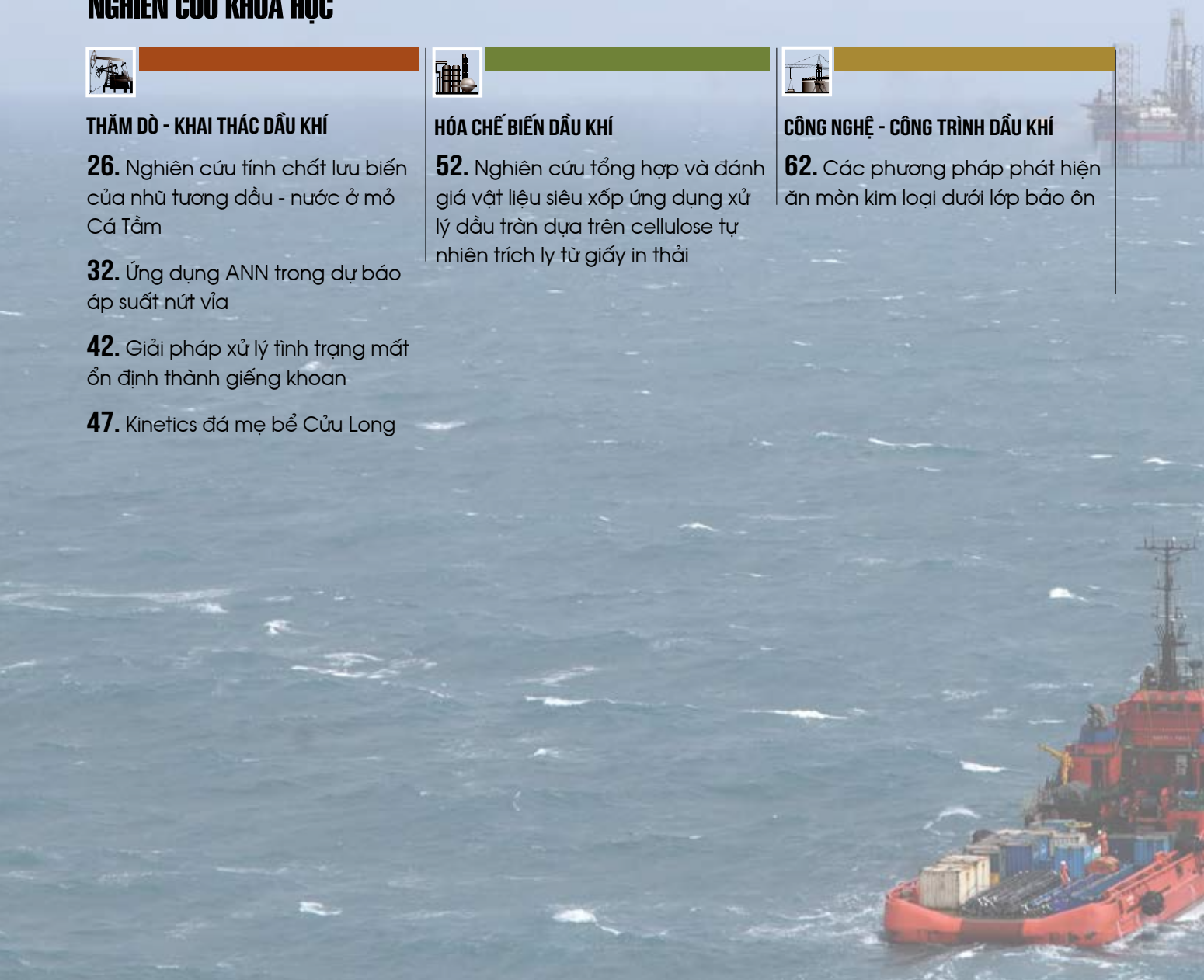
**47.** Kinetics đá mẹ bể Cửu Long

**HÓA CHẾ BIẾN DẦU KHÍ**

**52.** Nghiên cứu tổng hợp và đánh giá vật liệu siêu xốp ứng dụng xử lý dầu tràn dựa trên cellulose tự nhiên trích ly từ giấy in thải

**CÔNG NGHỆ - CÔNG TRÌNH DẦU KHÍ**

**62.** Các phương pháp phát hiện ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn



**TIẾNG ANH - NỘI DUNG CHÍNH**

**TẠP CHÍ DẦU KHÍ**  
Số 3 - 2015, tháng 26 - 11  
ISSN 0866-854X

**Dầu Khí**

**NGHIÊN CỨU TÍNH CHẤT LƯU BIẾN CỦA NHỮNG TƯƠNG ĐẤU - NƯỚC Ở MỎ CÀ TÂM**

**Nguyễn Thái Kháng<sup>1</sup>, Trần Đình Kiên<sup>2</sup>, Nguyễn Ngọc Anh Tuấn<sup>1</sup>, Phan Đức Tuấn<sup>1</sup>**  
<sup>1</sup>Hội Dầu khí Việt Nam  
<sup>2</sup>Học viện Dầu khí Việt Nam  
<sup>1</sup>Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"  
Email: taungp@vietsovpetro.com.vn

**Tóm tắt**

Việc nghiên cứu tính chất lưu biến của sản phẩm từ các giếng đang khai thác là cơ sở quan trọng để tìm ra các giải pháp kỹ thuật tối ưu, nhằm nâng cao hiệu quả công tác khai thác, sử dụng và vận chuyển dầu phân.

Ở Việt Nam, tính chất lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu, đặc biệt là đối tượng của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, các nghiên cứu về tính chất lưu biến của các loại hỗn hợp dầu - nước, dầu - nước - khí còn rất hạn chế. Hiện nay, để nâng cao năng suất khai thác xuất hiện sớm và tăng nhanh, do vậy việc nghiên cứu tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu nước để có cơ sở triển khai các giải pháp công nghệ là việc cấp thiết.

Bài báo giới thiệu nghiên cứu tính chất lưu biến của chất lưu 2 pha dầu - nước và đưa ra các kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước của mỏ Cà Tâm, Lô 09-3/12, bể Cầu Long, thềm lục địa Việt Nam.

**Từ khóa:** Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", vận chuyển dầu, nhũ tương dầu - nước, tính lưu biến.

**1. Giới thiệu**

Mỏ Cà Tâm thuộc Lô 09-3/12 với diện tích là 5,539km<sup>2</sup>, nằm ở phía Đông Nam bể Cầu Long, cách TP. Vũng Tàu 160km về phía Đông Nam, tiếp giáp với Lô 09-1 ở phía Tây Bắc, Lô 09-2 ở phía Bắc, Lô 09 và Lô 06-2 ở phía Đông, Lô 10 ở phía Nam và Lô 17 ở phía Tây.

Khu vực Cà Tâm trước đây thuộc Lô 09 cùng với các mỏ Bạch Hổ, Rồng do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" tiến hành công tác tìm kiếm, thăm dò từ năm 1981. Tại đây, Vietsovpetro đã thu nổ trên 1.500km tuyến địa chấn 2D, thực hiện các công tác nghiên cứu địa chất và khoan giếng khoan tìm kiếm SGR 1/8 vào năm 1989 trên cấu tạo Sỏi với kết quả nhận được đồng dầu có lưu lượng thấp (8m<sup>3</sup>/ngày) từ trầm tích Miocene dưới. Đến năm 1994, Vietsovpetro đã hoàn tất phân bổ diện tích Lô 09, chỉ giới lại khu vực mỏ Rồng - Bạch Hổ và được đặt tên mới là Lô 09-1. Phân diện tích hoàn trả của Lô 09 (cũ) được chia thành Lô 09-2 (ở phía Bắc) và Lô 09-3 (ở phía Nam).

Ở mỏ Cà Tâm, giếng khoan thăm dò tiếp theo - giếng CT-3X được đặt ở vị trí cách giếng CT-2X gần 1,5km về

phía Bắc - Đông Bắc và khoan vào năm 2015 với đối tượng thăm dò chính là các vỉa cát kết trong trầm tích Oligocene D và Miocene dưới. Kết quả thử vỉa đã nhận được đồng dầu thương mại trong Oligocene D với lưu lượng trên 1.300m<sup>3</sup>/ngày và trong Miocene dưới với lưu lượng tổng cộng trên 1.000m<sup>3</sup>/ngày. Giếng khoan tiếp theo CT-4X được đặt ở vị trí cận biển của cấu tạo trên quan điểm hình học kinh tế của dự án, cách giếng CT-3X gần 1km về phía Đông Bắc. Giếng khoan kết thúc thử vỉa vào tháng 9/2016 cho kết quả thành công ở cả 4 đối tượng với đồng dầu công nghiệp có lưu lượng từ 200 đến trên 600m<sup>3</sup>/ngày.

Trong quá trình khai thác hỗn hợp dầu khí khi được hòa trộn ở một điều kiện nhất định tạo thành nhũ tương dầu nước. Thành phần của chất lưu này được hòa vào môi trường của chất khác. Chất được hòa trộn này được gọi là "pha tan xa", chất khác được gọi là "môi trường tan xa". Nghiên cứu này chỉ tập trung vào hệ nhũ tương nước trong dầu khí nước là pha tan xa và dầu thô là môi trường tan xa.

Ở Việt Nam, tính chất lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu, đặc biệt là đối tượng của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, các nghiên cứu về tính chất lưu biến của các loại hỗn hợp dầu - nước, dầu - nước - khí còn rất hạn chế.

Ngày in ấn: 15/12/2015. Tạp chí Dầu khí được phát hành vào ngày 7/12/2015.  
Địa chỉ: Học viện Dầu khí Việt Nam.

26 **ISSN 0866-854X**

26



**CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU KHOA HỌC**

**79.** Cấu trúc và lịch sử kiến tạo khu vực bể Cửu Long

**FOCUS**

Conference on deployment of petroleum exploration and production plan in 2019 .....4

Ca Tam field produces over 5.5 million barrels of crude oil per year .....8

**BIENDONG POC:**  
Technology is the leverage to build a sustainable future .....12

Baseline surveys to assess oil and gas potential on Vietnam's sea and continental shelf to be boosted .....14

Challenges in exploration, additional exploration activities in conventional areas .....16

Integrated refining and petrochemical activities, development towards deep processing chain .....20

Improving governance capacity, minimising risks when oil prices fluctuate .....22

Optimising designs to develop small and marginal fields .....24

**RESEARCH AND DEVELOPMENT**

Studying rheological properties of oil-water emulsion in Ca Tam field .....26

Application of artificial neural network in fracture pressure prediction .....32

Solutions to handle wellbore instability .....42

Kinetics of source rocks in Cuu Long basin .....47

Synthesis and characterisation of ultra-porous material for oil spill treatment based on natural cellulose extracted from office paper wastes .....52

Methods to detect corrosion under insulation .....62

**NEWS**

Potential for Vietnam-UAE co-operation in the energy sector .....67

Additional supply sources for gas shortages in Ca Mau Gas-Power-Fertilizer Complex .....68

PVEP's production output exceeds plan target by 4% .....70

PV Drilling repeatedly wins rig provision bids in Malaysia .....72

Aker Energy strikes oil offshore Ghana .....73

Vår Energi announces new oil and gas discovery in the North Sea ...74





## HỘI NGHỊ THĂM DÒ - KHAI THÁC DẦU KHÍ NĂM 2019: CƠ CHẾ THU HÚT ĐẦU TƯ, GIA TĂNG TRỮ LƯỢNG DẦU KHÍ

Tại Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò - khai thác dầu khí năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đánh giá tình hình đầu tư và kết quả tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong giai đoạn 2011 - 2018. Trên cơ sở đó, Hội nghị tập trung phân tích các khó khăn trong quá trình triển khai các dự án trọng điểm; đề xuất các giải pháp để triển khai kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, thăm lường, khai thác, phát triển mỏ trong năm 2019 và định hướng cho các năm tiếp theo.

**N**gày 14/3/2019, tại Tp. Vũng Tàu, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tổ chức Hội nghị triển khai kế hoạch thăm dò và khai thác dầu khí năm 2019 để tập trung đánh giá tình hình đầu tư và kết quả tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trong giai đoạn 2011 - 2018.

Hội nghị đã tập trung phân tích các khó khăn trong quá trình triển khai các dự án trọng điểm; các vấn đề về môi trường đầu tư trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí tại Việt Nam; dự báo nhu cầu vốn đầu tư cho

hoạt động thăm dò, khai thác trong giai đoạn 2019 - 2030. Trên cơ sở đó, Hội nghị thảo luận các giải pháp để triển khai kế hoạch tìm kiếm, thăm dò, thăm lường, khai thác, phát triển mỏ trong năm 2019 và định hướng cho các năm tiếp theo.

Hội nghị cũng nghe Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trình bày tình hình đầu tư và kết quả thăm dò, khai thác của Vietsovpetro trong giai đoạn 1981 - 2018, kế hoạch năm 2019 và định hướng 2020; Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) báo cáo về dòng tiền của



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

VPEP đến năm 2030 và các giải pháp về đầu tư và tài chính để đảm bảo thực hiện kế hoạch thăm dò, khai thác trong giai đoạn 2019 - 2025.

Trong năm 2018, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã triển khai công tác tìm kiếm, thăm dò an toàn, đúng tiến độ; có 2 phát hiện dầu khí mới là Mèo Trắng Đông-1X (Lô 09-1) và Thổ Tinh Nam-1X (Lô 05-3/11), hoàn thành kế hoạch gia tăng trữ lượng dầu khí. Đặc biệt, kết quả thăm dò thành công ở tập E/D1 của giếng khoan ở mỏ Tê Giác Trắng cùng với kết quả thăm lượng các giếng khoan khác ở bể Cửu Long (như mỏ Cá Tầm, rìa mỏ Bạch Hổ) tiếp tục minh chứng cho khả năng phát hiện các đối tượng cát kết Oligocene, Miocene ở các mỏ hoặc lân cận các mỏ đang khai thác và có thể sớm đưa vào khai thác.

Tổng sản lượng khai thác dầu khí năm 2018 đạt 24,01 triệu tấn, vượt 1,18 triệu tấn so với kế hoạch Chính phủ giao đầu năm. Trong đó, sản lượng dầu thô đạt 13,99 triệu tấn (12,01 triệu tấn ở trong nước, vượt 700 nghìn tấn và 1,98 triệu tấn ở nước ngoài, vượt 60 nghìn tấn so với kế hoạch năm); sản lượng khai thác khí đạt 10,02 tỷ m<sup>3</sup>, vượt 420 triệu m<sup>3</sup> so với kế hoạch năm.

Trên cơ sở kế hoạch Chính phủ giao năm 2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang triển khai các giải pháp đồng bộ để đảm bảo hoàn thành mục tiêu gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác.

Hội nghị đã tập trung nhận diện các thách thức khi tiềm năng dầu khí chủ yếu tập trung ở khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện thi công phức tạp, yêu cầu công nghệ cao, chi phí lớn; ở khu vực truyền thống chủ yếu là các cấu trúc nhỏ, đối tượng mới như bẫy địa tầng, mức độ rủi ro cao... Nguồn vốn đầu tư cho công tác tìm kiếm, thăm dò rất hạn chế, vướng mắc nhiều thủ tục. Khung pháp lý chưa có quy định cơ chế, chính sách riêng cho công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí vốn tiềm ẩn nhiều rủi ro; các điều khoản của Hợp đồng chia sản phẩm (PSC) mới không đủ hấp dẫn nhà đầu tư trong bối cảnh tiềm năng dầu khí còn lại ngày càng hạn chế.

Bên cạnh đó, động thái khai thác mỏ diễn biến phức tạp: việc xử lý tình trạng ngập nước gặp nhiều khó khăn, đặc biệt là các giếng khai thác ở tầng móng và giếng khai thác khí (mỏ Bạch Hổ, Rồng, Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng...); tỷ số khí/dầu (GOR) tăng cao do khai thác dưới áp suất bão hòa; xuất hiện cát, khí xâm nhập, đóng cặn trong ống khai thác, ảnh hưởng đến sản lượng khai thác... Khả năng tăng sản lượng gặp khó

khăn do rủi ro về nước xâm nhập ở giếng khai thác khí, công tác bổ sung sản lượng từ việc mở vỉa mới, khoan cắt thân, khoan giếng đan dày gặp khó khăn do các khu vực tiềm năng cao đã được phát triển, công tác phê duyệt thủ tục đầu tư kéo dài.

Về định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí trong các năm tiếp theo, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí cho rằng để đạt được mục tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí cần thiết phải có đủ nguồn vốn để triển khai khoan 20 - 30 giếng khoan/năm. Quỹ Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí có vai trò quan trọng trong việc thúc đẩy công tác tìm kiếm, thăm dò, tác động tích cực đến công tác thu hút đầu tư nước ngoài, cần tiếp tục duy trì, tăng thêm nguồn trích lập và mở rộng đối tượng sử dụng Quỹ này. Đối với bể Cửu Long, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí đề xuất đẩy mạnh công tác tận thăm dò ở khu vực lân cận các mỏ, công trình khai thác có sẵn để có thể nhanh chóng đưa vào khai thác, thúc đẩy việc thăm dò các cấu tạo/đối tượng còn lại. Đồng thời, cần thăm dò các đối tượng clastic khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn và tận thăm dò/thăm dò mở rộng các khu vực tiềm năng ở các lô đang khai thác; thăm dò các đối tượng bẫy cấu trúc khu vực phía Bắc bể Sông Hồng và đối tượng phi cấu trúc khu vực trung tâm và phía Nam bể Sông Hồng; tiếp tục nghiên cứu phát triển cụm mỏ nhỏ để thúc đẩy công tác thăm dò ở bể Malay - Thổ Chu...

Về các giải pháp kỹ thuật, Ban Tìm kiếm Thăm dò Dầu khí cho rằng cần ưu tiên đánh giá, xác định và khoan thăm dò các khu vực tiềm năng xung quanh ở các khu vực có sẵn hạ tầng khai thác để sớm đưa vào khai thác; áp dụng các công nghệ thu nổi và xử lý địa chấn mới nhằm nâng cao chất lượng và độ phân giải của



địa chấn 3D phục vụ tìm kiếm, thăm dò, các bẫy phi cấu tạo, tận thăm dò khai thác; các nhà thầu/công ty tham gia dự án địa chấn không độc quyền/đa khách hàng; tiếp tục nghiên cứu áp dụng công nghệ khoan và hoàn thiện tiên tiến nhằm đảm bảo an toàn, tiết kiệm thời gian và chi phí...

Để duy trì sản lượng khai thác trong năm 2019, Ban Khai thác Dầu khí đề xuất các giải pháp: Đảm bảo hệ thống khai thác các mỏ hoạt động ổn định, an toàn, hệ số làm việc của các mỏ bằng hoặc cao hơn so với kế hoạch; đưa công trình BK-20 vào vận

hành đúng tiến độ; nâng cấp máy nén khí trên FPSO mỏ Tê Giác Trắng; tiến hành công tác can thiệp, sửa chữa giếng, xử lý cận đáy giếng... Đồng thời, Ban Khai thác Dầu khí cho rằng cần tiếp tục đẩy mạnh công tác nghiên cứu ứng dụng tăng hệ số sản phẩm giếng phù hợp với điều kiện địa chất, động thái của giếng, trạng thái của mỏ; tối ưu hóa chế độ làm việc giếng tự phun, gaslift, bơm điện chìm; theo dõi động thái khai thác tại các mỏ để có điều chỉnh kịp thời, đảm bảo an toàn mỏ; đảm bảo tiến độ khoan mới/khoan cắt thân các

giếng phát triển khai thác; kiểm soát độ ngập nước móng mỏ Bạch Hổ (hoàn thiện phương pháp dự báo và tăng cường khảo sát giếng)...

Về định hướng trong thời gian tới, Ban Khai thác Dầu khí cho biết sản lượng khai thác từ các mỏ đã có Báo cáo kế hoạch dài cương phát triển mỏ (ODP)/Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP) dự kiến sẽ chiếm 50% tổng sản lượng khai thác trong giai đoạn 2020 - 2030. Trên cơ sở đó, Ban Khai thác Dầu khí kiến nghị đẩy nhanh tiến độ triển khai các dự án phát triển khai thác này, có cơ chế,



Mô Bạch Hồ. Ảnh: PVN

chính sách thu hút đầu tư nước ngoài trong tìm kiếm, thăm dò, khai thác các mỏ nhỏ, cận biên, các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu, tận khai thác các mỏ ở giai đoạn khai thác cuối. Cần sớm triển khai dự án tư vấn khảo sát tổng thể các khu vực khai thác truyền thống về công suất, cấu hình kỹ thuật của hệ thống cơ sở hạ tầng, thiết bị khai thác cũng như đánh giá các tiềm năng/phát hiện phù hợp để có chiến lược đầu tư và phát triển các tiềm năng/phát hiện này, bổ sung sản lượng khai thác đang trên đà suy giảm.

Đại diện Vietsovpetro cho biết sẽ tăng cường thăm dò, thăm dò mở rộng trên Lô 09-1; tiếp tục triển khai chương trình nâng cao hệ số thu hồi dầu khí của các mỏ đang khai thác; kết nối các khu vực cận biên, các phát hiện có trữ lượng nhỏ và khó thu hồi vào cơ sở hạ tầng Lô 09-1 nhằm ổn định sản lượng khai thác. Vietsovpetro sẽ tiếp tục đẩy mạnh công tác tận thăm dò tại Lô 09-1 trên cơ sở khai thác triệt để thông tin từ tài liệu địa chấn 3D/4C nhằm chính xác hóa cấu trúc địa chất, khả năng chứa dầu khí của các khu vực tiềm

năng còn lại của Lô 09-1. Tăng cường đầu tư mở rộng vùng hoạt động ngoài Lô 09-1, đánh giá cơ hội đầu tư vào các lô mở, ưu tiên các khu vực lân cận nhằm tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có, giảm thiểu chi phí đầu tư và sớm đưa vào khai thác.

TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu: Song song với việc PVN tiến hành tự đầu tư, cần tiếp tục thu hút đầu tư nước ngoài trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò thông qua việc ký kết các hợp đồng dầu khí mới, với mục tiêu hệ số bù trữ lượng tối thiểu tiệm cận 1. Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu các đơn vị tăng cường công tác nghiên cứu, đánh giá, xây dựng, lựa chọn phương án, khu vực có cơ hội thành công cao, giảm thiểu rủi ro, nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm thăm dò. Đối với công tác khai thác dầu khí, TS. Nguyễn Quốc Thập cho rằng các đơn vị cần đầu tư nghiên cứu để quản trị mỏ tốt nhất, xem xét các khía cạnh đầu tư, kỹ thuật, khoa học để nâng cao hệ số thu hồi, nâng cao khả năng khai thác với chi phí tối ưu...

Các ý kiến tại Hội nghị cho rằng cần sớm sửa đổi Luật Dầu khí, PSC mẫu theo hướng khuyến khích, thu hút đầu tư; có cơ chế huy động, trích lập (tạo nguồn) Quỹ rủi ro sử dụng cho hoạt động tìm kiếm thăm dò; có cơ chế khấu trừ chi phí (write off) đối với hoạt động khoan thăm dò/thăm lượng không thành công; có cơ chế chính sách phù hợp cho thăm dò, phát triển khai thác các mỏ nhỏ, cận biên; chính sách, quy định đối với các dự án Tập đoàn Dầu khí Việt Nam điều hành thay Chính phủ khi nhà đầu tư hoàn trả do không đảm bảo hiệu quả kinh tế song vẫn còn khả năng tận khai thác.

**Lê Khoa**



# KHAI THÁC TRÊN 5,5 TRIỆU THÙNG DẦU/NĂM TỪ MỎ CÁ TẦM



Các đại biểu thực hiện nghi thức đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Cá Tầm Lô 09-3/12. Ảnh: PVN

Đến thời điểm hiện tại, sản lượng khai thác trung bình từ mỏ Cá Tầm (Lô 09-3/12) đạt trên 1.200 tấn dầu/ngày (gần 9.000 thùng/ngày). Trong năm 2019, Tổ hợp nhà thầu sẽ tiếp tục khoan và đưa vào khai thác thêm 6 giếng. Sản lượng khai thác cả năm dự kiến đạt 766 nghìn tấn dầu (tương đương trên 5,5 triệu thùng dầu), đóng góp đáng kể cho ngân sách Nhà nước.

**N**gày 8/3/2019, Tổ hợp nhà thầu gồm Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và Bitexco đã tổ chức Lễ đón dòng dầu đầu tiên từ mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, bể Cửu Long.

Theo TS. Nguyễn Quỳnh Lâm - Tổng giám đốc Vietsovpetro, sau 2 năm nghiên cứu tài liệu và đề xuất tham gia, ngày 12/9/2012, Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 09-3/12 được ký giữa Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với Tổ hợp nhà thầu Vietsovpetro (55%), PVEP (30%) và Bitexco (15%). Ngay sau đó, Vietsovpetro đã tiến hành công tác khảo sát địa chấn, minh giải tài liệu, khoan thăm dò và đã phát hiện dòng dầu công nghiệp đầu tiên tại giếng CT-2X vào ngày 2/8/2014. Các giếng thăm lượng CT-3X, CT-4X thành công đã khẳng định mỏ Cá

Tầm đạt trữ lượng thương mại. Đặc biệt, trữ lượng của mỏ Cá Tầm chủ yếu nằm trong trầm tích Oligocene D, đây là đối tượng lần đầu tiên có phát hiện dòng dầu thương mại tại bể Cửu Long. Việc lần đầu tiên có phát hiện dầu khí thương mại trong đối tượng này tại bể Cửu Long sẽ mở ra hướng thăm dò mới trong thời gian tới.

Sau khi phát hiện mỏ Cá Tầm, Tổ hợp nhà thầu đã hoàn thiện các hồ sơ pháp lý, được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Báo cáo kế hoạch phát triển mỏ (FDP) ngày 18/7/2017. Trong giai đoạn 1, Tổ hợp nhà thầu đã triển khai xây dựng giàn đầu giếng CTC-1 kết nối vào hệ thống hạ tầng có sẵn tại Lô 09-1 để đưa mỏ vào khai thác, cho dòng dầu đầu tiên từ ngày 25/1/2019, đúng theo kế hoạch đã được phê duyệt tại Kỳ họp lần thứ IX của Ủy ban quản lý Hợp đồng chia sản phẩm Lô 09-3/12.



Lễ ký "Thỏa thuận lấy dầu từ mỏ Cá Tầm Lô 09-3/12". Ảnh: PVN



Lễ ký "Thỏa thuận tạm thời bán dầu Cá Tầm". Ảnh: PVN

Song song với công tác xây lắp, Tổ hợp nhà thầu đã hoàn thành công tác kết nối hoàn thiện (tie-back) các giếng khoan thăm dò/thẩm lượng CT-2X, CT-3X, CT-4X. Đến ngày 10/2/2019, Tổ hợp nhà thầu đã hoàn thành và đưa giếng khoan khai thác đầu tiên CT-101 vào khai thác, với sản lượng trung bình đến thời điểm hiện tại đạt trên 1.200 tấn dầu/ngày (gần 9.000 thùng/ngày). Theo kế hoạch, trong năm 2019, Tổ hợp nhà thầu sẽ tiếp tục khoan và đưa vào khai thác thêm 6 giếng, để nâng sản lượng khai thác của mỏ Cá Tầm lên 766 nghìn tấn dầu/năm (tương đương trên 5,5 triệu thùng dầu/năm), đóng góp đáng kể cho ngân sách Nhà nước và lợi nhuận cho Vietsovpetro, PVEP và Bitexco.

TS. Nguyễn Quỳnh Lâm cho biết, đến nay tại Lô 09-3/12, Vietsovpetro đã hoàn thành công tác khoan và thử vỉa các giếng thăm dò CT-5X trong năm 2018 và CT-6X vào ngày 25/2/2019 cho kết quả tốt với gia tăng trữ lượng thu hồi ước đạt 1,95 triệu tấn dầu, nâng tổng trữ lượng thu hồi của toàn mỏ Cá Tầm lên gần 11 triệu tấn dầu. Kết quả này đã cho phép Tổ hợp nhà thầu tiếp tục xây dựng thêm các giàn đầu giếng trong thời gian tới và là tiền đề để thi công khoan giếng thăm dò tiếp theo CT-8X trong năm 2019.

Theo Tổng giám đốc PVEP Trần Quốc Việt, với trách nhiệm của đối tác tham gia 30% quyền lợi tại dự

án, PVEP đã tích cực hợp tác cùng Vietsovpetro, Bitexco để đảm bảo tiến độ đưa Dự án phát triển mỏ Cá Tầm đạt dòng dầu đầu tiên đúng kế hoạch.

Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Nguyễn Vũ Trường Sơn cho rằng để có thể đầu tư phát triển mỏ, đưa vào khai thác thương mại trong điều kiện giá dầu thấp là thách thức rất lớn. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ghi nhận nỗ lực của Tổ hợp nhà thầu đã nghiêm túc thực hiện các cam kết trong Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 09-3/12, đặc biệt đánh giá cao Vietsovpetro đã chủ động, tích cực tham gia tổ chức thực hiện Dự án ngay từ đầu và làm nhiệm vụ của người điều hành với nỗ lực và quyết tâm rất lớn. Dự án này sẽ đóng góp không nhỏ vào kết quả sản xuất kinh doanh của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong năm nay và các năm tiếp theo.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Tổ hợp nhà thầu, đặc biệt là Vietsovpetro cần khẩn trương hoàn thành các công việc còn lại; vận hành đảm bảo an toàn, hiệu quả giàn CTC-1; tiến hành thanh quyết toán dự án giai đoạn đầu; so sánh đối chiếu, cập nhật các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật và kết quả công tác quản lý dự án giai đoạn vừa qua để rút ra kinh nghiệm cho triển khai dự án giai đoạn tiếp theo; đồng thời tiếp tục triển khai giếng thăm dò CT-8X, củng cố cơ sở để xem xét đầu tư phát triển mở rộng mỏ trong thời gian tới.

Thứ trưởng Bộ Công Thương Đặng Hoàng An đánh giá cao phương án phát triển mỏ Cá Tầm kết nối với cơ sở hạ tầng sẵn có của Lô 09-1, chỉ trong 18 tháng xây dựng đã đưa mỏ vào khai thác, góp phần gia tăng sản lượng khai thác dầu khí trong nước. Việc đẩy mạnh các hoạt



Khởi thương tầng giàn CTC-1. Ảnh: VSP



Giàn PV Drilling VI hoạt động tại mỏ Cá Tầm. Ảnh: Phan Ngọc Trung

động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tại khu vực bể Cửu Long, sẵn có cơ sở hạ tầng: hệ thống xử lý/xuất dầu thô và thu gom khí đồng hành đồng bộ là chủ trương đúng đắn và nhất quán của Đảng và Nhà nước Việt Nam, có ý nghĩa quan trọng về phương diện kinh tế, nhằm đảm bảo duy trì và sớm gia tăng sản lượng khai thác dầu khí để đáp ứng được nhu cầu năng lượng và đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Việc tiến hành các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tại các khu vực này cũng góp phần khẳng định và bảo vệ chủ quyền cũng như các lợi ích kinh tế trên thêm lục địa và lãnh hải Việt Nam.

Chính phủ Việt Nam, Bộ Công Thương đã, đang và sẽ luôn tạo điều kiện thuận lợi, ủng hộ và khuyến khích hoạt động của các nhà đầu tư, trong đó có các doanh nghiệp hoạt động trong lĩnh vực dầu khí và doanh nghiệp tư nhân phù hợp với pháp luật Việt Nam và thông lệ quốc tế, đảm bảo quyền lợi hợp pháp, mang lại lợi ích thiết thực cho các nhà đầu tư cũng như cho đất nước trên cơ sở vì lợi ích chung.

**Nguyễn Thanh**

Để bảo vệ chống ăn mòn cho chân đế giàn CTC-1, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã cung cấp 85 tấn anode hy sinh hợp kim nhôm Al-Zn-In cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro". Sản phẩm do VPI nghiên cứu, chế tạo và sản xuất trong nước, được sử dụng để bảo vệ chống ăn mòn cho các thiết bị, công trình trong môi trường nước biển như: chân đế giàn khoan, đường ống thu gom, vận chuyển dầu khí, tàu thuyền, cầu cảng... Với điện thế âm hơn nhiều so với công trình thép, sản phẩm anode hy sinh của VPI có khả năng hòa tan để cung cấp dòng cathode, bảo vệ an toàn cho các công trình biển không bị ăn mòn.



Hạ thủy chân đế giàn CTC-1. Ảnh: VSP

### CÁC CỘT MỐC CHÍNH CỦA DỰ ÁN CÁ TẦM

Ký Hợp đồng chia sản phẩm dầu khí Lô 09-3/12 giữa PVN với Tổ hợp nhà thầu Vietsovpetro (55%), PVEP (30%) và Bitexco (15%)



Tiến hành công tác khảo sát địa chấn

Tiến hành minh giải tài liệu và lập đề xuất khoan thăm dò



Phát hiện dòng dầu công nghiệp đầu tiên tại giếng CT-2X



Ngon lửa thử vỉa tại giếng CT-6X. Ảnh: Phan Ngọc Trung



Giàn CTC-1. Ảnh: VSP



Đoàn công tác của Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp, UBND tỉnh Phú Thọ, Đảng ủy Khối Doanh nghiệp Trung ương thăm giàn CTC-1. Ảnh: PVN



TS Phan Ngọc Trung - Thành viên HĐQT Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và đoàn công tác kiểm tra tiến độ triển khai dự án tại giàn CTC-1. Ảnh: PVN



Bi thư thứ nhất Ban chấp hành Trung ương Đoàn TNCS Hồ Chí Minh Lê Quốc Phong và đoàn công tác thăm giàn CTC-1. Ảnh: VSP

Thủ tướng Chính phủ phê duyệt kế hoạch phát triển mỏ

**18 - 7  
2017**

**23 - 1  
2018**

Khởi công chế tạo chân đế

Khởi công chế tạo Topside & MSF

**16 - 3  
2018**

**23 - 5  
2018**

Hạ thủy chân đế giàn CTC-1

Hạ thủy, vận chuyển và lắp đặt MSF & Topside giàn CTC-1

**2 - 18/10  
2018**

**25 - 1  
2019**

Mô Cá Tắm cho dòng dầu đầu tiên

# BIENDONG POC: CÔNG NGHỆ LÀ ĐÒN BẨY ĐỂ XÂY DỰNG TƯƠNG LAI BỀN VỮNG

Với công suất khai thác trung bình hàng năm đạt khoảng 2 tỷ m<sup>3</sup> khí và 3 triệu thùng condensate, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đang đứng thứ 2 Việt Nam về sản lượng khí và condensate khai thác trong nước.

**N**gày 15/3/2019, Chi nhánh Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đã tổ chức Lễ kỷ niệm 10 năm thành lập (26/2/2009 - 26/2/2019) và đón nhận Huân chương Lao động hạng Nhì.

Dự án Biển Đông 01 là dự án khai thác khí và dầu condensate ở cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh (Lô 05-2 & 05-3), bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam. Đây là dự án cách xa đất liền nhất ở cực Đông Nam của Tổ quốc và là nơi có cấu tạo địa chất mô vô cùng phức tạp. Với ý chí quyết tâm, tập thể lao động quốc tế BIENDONG POC đã từng bước vượt qua khó khăn, thách thức đưa dự án về đích thành công với nhiều kỷ lục được xác lập: 17 triệu giờ lao động tuyệt đối an toàn trong giai đoạn phát triển dự án; xây lắp thành công hệ thống 2 giàn khai thác và 1 giàn xử lý trung tâm cùng hệ thống đường ống đấu nối với khối lượng lớn nhất trong lịch sử dầu khí Việt Nam (hơn 70.000 tấn thép); khoan thành công 16 giếng cho dự án trong điều kiện địa chất rất phức



Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp Nguyễn Hoàng Anh, thừa ủy quyền của Chủ tịch nước, gắm Huân chương Lao động hạng Nhì lên cờ truyền thống của BIENDONG POC. Ảnh: PVN

tạp, nhiệt độ cao (trên 175°C), áp suất cao (trên 850atm) với độ sâu lên đến 4.000m.

Kể từ khi khai thác dòng khí thương mại (6/9/2013) đến nay, BIENDONG POC đã khai thác tuyệt đối an toàn trên 10 tỷ m<sup>3</sup> khí và hơn 17 triệu thùng condensate; tổng doanh thu đạt trên 2,8 tỷ USD trên tổng mức đầu tư và chi phí vận hành đến nay là hơn 2,9 tỷ USD; nộp ngân sách Nhà nước trên 700 triệu USD; năng suất lao động bình quân năm 2018 đạt 60 tỷ đồng/người/năm. Với công suất khai thác trung bình hàng năm đạt khoảng 2 tỷ m<sup>3</sup> khí và 3 triệu thùng condensate, BIENDONG POC đang đứng thứ 2 Việt Nam về sản lượng khai thác khí và condensate (chiếm 20% sản lượng khí và condensate khai thác trong nước).

Chủ tịch Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp Nguyễn Hoàng Anh đánh giá cao kết quả BIENDONG POC đã đạt được. Sự kiện

này đánh dấu một mốc quan trọng trong phát triển mối quan hệ chiến lược giữa Petrovietnam và Gazprom, qua đó thúc đẩy sự hợp tác tốt đẹp giữa Việt Nam và Liên bang Nga. Đây cũng là dấu mốc có ý nghĩa quan trọng trong việc góp phần phát triển kinh tế - xã hội và đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước.

Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov khẳng định nỗ lực của các đồng nghiệp 2 phía là rất đáng ghi nhận với việc đã hoàn thành khối lượng công việc rất lớn và đang tiếp tục đạt được những thành tựu mới trong tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí. Kết quả này không chỉ góp phần thúc đẩy mối quan hệ hợp tác chiến lược của 2 tập đoàn dầu khí lớn của 2 quốc gia mà còn góp phần củng cố quan hệ tốt đẹp ở cấp nhà nước.

Theo Chủ tịch HĐTV Tập đoàn Dầu khí Việt Nam Trần Sỹ Thanh, việc triển khai thành công dự án Biển Đông 01 đã khẳng định bước phát triển vượt bậc, góp phần tạo dựng uy



Giàn đầu giếng Hải Thạch được kết nối với giàn xử lý trung tâm Hải Thạch. Ảnh: Phan Ngọc Trung

tín thương hiệu của Petrovietnam nói chung và BIENDONG POC nói riêng đối với ngành công nghiệp dầu khí trong khu vực. Với trữ lượng và tiềm năng dầu khí quan trọng, nền tảng vững chắc về con người, hệ thống thiết bị, công nghệ hiện đại và vị trí tiên tiêu quan trọng ở khu vực cực Đông Nam trên biển, trong thời gian tới, BIENDONG POC cần đảm bảo hoạt động an toàn, liên tục, hiệu quả, đồng thời tăng cường hơn nữa công tác nghiên cứu phát triển mỏ, đảm bảo sự phát triển bền vững, góp phần tích cực đảm bảo an ninh năng lượng, tham gia bảo vệ chủ quyền biển đảo của Tổ quốc.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tin tưởng với bản lĩnh, trí tuệ của tập thể giàu truyền thống và ý chí quyết tâm của những người đi tìm lửa, BIENDONG POC sẽ tiếp tục phát triển, xứng đáng là một trong những đơn vị khai thác dầu khí chủ lực của Petrovietnam.

Về các thách thức trong thời gian tới, TS. Ngô Hữu Hải - Tổng giám đốc

BIENDONG POC cho biết BIENDONG POC đang phải đối mặt với các vấn đề kỹ thuật phát sinh do tính chất phức tạp của cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh; các vỉa dầu khí, condensate đang suy giảm, ngập nước, bị ngưng tụ condensate vùng cận đáy giếng, trong khi vấn đề thăm dò và gia tăng trữ lượng đang gặp khó khăn về mặt chính sách và cơ chế tài chính. Trước các thách thức này, BIENDONG POC đang tập trung mở rộng thăm dò, gia tăng trữ lượng tại khu vực mỏ và vùng lân cận; thực hiện các giải pháp kỹ thuật để đảm bảo khai thác an toàn, hiệu quả.

Tổng giám đốc Ngô Hữu Hải khẳng định tập thể lao động quốc tế sẽ tiếp tục phấn đấu, cải tiến để đưa BIENDONG POC trở thành nhà điều hành hàng đầu trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí, tiếp tục thăm dò thêm nhiều dòng dầu khí mới, góp phần phát triển đất nước trong thời kỳ công nghiệp hóa, hiện đại hóa.

**Lê Khoa**

Nhân dịp kỷ niệm 10 năm ngày thành lập, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đã tổ chức Hội thảo kỹ thuật với chủ đề "Xây dựng tương lai bền vững nhờ đòn bẩy công nghệ và kinh nghiệm".

Tại phiên toàn thể, Hội thảo đã nghe các báo cáo: Tương lai của ngành Dầu khí Việt Nam và định hướng phát triển của BIENDONG POC; Quan hệ đối tác chiến lược trong môi trường đầy thách thức; Quản lý tài sản dự báo. Các phân ban của Hội thảo xoay quanh 4 chủ đề: Thách thức trong hoạt động khoan tại khu vực nhiệt độ cao, áp suất cao; Tối ưu hóa khai thác: Chiến lược và đổi mới; Thách thức ngầm; Quản trị rủi ro và an toàn trong công tác phát triển mỏ.

Hội thảo thể hiện góc nhìn đa chiều của các chuyên gia, nhà khoa học trong và ngoài nước về các vấn đề thực trạng, thách thức và các giải pháp trong hoạt động khoan, khai thác tại khu vực có nhiệt độ cao, áp suất cao. Từ đó, Hội thảo đề xuất các giải pháp cụ thể về nghiên cứu phát triển, ứng dụng công nghệ mới, nâng cao hiệu quả công tác quản trị và quản lý... cho BIENDONG POC.

# ĐẨY MẠNH CÔNG TÁC ĐIỀU TRA CƠ BẢN ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG DẦU KHÍ

Ngày 26/3/2019, tại Hà Nội, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã tham dự Hội nghị tổng kết bước đầu “Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên, môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến 2020” do Ban chỉ đạo Nhà nước về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển, Bộ Tài nguyên và Môi trường tổ chức.



Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường Trần Hồng Hà và các đại biểu tham dự Hội nghị nghe giới thiệu về sản phẩm anode hy sinh chống ăn mòn do Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu, chế tạo. Ảnh: Hiền Trang

**Đ**ề án 47 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 47/2006/QĐ-TTg ngày 1/3/2006, với mục tiêu đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản các điều kiện tự nhiên, tài nguyên thiên nhiên và môi trường vùng biển Việt Nam; xác lập luận cứ khoa học, cơ sở pháp lý để tăng cường quản lý nhà nước, phát huy tiềm năng, lợi thế của biển và vùng ven biển; thực hiện nhiệm vụ phát triển bền vững vùng biển, ven biển và hải đảo, tăng cường quốc phòng, an ninh, bảo đảm chủ quyền quốc gia, đưa nước ta từng bước vững chắc trở thành quốc gia mạnh về biển...

Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường Trần Hồng Hà đánh giá: Đề án 47 là 1 đề án lớn mang tính tổng thể toàn diện về điều tra cơ bản tài nguyên môi trường biển và quản lý tài nguyên môi trường biển. Sự đầu tư của Nhà nước bước đầu đã thu được kết quả quan trọng về hoàn thiện thể chế, chính sách, pháp luật

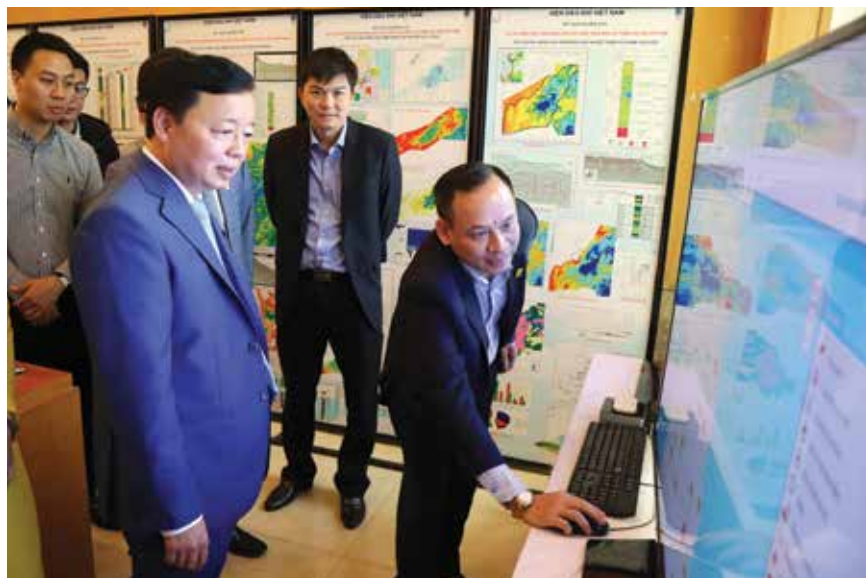
về biển, về điều tra cơ bản điều kiện tự nhiên tài nguyên môi trường biển, về tăng cường cơ sở vật chất, kỹ thuật, đào tạo nguồn nhân lực... Nhiều kết quả của các dự án đã được chuyển giao thực tiễn và đang góp phần thiết thực vào sự phát triển kinh tế - xã hội, trong đó cơ bản đã làm chủ công nghệ tìm kiếm, thăm dò dầu khí trên biển...

Theo ông Tạ Đình Thi - Tổng cục trưởng Tổng cục Biển và Hải đảo Việt Nam, Chánh văn phòng Ban chỉ đạo Nhà nước về điều tra cơ bản tài nguyên - môi trường biển: Đến nay, chỉ có 10/45 dự án được phê duyệt có phạm vi điều tra cơ bản ở vùng biển sâu. Trong khi việc điều tra cơ bản ở vùng biển sâu, biển xa rất quan trọng vì khu vực này chứa nhiều tài nguyên có giá trị kinh tế như: dầu khí, khí hydrate... đồng thời việc triển khai thực hiện dự án ở vùng biển sâu còn khẳng định chủ quyền quốc gia trên biển.

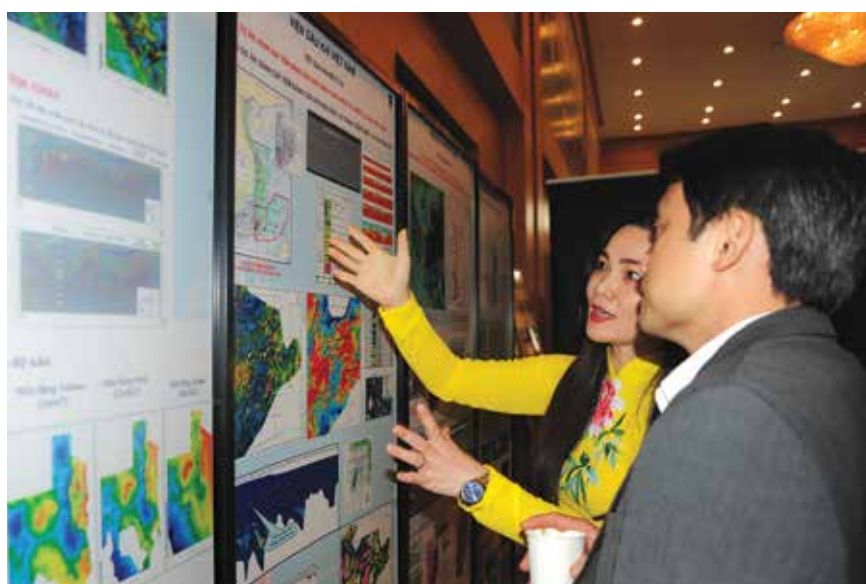
Viện Dầu khí Việt Nam/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã chủ trì triển

khai Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”; Dự án “Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về khí hydrate để xác lập các dấu hiệu, tiền đề về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” (thuộc “Chương trình nghiên cứu, điều tra cơ bản về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”) và triển khai một số nghiên cứu về khoáng sản đáy biển sâu.

Tại Hội nghị, các chuyên gia, nhà khoa học đánh giá cao kết quả nghiên cứu của Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” do có nhiều đóng góp mới, quan trọng cho khoa học địa chất dầu khí. Đây là dự án nghiên cứu đầu tiên của Việt Nam xây dựng được cơ sở dữ liệu khoa học, đầy đủ, tin cậy về tiềm năng và trữ lượng dầu khí trên biển và thềm lục địa Việt Nam; định hướng cho công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí; các giải pháp quản lý và khai thác



Bộ trưởng Bộ Tài nguyên và Môi trường Trần Hồng Hà và các đại biểu tham dự Hội nghị nghe giới thiệu về hệ thống thông tin nhạy cảm môi trường ESIS do Viện Dầu khí Việt Nam nghiên cứu, xây dựng. Ảnh: Hiền Trang



TS. Lê Chi Mai - Viện Dầu khí Việt Nam giới thiệu kết quả nghiên cứu của Dự án “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam”. Ảnh: Ngọc Linh

tài nguyên môi trường biển của Nhà nước một cách khoa học, hiệu quả; góp phần khẳng định và bảo vệ chủ quyền Quốc gia.

Trên cơ sở xử lý và minh giải khối lượng tài liệu đồ sộ (trên 460.000km địa chấn 2D, 84.000km<sup>2</sup> địa chấn 3D, 450 giếng tìm kiếm, thăm dò/thăm lượng, hàng nghìn giếng khai thác, 12 nghìn mẫu thạch học, địa hóa...), nhóm tác giả đã chính xác hóa cấu trúc địa chất và lần đầu tiên xác định được ranh giới giữa các bể trầm

tích, phân bố các cấu tạo triển vọng, dự báo tiềm năng và trữ lượng dầu khí tại chỗ của các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam. Công tác xử lý tài liệu địa chấn, minh giải và xây dựng bản đồ, địa vật lý giếng khoan, xây dựng mô hình mô phỏng 3D được thực hiện bằng các phần mềm hiện đại, có độ tin cậy và chính xác cao.

Bên cạnh đó, Dự án “Thu thập, phân tích, tổng hợp các tài liệu về khí hydrate để xác lập các dấu hiệu,

tiền đề về tiềm năng khí hydrate ở các vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” đã xác lập các dấu hiệu, tiền đề chứng minh sự tồn tại khí hydrate tại các vùng biển Việt Nam, xây dựng quy trình xử lý và minh giải tài liệu địa chất - địa vật lý hiện có để xác định các dấu hiệu khí hydrate trên các vùng biển Việt Nam; tạo cơ sở cho việc xây dựng chương trình tìm kiếm thăm dò khí hydrate ở Việt Nam.

TS. Lê Chi Mai - Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí thuộc Viện Dầu khí Việt Nam, đại diện nhóm tác giả đề xuất: Kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam đã xác định các khu vực có tiềm năng và các khu vực cần ưu tiên điều tra khảo sát. Với kinh nghiệm khảo sát thực địa trong điều kiện ngoài khơi phức tạp cũng như xử lý phân tích, nghiên cứu tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý, Viện Dầu khí Việt Nam mong muốn được tiếp tục triển khai các dự án nghiên cứu và khoan tìm kiếm, thăm dò khí hydrate trên các khu vực có tiềm năng trên biển Đông. Các số liệu tài liệu khảo sát, thăm dò ngoài khơi của ngành Dầu khí (đặc biệt là tài liệu địa chấn và tài liệu giếng khoan và mẫu vật) rất đa dạng và phong phú, có thể sử dụng để triển khai việc khoanh định và đánh giá tiềm năng khoáng sản đáy biển (Fe, Mn, đa kim và các kim loại quý hiếm...), do vậy Nhà nước cần có cơ chế phối hợp giữa ngành Dầu khí với các bộ/ngành để sử dụng các nguồn tài liệu này một cách hiệu quả nhất. Do công tác khảo sát nghiên cứu biển có chi phí rất lớn, việc đẩy mạnh hợp tác, phối hợp các lĩnh vực phục vụ điều tra khảo sát tìm kiếm thăm dò dầu khí, khí hydrate, khoáng sản, đánh giá tác động môi trường biển... là hết sức cần thiết.

**Việt Hà - Hiền Trang**





## THÁCH THỨC TRONG CÔNG TÁC THĂM DÒ, TẬN THĂM DÒ Ở KHU VỰC TRUYỀN THỐNG

Trên cơ sở cập nhật tiềm năng dầu khí ở các khu vực truyền thống, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí nhiệm kỳ 2017 - 2019 đã tập trung phân tích các khó khăn trong công tác thăm dò, tận thăm dò, phát triển mỏ, từ đó đề xuất các giải pháp kỹ thuật để nâng cao hiệu quả lĩnh vực cốt lõi trong thời gian tới.

**N**gày 7/3/2019, tại Tp. Vũng Tàu, Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí nhiệm kỳ 2017 - 2019 đã tổ chức Kỳ họp lần thứ IV với sự tham dự của Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và

các chuyên gia đầu ngành trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí.

Kỳ họp đã tập trung trao đổi, thảo luận các vấn đề: “Kết quả tìm kiếm thăm dò năm 2018, kế hoạch thăm dò, thẩm lượng năm 2019 và định hướng tiếp theo”; “Cập nhật

một số điểm mới về kiến tạo, địa tầng và hệ thống dầu khí khu vực phía Bắc bể Sông Hồng”; “Lượng hóa tác động của hiện tượng ngưng tụ condensate và tiềm năng cải thiện khai thác bằng phương pháp bơm hóa chất”; “Chiến lược phát triển mỏ



Mỏ Hải Thạch. Ảnh: Trung Linh

Sư Tử Trắng và các thách thức trong quá trình khai thác”; “Một số kết quả mới về minh giải tài liệu địa chấn 2D - Dự án PVN15”; “Tiềm năng dầu khí còn lại và chiến lược thăm dò mở rộng đối tượng Oligocene dưới khu vực mỏ Thăng Long - Đông Đô”; “Phát hiện dầu khí ở các đối tượng Oligocene E&D mỏ Tè Giác Trắng và định hướng tiếp theo”...

Từ kết quả nghiên cứu chung với Cục Địa chất Đan Mạch (GEUS), Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết lần đầu tiên đã xây dựng được bộ bản đồ cấu trúc thống nhất cho khu vực bể Sông Hồng. Lát cắt đồng tách

giãn phía Bắc bể Sông Hồng đã trải qua 2 pha kiến tạo chính (tách giãn Eocene - Oligocene và nghịch đảo cuối Oligocene), có ảnh hưởng đến sự phân bố của các cấu trúc tiềm năng trong khu vực. Chiều dày trầm tích Oligocene tăng lên đáng kể so với kết quả nghiên cứu trước đây cho thấy tiềm năng sinh của đá mẹ Oligocene cũng như khả năng chắn nóc của tập sét Oligocene với đối tượng móng khả quan hơn trước. Các trầm tích lắng đọng trong môi trường sông, ven hồ hình thành trong giai đoạn rift sớm - muộn là nguồn đá chứa tiềm năng với chất lượng tốt ở khu vực đảo Bạch Long Vĩ, trung bình ở khu vực Hàm Rồng, Hạ Mai và kém hơn ở các khu vực còn lại. Trên cơ sở đó, VPI đề xuất ưu tiên đẩy mạnh thăm dò các cấu tạo khu vực trũng Hàm Rồng, tìm kiếm bẫy địa tầng ở khu vực phía Đông cấu tạo Kỳ Lân, ven rìa trũng TPA và Hạ Mai.

Tại Kỳ họp, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (BIENDONG POC) đã đề xuất các giải pháp kỹ thuật (như nút vỉa thủy lực, bơm khí tuần hoàn...) để làm giảm ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng tại vùng cận đáy giếng khi áp suất vỉa thấp hơn áp suất điểm sương, cản trở dòng chảy của chất lưu (khí) đi vào lòng giếng và suy giảm khả năng khai thác của giếng. Tiểu ban Thăm dò Khai thác cho rằng giải pháp bơm methanol để rửa vỉa là nhanh và hiệu quả, cho thấy tiềm năng gia tăng sản lượng tức thời; do đó BIENDONG POC cần tiếp tục nghiên cứu các giải pháp để giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng lên khả năng khai thác của giếng.

Chia sẻ các thách thức trong quá trình khai thác, phát triển mỏ Sư Tử Trắng, Công ty Điều hành Dầu khí Cửu Long (Cuu Long JOC) cho biết cấu trúc địa chất của mỏ rất phức

tạp, đá chứa nằm ở độ sâu tương đối lớn, tính chất vỉa đặc trưng bởi các yếu tố nhiệt độ cao, áp suất cao. Mức độ bất đồng nhất của đá chứa, công tác thiết kế và thi công giếng khoan trong điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao; ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ lỏng tại vùng cận đáy giếng đến khả năng khai thác; nhu cầu tiêu thụ khí và phát triển hạ tầng đường ống... là các thách thức rất lớn, ảnh hưởng đến các giai đoạn phát triển tiếp theo của mỏ. Trên cơ sở đó, Cuu Long JOC đề xuất các giai đoạn: (i) thử nghiệm khai thác dài hạn, (ii) giai đoạn 1 (phase 1) bơm và duy trì khí tuần hoàn trong mỏ với 2 giếng khoan mới, (iii) giai đoạn 2 (phase 2) thu nổ địa chấn mới, kết nối giàn xử lý trung tâm với cơ sở hạ tầng sẵn có, xây dựng đường ống dẫn khí mới và thăm lượng khai thác ở khu vực rìa và sâu hơn áp dụng công nghệ nút vỉa thủy lực.

Về chiến lược thăm dò mở rộng đối tượng Oligocene dưới khu vực mỏ Thăng Long - Đông Đô, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết sản lượng khai thác của mỏ Thăng Long - Đông Đô khoảng 5 nghìn thùng dầu/ngày với chi phí vận hành cao. Đối tượng Oligocene dưới được đánh giá là vỉa chứa chính, có chất lượng tốt. Kết quả khoan phát triển cho thấy tiềm năng dầu khí còn lại ở mỏ Thăng Long - Đông Đô chủ yếu tập trung xung quanh mỏ dưới dạng bẫy chứa hỗn hợp dạng địa tầng - cấu trúc, nằm trong khu vực hạ tầng sẵn có, dễ dàng đưa vào phát triển. Bẫy chứa này chủ yếu thành tạo và phân bố theo dạng lòng sông cổ, khả năng chắn đáy và nóc của các vỉa chứa tương đối tốt.

Tiểu ban Thăm dò Khai thác cho rằng PVEP cần nghiên cứu khả năng chắn biên và đánh giá chi tiết



hơn trong thời gian tiếp theo; tiếp tục thăm dò/thẩm lượng để đánh giá chính xác chất lượng vỉa chứa Oligocene và đưa vào khai thác hiệu quả trong thời gian tới; đồng thời nghiên cứu đánh giá tính chất dầu giữa mỏ Jade và mỏ Thăng Long...

Về phát hiện dầu khí ở các đối tượng Oligocene E&D mỏ Tê Giác

Trắng, Công ty Điều hành Hoàng Long - Hoàn Vũ cho biết kết quả thử vỉa DST cho tập D1/E cho dòng dầu lưu lượng 600 thùng/ngày. Đá chứa D1/E gồm cát kết chặt sít ở điều kiện áp suất bình thường, song chất lượng chứa được cải thiện ở điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao. Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí cho rằng giải pháp nứt vỉa thủy lực sẽ

xác định rõ hơn tiềm năng và khả năng khai thác của đối tượng D/E; cần chọn vị trí giếng khoan thẩm lượng trong các khối của mỏ Tê Giác Trắng trên cơ sở kết hợp đồng thời các yếu tố: (i) thăm định, đánh giá chi tiết đá chứa Miocene ở trên; (ii) khai thác ở tầng chứa chính hiện nay; (iii) thăm định, đánh giá phần đá chứa dưới sâu D1/E.



Mô Bạch Hồ. Ảnh: VSP

Theo Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí, với phát hiện dầu khí tại giếng khoan 31P, đá chứa cát kết D/E là đối tượng thăm dò thăm lượng quan trọng trong thời gian tới đối với khu vực mỏ Tê Giác Trắng và vùng lân cận. Công ty Điều hành Hoàng Long - Hoàn Vũ cần đầu tư nghiên cứu sự phân bố đá chứa, phân bố các khu vực áp suất cao cho

tầng D1/E và công nghệ hoàn thiện, khai thác, thi công trong các giếng có cả đối tượng áp suất thường và áp suất cao; tổng kết bài học kinh nghiệm để có thể áp dụng tương tự khi thăm dò các đối tượng nằm ở điều kiện áp suất cao và nhiệt độ cao ở khu vực mỏ Tê Giác Trắng và các mỏ lân cận.

Phát biểu chỉ đạo tại Kỳ họp, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí tập trung tư vấn xây dựng chương trình nghiên cứu dài hạn để nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí; là đầu mối tổ chức các hội thảo kỹ thuật thường xuyên hơn để chia sẻ thông tin, trao đổi, tư vấn trong lĩnh vực thăm dò khai thác.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng Tiểu ban Thăm dò Khai thác Dầu khí tiếp tục phân tích và đánh giá nguyên nhân thành công, thất bại của các giếng khoan thăm dò ở khu vực phía Bắc bể Sông Hồng trong thời gian qua, từ đó định hướng thăm dò hiệu quả hơn trong thời gian tiếp theo. TS. Nguyễn Quốc Thập lưu ý kết quả mới về minh giải tài liệu địa chấn 2D (Dự án PVN15) và đánh giá cập nhật hệ thống dầu khí bể Sông Hồng qua chương trình hợp tác nghiên cứu giữa VPI và GEUS cho thấy trầm tích Oligocene có chiều dày lớn hơn, tiềm năng dầu khí ở khu vực được nhận định có triển vọng hơn so với trước đây.

Lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho rằng kết quả công tác tìm kiếm thăm dò đến thời điểm hiện nay và các phát hiện dầu khí mới gần đây cho thấy rõ hơn tiềm năng dầu khí ở các khu vực truyền thống (các bể trầm tích Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng...). Việc triển khai công tác thăm dò/tận thăm dò, phát triển mỏ ngày càng khó khăn, đòi hỏi chi phí lớn, đặc biệt cần có các giải pháp đồng bộ từ kỹ thuật, quản lý đến cơ chế chính sách để thu hút đầu tư vào lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam trong thời gian tới.

**Quang Minh**



## TÍCH HỢP LỘC HÓA DẦU, PHÁT TRIỂN THEO CHUỖI CHẾ BIẾN SÂU

Tại Kỳ họp lần thứ IV với chủ đề “Vai trò khoa học công nghệ trong việc nâng cao hiệu quả hoạt động lĩnh vực hóa - chế biến dầu khí”, Tiểu ban Hóa - Chế biến Dầu khí đã tập trung thảo luận các giải pháp để phát triển sản xuất hóa dầu theo chuỗi chế biến sâu, tích hợp lọc hóa dầu; sử dụng hiệu quả nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao (Cá Voi Xanh) tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất...

Về xu hướng phát triển của công nghiệp chế biến dầu khí, Ban Khí và Chế biến Dầu khí cho biết lĩnh vực hóa dầu đang dần trở thành động lực chính thúc đẩy tiêu thụ dầu thô trên phạm vi toàn cầu. Các công ty dầu khí đang tập trung phát triển mạnh lĩnh vực hóa dầu do

có lợi thế về nguồn cung/giá nguyên liệu, trong đó có việc nghiên cứu triển khai sản xuất hóa dầu trực tiếp từ dầu thô.

Xu thế tích hợp lọc hóa dầu đang phát triển mạnh tại châu Âu, châu Á do giúp các doanh nghiệp giảm chi phí đầu tư, vận chuyển nguyên liệu,

tồn trữ các sản phẩm trung gian; tăng độ linh hoạt trong sử dụng nguyên liệu, đa dạng hóa sản phẩm đầu ra để nâng cao lợi nhuận; tối ưu hóa việc sử dụng năng lượng, phụ trợ, các sản phẩm trung gian của các quá trình lọc dầu, hóa dầu. Việc tích hợp lọc hóa dầu còn được hỗ trợ thêm bởi sự phát triển của công nghệ như: công



Nhà máy lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

nghe FCC mới có thể tạo ra tới hơn 30% olefin (chủ yếu propylene); công nghệ xúc tác reforming mới có thể tạo ra BTX nhiều hơn 7% so với xúc tác thông thường hiện nay...

Về các thách thức đối với lĩnh vực chế biến dầu khí, Ban Khí và Chế biến Dầu khí cho rằng các sản phẩm hóa dầu tại Việt Nam chưa đa dạng, chưa tạo thành chuỗi chế biến sâu để tạo ra các sản phẩm có giá trị gia tăng cao. Trong khi đó, nguồn nguyên liệu đầu vào suy giảm; giá nguyên liệu thay thế cao (khí Lô B, Cá Voi Xanh có giá trên 10 USD/MMBtu, hàm lượng CO<sub>2</sub> chiếm từ 20 - 30%); sản phẩm lọc hóa dầu trong nước sẽ phải cạnh tranh rất lớn với sản phẩm nhập khẩu do cắt giảm các mức thuế theo các hiệp định thương mại song

phương FTA và đa phương (như CPTPP, ATIGA...).

Khẳng định vai trò của công tác nghiên cứu khoa học, phát triển sản phẩm, tối ưu hóa rất quan trọng để có định hướng phát triển đúng, Ban Khí và Chế biến Dầu khí đề xuất chú trọng nghiên cứu phát triển sản xuất hóa dầu theo chuỗi chế biến sâu, tích hợp lọc hóa dầu; sử dụng hiệu quả nguồn khí thiên nhiên có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao (Cá Voi Xanh) tích hợp với Nhà máy Lọc dầu Dung Quất...

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho biết đang tập trung triển khai các chương trình nghiên cứu dài hạn, trong đó có chương trình về xử lý, chế biến khí thiên nhiên giàu CO<sub>2</sub> để phát triển vật liệu màng vô cơ tách CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>; công nghệ bi-reforming nhiệt độ thấp và floating methanol/DME; sản xuất, ứng dụng vật liệu nanocarbon và đánh giá khả năng kết hợp năng lượng tái tạo trong các dự án chế biến khí thiên nhiên giàu CO<sub>2</sub> để nâng cao hiệu quả và tính bền vững. Chương trình dài hạn về phát triển tích hợp lọc hóa dầu từ dầu thông qua việc tối ưu hóa hiệu suất olefin nhẹ (> 10% từ Phân xưởng FCC) và aromatic giúp nâng cao hiệu quả hoạt động, tăng lợi nhuận cho các nhà máy lọc dầu theo hướng chuyển đổi sản phẩm trung gian thành các nguyên liệu hóa dầu.

Về chương trình nghiên cứu khoa học 2019 - 2020, định hướng giai đoạn 2021 - 2025, Ban Công nghệ - An toàn và Môi trường đề xuất triển khai nghiên cứu: Phát triển sản xuất thử nghiệm vật liệu, hóa phẩm phục vụ cho công nghiệp chế biến dầu khí, hóa dầu; các giải pháp tiết kiệm năng lượng, nâng công suất, hiệu quả vận hành của các nhà máy chế biến dầu khí; phát triển hóa dầu nâng cao hiệu quả hoạt động, đa

dạng hóa sản phẩm kéo dài chuỗi giá trị các nhà máy chế biến dầu khí. Nghiên cứu các phương án và công nghệ thu gom, xử lý và chế biến khí phù hợp từ các mỏ (đặc biệt khí từ các mỏ nhỏ, mỏ cận biên và khí có hàm lượng CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, Hg cao) nhằm thu hồi tối đa nguồn tài nguyên khí...

Theo TS. Lê Mạnh Hùng - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, từ năm 2013 đến nay, Tập đoàn đã triển khai 3 nhóm định hướng chính đối với lĩnh vực chế biến dầu khí: tái cấu trúc gắn với đổi mới quản trị; đẩy mạnh công tác phát triển thị trường; nghiên cứu phát triển, tối ưu hóa nâng cao năng lực cạnh tranh và hiệu quả sản xuất cho các nhà máy chế biến dầu khí. Kết quả về doanh thu; lợi nhuận; an toàn - ổn định; công suất, năng suất - hiệu suất; quy mô và tăng trưởng đều đạt và vượt so với kế hoạch hàng năm/5 năm song lĩnh vực chế biến dầu khí đang phải đối mặt với các áp lực và bất lợi lớn. Cụ thể, 4 áp lực lớn đến từ cách mạng công nghiệp 4.0, kinh tế tri thức, áp lực cạnh tranh và thế giới phẳng; 5 bất lợi lớn về nguồn nguyên liệu và giá thành nguyên liệu; chất lượng nguyên liệu; quy mô các nhà máy; công tác quản trị và cơ chế chính sách.

Phó Tổng giám đốc Lê Mạnh Hùng cho rằng, để tiếp tục phát huy vai trò của khoa học công nghệ trong việc nâng cao hiệu quả hoạt động của lĩnh vực hóa - chế biến, cần rà soát và đánh giá lại các mô hình khoa học công nghệ (đặc biệt là mô hình quản trị), công tác tối ưu hóa cũng như vốn và quản trị nguồn vốn. Các chương trình nghiên cứu dài hạn bắt buộc phải triển khai như phát triển hóa dầu từ dầu/khí; đồng thời cần tiếp tục triển khai các chương trình ngắn hạn để giải quyết các khó khăn trước mắt.

**Linh Chi**



## NÂNG CAO NĂNG LỰC QUẢN TRỊ, GIẢM THIỂU RỦI RO KHI GIÁ DẦU BIẾN ĐỘNG

Tại Kỳ họp lần thứ IV nhiệm kỳ 2017 - 2019, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đề xuất Tập đoàn Dầu khí Việt Nam triển khai các định hướng đầu tư để giảm thiểu rủi ro khi giá dầu thô biến động, giải pháp tối ưu nguồn nhân lực thăm dò khai thác dầu khí (E&P) và nâng cao năng lực quản trị trong giai đoạn 2019 - 2025.

**N**gày 29/3/2019, tại Tp. Đà Nẵng, Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí nhiệm kỳ 2017 - 2019 đã tổ chức Kỳ họp lần thứ IV để tập trung thảo luận các vấn đề về: “Thực trạng và xu hướng phát triển của công nghiệp dầu khí trong

nước, quốc tế”; “Tác động của giá dầu thô đến hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”; “Thực trạng và giải pháp tối ưu nguồn nhân lực khối thăm dò khai thác”; “Kế hoạch xây dựng hệ thống quản trị doanh nghiệp tại Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn”; “Chương trình nghiên cứu khoa học nâng cao

năng lực quản trị trong Tập đoàn Dầu khí Việt Nam giai đoạn 2019 - 2025”; “Giải pháp cho khủng hoảng”.

Biến động của giá dầu thô là nhân tố chính tác động tiêu cực đến hoạt động dầu khí giai đoạn từ 2015 đến nay, đặc biệt là đối với lĩnh vực



E&P. Theo dự báo của Wood Mackenzie, giá dầu trong thời gian tới có thể dao động trong khoảng 60 - 80 USD/thùng. Tại Kỳ họp, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đề xuất các định hướng đầu tư để giảm thiểu rủi ro khi giá dầu thô biến động trong khoảng giá dầu trên, cụ thể: (i) khi giá dầu thô dưới 65 USD/thùng cần giảm tỷ trọng đầu tư vào lĩnh vực E&P, tranh thủ cơ hội phát triển điện khí; (ii) khi giá dầu thô trên 65 USD/thùng nên duy trì đầu tư cho lĩnh vực E&P và khí. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần có giải pháp cụ thể về định hướng đầu tư để giảm gánh nặng dòng tiền, xây dựng nguồn dự báo tin cậy, đảm bảo tính liên tục, đồng bộ.

Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đã tập trung thảo luận các giải pháp nâng cao năng lực quản trị của Tập đoàn trong giai đoạn 2019 - 2025 để đạt được các mục tiêu về tăng năng suất lao động, cải thiện hiệu quả đầu tư, nâng cao năng lực cạnh tranh như mục tiêu của Đề án tái cơ cấu toàn diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Theo đó, cơ cấu tổ chức và quản trị của Tập đoàn cần được tiếp tục hoàn thiện theo hướng hiệu quả hơn, tạo điều kiện cho các công ty con tự chủ hơn trong sản xuất kinh doanh; duy trì định hướng tập trung phát triển mối liên kết hữu cơ gồm Thăm dò khai thác - Khí - Chế biến dầu khí. Các giải pháp để nâng cao năng lực quản trị của Tập đoàn gồm: Hoàn thiện quản lý nhà nước về dầu khí, tăng cường quản trị chiến lược, quản trị rủi ro, quản trị nguồn nhân lực theo năng lực, ứng dụng công nghệ thông tin...

Đối với quản lý nhà nước về dầu khí, VPI đề xuất chương trình nghiên cứu trong giai đoạn 2019 - 2025 gồm: Định hướng hoàn thiện/cải tiến hệ thống tổ chức quản lý nhà nước đối với hoạt động dầu khí; hoàn thiện khung pháp lý và các cơ chế, chính sách về khuyến khích đầu tư đối với các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tại Việt Nam (mở cận biên, mở dầu khí do nhà thầu hoàn trả...).

Về quản trị chiến lược, VPI đề xuất cần điều chỉnh Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cho phù hợp với điều kiện triển khai (nhiều năm qua và dự báo trong các năm tới giá dầu thô dự báo vẫn ở mức thấp); nghiên cứu, xây dựng chiến lược phát triển các lĩnh vực chính (thăm dò khai thác dầu khí, công nghiệp khí, chế biến dầu khí)... Về mô hình tổ chức, quản trị doanh nghiệp, VPI đề xuất xây dựng thể điểm đánh giá năng lực quản trị doanh nghiệp cho

Tập đoàn để có cơ sở xác định các điểm cần cải tiến theo chuẩn mực quốc tế; nghiên cứu hoàn thiện mô hình tổ chức quản lý hoạt động đầu tư trong các lĩnh vực thăm dò khai thác, sản xuất kinh doanh khí, các sản phẩm chế biến dầu khí, điện...

Đối với công tác quản lý rủi ro, VPI đề xuất nghiên cứu hoàn thiện quy trình quản lý rủi ro các dự án đầu tư thăm dò khai thác dầu khí; quy trình quản lý rủi ro các dự án khí, chế biến dầu khí, điện). Mục tiêu là xây dựng được bộ tài liệu để thống nhất cách thức, vai trò/trách nhiệm của các bộ phận/đơn vị liên quan trong quản lý/kiểm soát rủi ro đối với các dự án đầu tư từ khâu lập dự án, đến quá trình triển khai và kết thúc.

VPI cũng đề xuất Tập đoàn xây dựng phương pháp phân bổ vốn đầu tư cho các lĩnh vực, trong đó lấy tiêu chí trọng tâm là hiệu quả kinh tế và vai trò của lĩnh vực trong phát triển Tập đoàn; hoàn thiện bộ tiêu chí đánh giá, lựa chọn các dự án đầu tư (cho nhóm dự án E&P và ngoài E&P)...; áp dụng rộng rãi mô hình quản lý nhân lực theo năng lực, kết hợp đào tạo chuyên sâu phát triển chuyên gia; xây dựng cơ sở dữ liệu toàn ngành và các phần mềm hỗ trợ công tác quản lý, quản trị doanh nghiệp...

Tiểu ban Kinh tế và Quản lý Dầu khí đề nghị VPI tiếp tục cập nhật thường xuyên thực trạng, xu hướng của ngành công nghiệp dầu khí thế giới và dự báo khả năng tác động đến hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam... Đồng thời, VPI phối hợp với các đơn vị liên quan và các tổ chức tư vấn tiếp tục đánh giá thực trạng, hiệu quả công tác đầu tư trong toàn Tập đoàn, làm cơ sở báo cáo lãnh đạo Tập đoàn Dầu khí Việt Nam xem xét điều chỉnh Chiến lược phát triển đến năm 2025, định hướng đến năm 2035.

**Hoàng Phương**





## TỐI ƯU THIẾT KẾ ĐỂ PHÁT TRIỂN CÁC MỎ NHỎ, CẬN BIÊN

Ngày 11/3/2019, tại Thanh Hóa, Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí đã tổ chức Kỳ họp lần thứ IV để tập trung thảo luận các vấn đề: “Một số vấn đề đang gặp phải khi thực hiện dự án dầu khí thượng nguồn cùng với trung và hạ nguồn”; “Thiết kế xây dựng phục vụ phát triển các mỏ nhỏ, cận biên”; “Công tác quản lý, kiểm soát và đảm bảo chất lượng xây dựng công trình (QAQC)”.

Trình bày báo cáo “Thiết kế xây dựng phục vụ phát triển các mỏ nhỏ, cận biên”, Vietsovpetro cho biết có nhiều cấu tạo có phát hiện dầu khí, với trữ lượng < 2 triệu m<sup>3</sup>, chưa được đưa vào khai thác. Đặc biệt, các cấu tạo này chủ yếu đều được xếp vào loại cận biên; tiềm ẩn rủi ro khi triển khai công tác

thăm dò khai thác như: cấu trúc địa chất phức tạp, cấu tạo biên độ nhỏ; nằm sâu, phân bố hẹp và rời rạc; đặc trưng thẳm chứa phức tạp. Các khu vực này cần được xem xét toàn diện, từ cơ chế ưu đãi về tài chính đến các giải pháp kỹ thuật, công nghệ, giảm thiểu chi phí (ABEX, CAPEX và OPEX) để phát triển một cách hiệu quả.

Vietsovpetro cho biết có 3 loại công trình cơ bản trong sơ đồ công nghệ của mỏ cận biên: giàn đầu giếng, đầu giếng ngầm và giàn xử lý trung tâm. Giàn đầu giếng thường có kết cấu nhẹ, đơn giản và chi phí xây dựng thấp. Đầu giếng ngầm được ứng dụng tại các vùng nước sâu, xa bờ hoặc ở những nơi có số lượng giếng ít, từ 2 - 3 giếng. Giàn xử lý



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: PVN

thức sử dụng máy bay trực thăng truyền thống, chuẩn hóa thiết kế để rút ngắn thời gian thiết kế, mua sắm, chế tạo và lắp đặt nhằm sớm đưa mỏ vào khai thác.

Vietsovetro đã áp dụng thành công phương án kết nối mỏ, tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có và công suất dư tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Cụ thể, mỏ Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Ngừ Vàng được kết nối trực tiếp vào mỏ Bạch Hổ; mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi được kết nối với mỏ Rồng. Riêng mỏ Cá Tầm được kết nối với 2 mỏ, dầu đưa về mỏ Rồng; khí và nước ép vỉa được kết nối từ mỏ Bạch Hổ. Vietsovetro đã thiết kế thành công giàn mini BK (BKM) với khối chân đế loại 3 chân (tripod) hoặc 4 chân; tối ưu khối thượng tầng, giảm kích thước và khối lượng của giàn nhằm phục vụ phát triển các mỏ, phát hiện dầu khí cận biên của Vietsovetro. Dự kiến giàn BKM sẽ được áp dụng vào các dự án BK-20 (2019), BK-21 (2020) và BK-19. Ngoài ra, Vietsovetro cũng đang kết hợp với công ty tư vấn nước ngoài nghiên cứu đánh giá các giải pháp mới trong việc thiết kế xây dựng giàn WHP nhằm tiết giảm tối đa chi phí xây dựng và vận hành.

Theo ông Cao Tùng Sơn - Phó Tổng giám đốc Vietsovetro, Trưởng Tiểu ban Công nghệ Công trình Dầu khí, việc phát triển mỏ nhỏ, cận biên là vấn đề thời sự trong bối cảnh sản lượng dầu khí trong nước ngày càng suy giảm. Nhà nước cần có cơ chế chính sách phù hợp để thu hút, khuyến khích các doanh nghiệp đầu tư thăm dò, phát triển khai thác các mỏ nhỏ, cận biên, để khai thác hiệu quả tài nguyên, duy trì sản lượng khai thác dầu khí.

**Linh Chi**

trung tâm có vai trò quan trọng nhất, có thể di động được (như MOPU, FPSO); thường được hoán cải từ các giàn cũ như giàn khoan tự nâng, giàn nửa nổi nửa chìm, các tàu chứa. Với các giàn xử lý, có thể đầu tư dưới hình thức thuê nhằm tiết giảm chi phí đầu tư ban đầu.

Về các giải pháp thiết kế xây dựng, Vietsovetro cho rằng cần đảm bảo các tiêu chí: chi phí đầu tư thấp, thời gian xây dựng nhanh để sớm đưa vào khai thác và có thể tái sử dụng được. Giải pháp chung đầu tiên là về phương án phát triển mỏ. Có 2 phương án cơ bản là phương án kết nối với hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu và phương án

phát triển độc lập. Với phương án kết nối mỏ, không cần xây dựng nhiều giàn chức năng giúp tiết kiệm chi phí (CAPEX, OPEX, ABEX) và rút ngắn được thời gian phát triển. Tuy nhiên, phương án này không áp dụng được với các khu vực xa bờ và phụ thuộc vào công suất xử lý dư của hệ thống hiện hữu. Vietsovetro cũng đã đề xuất nhiều giải pháp nhằm tiết giảm chi phí xây dựng như: tối ưu hóa thiết kế giàn đầu giếng; lắp đặt giàn đầu giếng (WHP) bằng giàn khoan tự nâng cho các mỏ xa bờ, giúp rút ngắn thời gian và tiết giảm chi phí thi công lắp đặt; lắp đặt hệ thống cầu dẫn để di chuyển từ boong tàu dịch vụ đến giàn đầu giếng thay cho phương

## NGHIÊN CỨU TÍNH CHẤT LƯU BIẾN CỦA NHŨ TƯƠNG DẦU - NƯỚC Ở MỎ CÁ TẦM

Nguyễn Thúc Kháng<sup>1</sup>, Trần Đình Kiên<sup>2</sup>, Nguyễn Ngọc Anh Tuấn<sup>3</sup>, Phan Đức Tuấn<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Hội Dầu khí Việt Nam

<sup>2</sup>Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

<sup>3</sup>Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

### Tóm tắt

Việc nghiên cứu tính chất lưu biến của sản phẩm từ các giếng đang khai thác là cơ sở quan trọng để tìm ra các giải pháp kỹ thuật tối ưu, nhằm nâng cao hiệu quả công tác thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm.

Ở Việt Nam, tính chất lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu, đặc biệt là dầu thô của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, các nghiên cứu về tính chất lưu biến của các loại hỗn hợp dầu - nước, dầu - nước - khí còn rất hạn chế. Hiện nay, độ ngập nước tại các giếng khai thác xuất hiện sớm và tăng nhanh, do vậy việc nghiên cứu tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu nước để có cơ sở triển khai các giải pháp công nghệ là yêu cầu cấp thiết.

Bài báo giới thiệu nghiên cứu tính chất lưu biến của chất lưu 2 pha dầu - nước và đưa ra các kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước của mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam.

**Từ khóa:** Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", vận chuyển dầu, nhũ tương dầu - nước, tính lưu biến.

### 1. Giới thiệu

Mỏ Cá Tầm thuộc Lô 09-3/12 với diện tích là 5.559km<sup>2</sup>, nằm ở rìa phía Đông Nam bể Cửu Long, cách Tp. Vũng Tàu 160km về phía Đông Nam, tiếp giáp với Lô 09-1 ở phía Tây Bắc; Lô 09-2/09 ở phía Bắc; Lô 03 và Lô 04-2 ở phía Đông; Lô 10 ở phía Nam và Lô 17 ở phía Tây.

Khu vực Cá Tầm trước đây thuộc Lô 09 cùng với các mỏ Bạch Hổ, Rồng do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" tiến hành công tác tìm kiếm, thăm dò từ năm 1981. Tại đây, Vietsovpetro đã thu nổ trên 1.500km tuyến địa chấn 2D, thực hiện các công tác nghiên cứu địa chất và khoan giếng khoan tìm kiếm SOI-1X vào năm 1989 trên cấu tạo Sói với kết quả nhận được dòng dầu có lưu lượng thấp (8m<sup>3</sup>/ngày) từ trầm tích Miocene dưới. Đến năm 1994, Vietsovpetro đã hoàn trả phần lớn diện tích Lô 09, chỉ giữ lại khu vực mỏ Rồng - Bạch Hổ và được đặt tên mới là Lô 09-1. Phần diện tích hoàn trả của Lô 09 (cũ) được chia thành Lô 09-2 (ở phía Bắc) và Lô 09-3 (ở phía Nam).

Ở mỏ Cá Tầm, giếng khoan thăm dò tiếp theo - giếng CT-3X được đặt ở vị trí cách giếng CT-2X gần 1,5km về

phía Bắc - Đông Bắc và khoan vào năm 2015 với đối tượng thăm dò chính là các vỉa cát kết trong trầm tích Oligocene D và Miocene dưới. Kết quả thử vỉa đã nhận được dòng dầu thương mại trong Oligocene D với lưu lượng trên 1.300m<sup>3</sup>/ngày và trong Miocene dưới với lưu lượng tổng cộng trên 1.000m<sup>3</sup>/ngày. Giếng khoan tiếp theo CT-4X được đặt ở vị trí cận biên của cấu tạo (trên quan điểm hiệu quả kinh tế của dự án), cách giếng CT-3X gần 1km về phía Đông Bắc. Giếng khoan kết thúc thử vỉa vào tháng 9/2016 cho kết quả thành công ở cả 4 đối tượng với dòng dầu công nghiệp có lưu lượng từ 200 đến trên 600m<sup>3</sup>/ngày.

Trong quá trình khai thác hỗn hợp dầu khí khi được hòa trộn ở một điều kiện nhất định tạo thành nhũ tương dầu nước. Thành phần của chất lưu này được hòa vào môi trường của chất khác. Chất được hòa trộn này được gọi là "pha tán xạ", chất khác được gọi là "môi trường tán xạ". Nghiên cứu này chỉ tập trung vào hệ nhũ tương nước trong dầu khí nước là pha tán xạ và dầu thô là môi trường tán xạ.

Ở Việt Nam, tính chất lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu, đặc biệt là dầu thô của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, các nghiên cứu về tính chất lưu biến của các loại hỗn hợp dầu - nước, dầu - nước - khí còn rất hạn chế.

Ngày nhận bài: 7/1/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7 - 11/1/2019.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 6/3/2019.

Hiện nay, độ ngập nước tại các giếng khai thác xuất hiện sớm và tăng nhanh, do vậy việc nghiên cứu tính lưu biến của hỗn hợp dầu - nước nói chung và tại mỏ Cá Tầm nói riêng để có cơ sở triển khai các giải pháp công nghệ là yêu cầu cấp thiết.

## 2. Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước

Trong khai thác dầu khí, việc nghiên cứu tính lưu biến của chất lỏng từ các giếng đang khai thác là một yêu cầu tất yếu nhằm tìm ra các giải pháp kỹ thuật hữu hiệu và kinh tế để có thể thu gom, xử lý và vận chuyển đến khu vực tàng trữ - xuất bán.

Thành phần của chất lỏng được khai thác từ các mỏ dầu thô thường bao gồm: dầu thô, khí và nước. Do vậy dòng chảy trong hệ thống khai thác có thể là dòng chảy 1, 2 hoặc 3 pha tùy theo từng điều kiện và công đoạn cụ thể trong quá trình khai thác. Cũng vì vậy tính lưu biến của các sản phẩm khai thác cũng được nghiên cứu. Các nghiên cứu lưu biến chất lưu nhiều pha (2 hoặc 3 pha) phức tạp hơn nhiều so với nghiên cứu chất lưu 1 pha.

Ở Việt Nam việc nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu, đặc biệt là cho dầu thô của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, các kết quả nghiên cứu được công bố thường chỉ cho dầu thô. Các kết quả nghiên cứu về lưu biến cho hỗn hợp dầu - nước, hỗn hợp dầu - nước - khí còn rất hạn chế.

Ở giai đoạn hiện nay, khi các mỏ Bạch Hổ và Rồng bước sang giai đoạn khai thác cuối, các mỏ phát hiện mới phần lớn là mỏ nhỏ như Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Tầm... hàm lượng nước xuất hiện trong chất lưu sớm và tăng nhanh, do vậy việc nghiên cứu tính lưu biến cho hỗn hợp dầu nước để có cơ sở cho các giải pháp công nghệ đối với các mỏ sẽ và đang được đưa vào khai thác, cũng như việc khai thác các mỏ lớn ở giai đoạn cuối là yêu cầu cấp thiết hiện nay.

Trong quá trình khai thác hỗn hợp dầu khí khi được hòa trộn ở một điều kiện nhất định tạo thành nhũ tương dầu nước. Thành phần của chất lưu này được hòa vào môi trường của chất khác. Chất được hòa trộn này được gọi là "pha tán xạ", chất khác được gọi là "môi trường tán xạ". Nghiên cứu này chỉ tập trung vào hệ nhũ tương nước trong dầu khi nước là pha tán xạ và dầu thô là môi trường tán xạ.

Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu nước phụ thuộc vào nhiều yếu tố, trong đó tỷ lệ nước trong dầu thô và nhiệt độ là các yếu tố quan trọng.

Các nghiên cứu trên thế giới đã công bố về ảnh hưởng của tỷ lệ nước - dầu lên tính chất lưu biến của dầu thô [1 -

3]. Đối với các loại nhũ tương với tỷ lệ pha tán xạ  $W < 0,05$  thì độ nhớt của nhũ tương  $\mu_{nt}$  có thể xác định với độ chính xác cho phép bằng công thức của Einstein:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 2,5W) \quad (1)$$

Trong đó:

$\mu_d$ : Độ nhớt động học của môi trường tán xạ (dầu thô), mPa.s

W: Tỷ lệ tính theo thể tích của pha tán xạ (nước), %.

Ngoài ra, Vand đã đưa ra công thức lý thuyết xác định độ nhớt của nhũ tương và sau đó được chính xác hóa bằng thực nghiệm:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 2,5W + 7,17W^2 + 16,2W^3) \quad (2)$$

V.I.Kotanov đã tiến hành nghiên cứu đối với dòng chảy rối trong ống của hệ nhũ "nước - dầu diesel", "nước - dầu hỏa", "nước - xăng", "nước - dầu cách điện" và khẳng định trong các tính toán kỹ thuật (với độ sai số cho phép  $\pm 10\%$ ) bằng công thức (2) có thể xác định độ nhớt của nhũ tương với tỷ lệ của pha tán xạ  $W < 0,4$ .

Phương trình V.G.Benskovski đối với nhũ tương của dầu chứa paraffin với tỷ lệ nước (pha tán xạ)  $W < 0,35$  có dạng sau:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 7,1W) \quad (3)$$

Để xác định độ nhớt của nhũ tương dầu có thể sử dụng một trong số các công thức sau:

Công thức E.G.Richardson:

$$\mu_{nt} = \mu_d e^{kw}, \text{ trong đó } k = 2,5 \quad (4)$$

Công thức Brinsman:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 - W)^{-k}, \text{ trong đó } k = 2,5 \quad (5)$$

Công thức Teilor:

$$\mu_{nt} = \mu_d \left(1 + 25W \frac{\mu_w + 0,4\mu_d}{\mu_w + \mu_d}\right) \quad (6)$$

Trong đó  $\mu_w$  là độ nhớt của pha tán xạ.

Công thức V.F.Medvedev:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 0,25W + 4W^2) \quad (7)$$

Công thức E.Hatschek:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + \sqrt[3]{W})^{-1} \quad (8)$$

Công thức Sibiri:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + \sqrt[3]{1,3W})^{-1} \quad (9)$$

Phân tích quá trình xác định độ nhớt nhũ tương cho thấy, không có một công thức nào dùng để xác định giá trị

này một cách tổng quát. Trong thực tế đối với từng trường hợp cụ thể cần phải tìm một công thức tương thích nhất. Các công thức trên chưa tính tới sự thay đổi tính lưu biến của nhũ tương so với nhiệt độ. Điều này đặc biệt quan trọng đối với loại dầu phi Newton khi nhiệt độ ảnh hưởng rất lớn lên tính lưu biến của dầu thô cũng như của nhũ tương khi dầu thô là môi trường tán xạ.

Ở Việt Nam, trên cơ sở tính chất dầu thô của Bạch Hồ một số kết quả nghiên cứu đã được đưa ra trong tài liệu [4].

a. Trong trường hợp nhiệt độ dao động từ 26 - 34°C và độ ngập nước dao động từ 0 - 68%:

$$\mu_{nt} = K_{\mu} \mu_{026} [1 + 1,2 \times 10^{-2} K_{\mu} \mu^{0,5} W - 2,5 \times 10^{-4} K_{\mu} \mu^{0,8} W^2 + 6,67 \times 10^{-6} K_{\mu} \mu^{0,85} W^3] \quad (10)$$

Trong đó:

$K_{\mu} = \frac{\mu_t}{\mu_{026}}$ : Hệ số độ nhớt;

$\mu_t$ : Độ nhớt của dầu ở nhiệt độ dao động từ 26 - 34°C;

$\mu_{026}$ : Độ nhớt của dầu ở nhiệt độ 26°C.

b. Trong trường hợp nhiệt độ dao động từ 37 - 55°C và độ ngập nước dao động từ 0 - 68%

$$\mu_e = K_{\mu} \mu_{037} [1 + 1,3 \times 10^{-2} K_{\mu} \mu^{0,7} W - 9,0 \times 10^{-4} K_{\mu} \mu^{0,2} W^2 + 6,67 \times 10^{-6} K_{\mu} \mu^{1,5} W^3] \quad (11)$$

Trong đó:

$K_{\mu} = \frac{\mu_t}{\mu_{037}}$ : Hệ số độ nhớt;

$\mu_t$ : Độ nhớt của dầu ở nhiệt độ từ 37 - 55°C;

$\mu_{037}$ : Độ nhớt của dầu ở nhiệt độ  $t_0 = 37^\circ\text{C}$ .

Đối với trường hợp nhiệt độ dao động từ 34 - 37°C khi nhũ tương thay đổi từ chất lỏng Newton sang chất lỏng phi Newton, độ nhớt hiệu dụng có thể xác định dựa trên phương pháp ngoại suy công thức (11).

### 3. Phương pháp tạo nhũ tương trong phòng thí nghiệm

Để tạo nhũ tương dầu nước trong điều kiện phòng thí nghiệm tương đương với nhũ tương dầu nước ngoài thực tế, áp dụng sơ đồ như Hình 1.

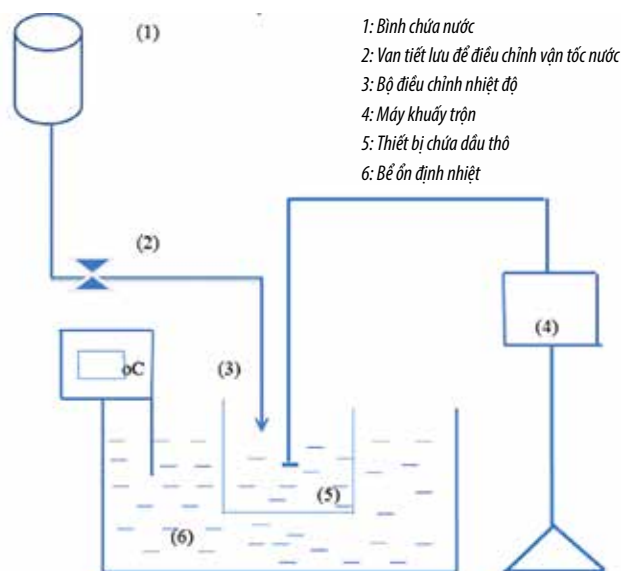
Quy trình chuẩn bị mẫu nhũ tương dầu - nước để nghiên cứu ảnh hưởng và mô phỏng quá trình vận chuyển dầu bằng đường ống được mô tả như sau:

- Xác định tỷ lệ nước và dầu cần pha trộn dựa trên hàm lượng nhũ để chuẩn bị mẫu nhũ tương có thể tích 200ml;

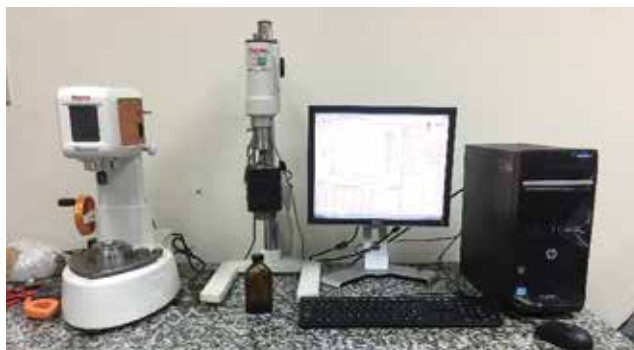
- Điều chỉnh nhiệt độ dung dịch khoảng 60°C hay nhiệt độ tương thích với thực tế;
- Rót dầu và nước vào bình chứa 1 và 5 theo tỷ lệ tính toán;
- Ổn định dầu và nước trong bình chứa 1 và 5 khoảng 10 - 15 phút;
- Mở van 2 và điều chỉnh tốc độ nước khoảng 2ml/phút;
- Điều chỉnh tốc độ khuấy trộn hỗn hợp dầu nước đến 2.000 vòng/phút;
- Quá trình tạo nhũ tương kết thúc khi lượng nước trong bình 1 kết thúc;
- Đo kích thước hạt nhũ bằng kính hiển vi điện tử. Trong trường hợp kích thước hạt nhũ lớn hơn 100µm, lặp lại các bước trên với vận tốc nước nhỏ hơn 2ml/phút.

### 4. Phương pháp xác định độ nhớt động học

Rót mẫu nhũ tương dầu nước từ bình thủy tinh sang cốc thí nghiệm. Trong cốc thí nghiệm được thiết lập đầu



Hình 1. Sơ đồ chuẩn bị mẫu nhũ tương dầu - nước trong phòng thí nghiệm



Hình 2. Hệ thống MV viscometer Rotovisco VT-550

**Bảng 1.** Các thông số mô tả tính chất lưu biến nhũ tương của dầu thô mỏ Cá Tầm

W(%)	μ độ nhớt (mPa.s)						
	31°C	35°C	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C
0	78,5	71,2	62,3	25,8	23,8	20,1	17,9
5	80,1	72,5	65,1	28,5	25,1	23,1	19,5
10	82,3	75,6	68,5	35,2	32,1	26,5	21,9
20	90,4	85,4	80,2	56,2	49,9	45,9	41,5
30	126,5	115,6	102,5	85,2	67,5	54,2	49,6
40	220,6	215,3	182,6	155,3	136,8	115,6	95,2
50	420,1	398,5	393	273,2	256,5	231,6	204,1
60	678,2	636,9	598,2	480,6	456,9	398,5	370,1
65	870,3	824,3	785,1	652,1	613,1	560,2	496,5

dò của hệ thống MV viscometer Rotovisco VT-550 tại nhiệt độ ban đầu. Mẫu nhũ tương cần đo độ nhớt động học được giữ ổn định trong thời gian 10 phút, sau đó mẫu nhũ tương được hạ nhiệt độ bằng thiết bị làm lạnh với tốc độ 0,15°C/phút với vận tốc biến dạng 20<sup>s-1</sup>. Quy trình xác định độ nhớt động học được tiếp tục đến khi đạt được nhiệt độ 21°C tương đương với nhiệt độ thấp nhất của nước biển.

**5. Mô hình toán học xác định tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Cá Tầm**

Phương trình xác định tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Cá Tầm được diễn tả dưới dạng phương trình toán học, phương trình phụ thuộc các biến số độ ngập nước (W%) và nhiệt độ lưu chất (T°C):

$$\mu = \mu_o \times f(W, T) \tag{12}$$

μ<sub>o</sub>: Độ nhớt của môi trường tán xạ ở nhiệt độ T<sub>o</sub>, mPa.s

W: Độ ngập nước, %

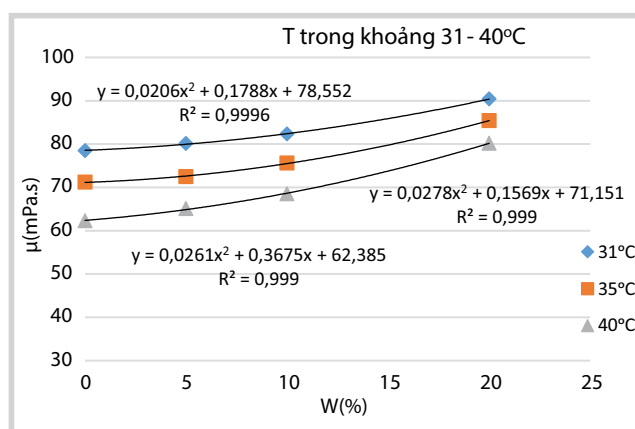
T: Nhiệt độ nhũ tương dầu nước, °C.

Phương pháp xây dựng mô hình toán học [5] dựa trên cơ sở tổ hợp các phương trình thực nghiệm, từ đó lựa chọn các kết quả chính xác, gần đúng nhất với các kết quả thu được trong phòng thí nghiệm. Các phương trình chọn lọc được sử dụng để mô phỏng quá trình chuyển động hỗn hợp dầu khí với điều kiện tác động bên ngoài cho trước (độ ngập nước, nhiệt độ).

Về cơ bản phương trình phụ thuộc các biến số được thể hiện như phương trình (12), việc đầu tiên để xác lập phương trình (12) cần xác định phương trình phụ thuộc bên dưới khi nhiệt độ không đổi:

$$\mu = f(W) \tag{13}$$

Các dữ liệu để xây dựng phương trình (13) được lấy từ thực nghiệm, các số liệu trong phòng thí nghiệm. Phương trình phụ thuộc biến số hàm lượng nước trong



**Hình 3.** Sự phụ thuộc của độ nhớt hỗn hợp dầu thô vào độ ngập nước khi nhiệt độ dao động từ 31 - 40°C

dầu thô vào độ nhớt có dạng tổng quát phương trình bậc 2 - đường cong phụ thuộc (có sai số nhỏ nhất), từ các kết quả thực tế thu được trong phòng thí nghiệm có thể xác định các hệ số (a<sub>i</sub>):

$$\mu = a_o \times W^2 + a_1 \times W + a_2 \tag{14}$$

Các hệ số của phương trình (14) có thể được xác định bằng phương pháp xây dựng ma trận các điểm thực nghiệm gắn với đường cong mô phỏng nhất. Bước tiếp theo lập Bảng 1 thể hiện ma trận các điểm để xây dựng đường cong phụ thuộc của phương trình (12) tại các nhiệt độ khảo sát 31°C, 35°C, 40°C, 45°C, 50°C, 55°C, 60°C.

Trên cơ sở số liệu của Bảng 1, phương trình  $\mu = \mu_o \times f(W, T)$  được xem xét cho các khoảng nhiệt độ và độ ngập nước khác nhau:

**Trường hợp 1:** Khi nhiệt độ dầu thô dao động từ 31 - 40°C và độ ngập nước thấp hơn 20%

Dựa trên các kết quả thực nghiệm, khảo sát các phương trình bằng excel để lựa chọn phương trình phù hợp với sai số nhỏ nhất cho phép nhỏ nhất (phương trình bậc hai).

**Bảng 2.** Các hệ số của hệ phương trình (I)

Dạng phương trình	T°C	Hệ số		
		a <sub>0</sub>	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>
μ = f(W)	31	0,0206	0,1788	78,552
	35	0,0278	0,1569	71,151
	40	0,0261	0,3675	62,385

Hệ phương trình mô tả tính chất lưu biến như sau:

$$\begin{aligned} \mu_{31^{\circ}\text{C}} &= 0,0206 \times W^2 + 0,1788 \times W + 78,552; R^2 = 0,999 \\ \mu_{35^{\circ}\text{C}} &= 0,0278 \times W^2 + 0,1569 \times W + 71,151; R^2 = 0,999 \text{ (I)} \\ \mu_{40^{\circ}\text{C}} &= 0,0261 \times W^2 + 0,3675 \times W + 62,385; R^2 = 0,999 \end{aligned}$$

với R<sup>2</sup>: Hệ số chính xác.

Sai số phép đo các lần thí nghiệm khi thực hiện trong phòng thí nghiệm được xác định bằng giá trị trung bình tiêu chuẩn ε<sub>tr</sub>, ε<sub>tb</sub> không được vượt quá 5% để đảm bảo độ chính xác và tin cậy của kết quả nhận được.

Bước tiếp theo của mô phỏng là tính toán các hệ số của phương trình sử dụng dữ liệu từ hệ phương trình (I) theo trình tự nhiệt độ tăng dần (Bảng 2).

Tính toán các hệ số nhận được phương trình bậc 4 phụ thuộc 3 biến số: độ nhớt, độ ngập nước, nhiệt độ.

$$\mu = \mu_o \times f(W, T) = \mu_o \times ((\alpha_o + \alpha_1 \times T + \alpha_2 \times T^2) \times W^2 + (\beta_o + \beta_1 \times T + \beta_2 \times T^2) \times W + (\gamma_o + \gamma_1 \times T + \gamma_2 \times T^2))$$

với α<sub>i</sub>, β<sub>i</sub> và γ<sub>i</sub> (i = 0, 1, 2) - các hệ số được xác định theo Bảng 2, μ<sub>o</sub> - độ nhớt của môi trường tán xạ tại nhiệt độ T<sub>o</sub> (31°C) (mPa.s), μ - độ nhớt nhũ tương tại nhiệt độ T(mPa.s), W - độ ngập nước của mẫu phân tích (%), T - nhiệt độ khảo sát (°C).

Sự phụ thuộc của độ nhớt vào độ ngập nước và nhiệt độ

$$\left. \begin{aligned} 0,0206 &= \alpha_0 + \alpha_1 31 + \alpha_2 31^2 \\ 0,0278 &= \alpha_0 + \alpha_1 35 + \alpha_2 35^2 \\ 0,0261 &= \alpha_0 + \alpha_1 40 + \alpha_2 40^2 \end{aligned} \right\} \text{ (15)}$$

$$\left. \begin{aligned} 0,1788 &= \beta_0 + \beta_1 31 + \beta_2 31^2 \\ 0,1569 &= \beta_0 + \beta_1 35 + \beta_2 35^2 \\ 0,3675 &= \beta_0 + \beta_1 40 + \beta_2 40^2 \end{aligned} \right\} \text{ (16)}$$

$$\left. \begin{aligned} 78,552 &= \gamma_0 + \gamma_1 31 + \gamma_2 31^2 \\ 71,151 &= \gamma_0 + \gamma_1 35 + \gamma_2 35^2 \\ 62,385 &= \gamma_0 + \gamma_1 40 + \gamma_2 40^2 \end{aligned} \right\} \text{ (17)}$$

Giải các hệ phương trình (15 - 17) nhận được các phương trình sau:

$$\alpha = -0,2931 + 0,0175 \times T - 0,00024 \times T^2 \text{ (18)}$$

$$\beta = 6,0863 - 0,3545 \times T + 0,0052 \times T^2 \text{ (19)}$$

$$\gamma = 134,893 - 1,8807 \times T + 134,893 \times T^2 \text{ (20)}$$

Để chính xác hóa kết quả thực nghiệm ta có hệ số Ω = 1/μ<sub>o</sub> = 1/78,5 = 0,0127.

Kết hợp các phương trình (18 - 20) được phương trình tổng quát mô tả tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động từ 31 - 40°C và độ ngập nước thấp hơn 20% như sau:

$$\begin{aligned} \mu &= \mu_o \times f(W, T) = 0,0127 \times \mu_o \times ((-0,2931 + 0,0175 \times T - 0,00024 \times T^2) \times W^2 + (6,0863 - 0,3545 \times T + 0,0052 \times T^2) \\ &\times W + (134,893 - 1,8807 \times T + 134,893 \times T^2)) \end{aligned}$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình trên so với đo thực tế là 5,4%.

**Trường hợp 2:** Khi nhiệt độ dầu thô dao động từ 31 - 40°C và độ ngập nước dao động từ 20 - 65%

Phương trình tổng quát mô tả tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động từ 31 - 40°C và độ ngập nước dao động từ 20 - 65% như sau:

$$\begin{aligned} \mu &= \mu_o \times f(W, T) = 0,011 \times \mu_o \times ((1,3479 - 0,050 \times T + 0,00065 \times T^2) \times W^2 + (-78,760 - 3,313 \times T - 0,044 \times T^2) \\ &\times W + (1182,666 - 47,956 \times T + 0,629 \times T^2)) \end{aligned}$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình trên so với đo thực tế là 6,8%.

**Trường hợp 3:** Khi nhiệt độ dầu thô dao động từ 45 - 60°C và độ ngập nước thấp hơn 20%

Phương trình tổng quát mô tả tính chất lưu biến dầu thô mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động từ 45 - 60°C và độ ngập nước thấp hơn 20% như sau:

$$\begin{aligned} \mu &= \mu_o \times f(W, T) = 0,038 \times \mu_o \times ((0,4800 - 0,01695 \times T + 0,00017 \times T^2) \times W^2 + (-6,284 + 0,288 \times T - 0,00314 \times T^2) \\ &\times W + (64,674 - 1,1443 \times T + 0,0061 \times T^2)) \end{aligned}$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình trên so với đo thực tế là 4,8%.

**Trường hợp 4:** Khi nhiệt độ dầu thô dao động từ 45 - 60°C và độ ngập nước dao động từ 20 - 65%

Phương trình tổng quát mô tả tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động từ 45 - 60°C và hàm lượng nước dao động từ 20 - 65% như sau:

$$\begin{aligned} \mu &= \mu_o \times f(W, T) = 0,0177 \times \mu_o \times ((0,4800 - 0,01695 \times T + 0,00017 \times T^2) \times W^2 + (-6,284 + 0,288 \times T - 0,00314 \\ &\times T^2) \times W + (64,674 - 1,1443 \times T + 0,0061 \times T^2)) \end{aligned}$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình trên so với đo thực tế là 8%.

## 6. Kết luận

Phương trình lưu biến của nhũ tương của mỏ Cá Tầm phụ thuộc không chỉ ở hàm lượng nước mà cả nhiệt độ của hỗn hợp. Khi hàm lượng trong hỗn hợp nhỏ hơn 15% ảnh hưởng của pha tán xạ lên tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước không lớn. Ảnh hưởng này tăng dần khi hàm lượng nước vượt quá 20% và tăng dần tới điểm chuyển pha.

Kết quả thí nghiệm và phương trình xác định tính chất lưu biến của dầu thô mỏ Cá Tầm ở các hàm lượng nước và nhiệt độ khác nhau, cho phép dự báo và là cơ sở để thiết kế các giải pháp kỹ thuật công nghệ khi đưa dầu thô của mỏ Cá Tầm vào hệ thống khai thác toàn mỏ.

## Tài liệu tham khảo

1. В.Ф.Медведев. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. Недра. 1987.

2. L.Lan, S.Jayanti, G.F.Hewitt. *Flow pattern, phase inversion and pressure gradient in air-oil-water flow in a horizontal pipe*. Multiphase Flow 95 - Kyoto International Conference, Japan. 3 - 7 April, 1995.

3. В.Ф.Медведев, А.И.Гужов, В.И.Бойко. *Условие полного эмульгирования пластового воды и нефти в трубопроводе*. Нефтепромысловое дело. 1984; 2.

4. Nguyễn Thúc Kháng. *Những kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến của chất lỏng hai pha ở mỏ Bạch Hổ, XNLD Vietsovpetro*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 2: trang 30 - 37.

5. Н.Д.Вертинская. *Математическое моделирование многофакторных и многопараметрических процессов*. ИРГТУ: Иркутск. 2003.

# STUDYING RHEOLOGICAL PROPERTIES OF OIL-WATER EMULSION IN CA TAM FIELD

Nguyen Thuc Khang<sup>1</sup>, Tran Dinh Kien<sup>2</sup>, Nguyen Ngoc Anh Tuan<sup>3</sup>, Phan Duc Tuan<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Vietnam Petroleum Association

<sup>2</sup>Hanoi University of Mining and Geology

<sup>3</sup>Vietsovpetro

Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

## Summary

The study of the rheological properties of products from production wells is an important basis to find optimal technical solutions to enhance the efficiency of collection, treatment and transportation of products.

In Vietnam, the rheological properties of crude oil have been studied, especially crude oil from Bach Ho and Rong fields. However, studies of the rheological properties of oil-water, oil-water-gas mixture are still limited. Nowadays, water-cut appears early and increases rapidly at the production wells, that is why there is an urgent need to study the rheological properties of oil-water mixture to have the basis for deployment of technical solutions.

The article introduces the study of the rheological properties of oil-water 2 phase fluid and presents the results of studying oil-water emulsion rheological properties of Ca Tam field (block 09-3/12, Cuu Long basin, continental shelf of Vietnam).

**Key words:** Vietsovpetro, oil transportation, oil-water emulsion, rheological properties.



## ỨNG DỤNG ANN TRONG DỰ BÁO ÁP SUẤT NÚT VĨA

**Nguyễn Văn Hùng, Đặng Hữu Minh**

Đại học Dầu khí Việt Nam

Email: hungnv@pvu.edu.vn

### Tóm tắt

Dự báo áp suất nứt vỉa là công việc quan trọng khi lên kế hoạch thiết kế giếng khoan, cho phép kiểm soát, vận hành, kích thích giếng hoạt động hiệu quả. Nếu dự báo không chính xác áp suất nứt vỉa có thể gây ra các vấn đề nghiêm trọng như: mất tuần hoàn dung dịch khoan hoặc xảy ra hiện tượng "kick" dẫn đến phun trào...

Bài báo giới thiệu các ứng dụng của trí tuệ nhân tạo trong lĩnh vực dầu khí, sử dụng phương pháp sử dụng ANN dựa trên các dữ liệu đầu vào gồm: độ sâu, hệ số Poisson, ứng suất địa tĩnh, áp suất lỗ rỗng và dữ liệu đầu ra là áp suất nứt vỉa để xây dựng mô hình dự báo áp suất nứt vỉa cho giếng khoan thuộc bể Nam Côn Sơn. Nhóm tác giả đã so sánh với kết quả dự báo bằng phương pháp truyền thống cho thấy phương pháp sử dụng ANN cho kết quả dự báo áp suất nứt vỉa sát với kết quả đo thực tế nhất.

**Từ khóa:** Áp suất nứt vỉa, ANN, bể Nam Côn Sơn.

### 1. Giới thiệu

Áp suất nứt vỉa là thông số quan trọng trong giai đoạn tiền thiết kế hệ thống khoan, khai thác và kích thích vỉa, cũng như để tối ưu công tác khoan. Việc xác định áp suất nứt vỉa bằng phương pháp đo trực tiếp chi phí cao và gặp nhiều khó khăn, vì vậy có thể xác định áp suất nứt vỉa bằng phương pháp gián tiếp. Các thông số như áp suất lỗ rỗng, độ rỗng thành hệ, tỷ trọng đá, tính chất thạch học của đất đá... theo độ sâu được sử dụng làm dữ liệu đầu vào để dự báo áp suất nứt vỉa. Đồng thời, công thức dự báo được sử dụng riêng cho đặc tính vùng dựa trên cơ sở dữ liệu có sẵn được sử dụng.

Năm 1957, Hubbert và Willis lần đầu đưa ra mối tương quan để tính áp suất nứt vỉa dựa vào áp suất lỗ rỗng, hệ số Poisson và ứng suất lớp phủ theo độ sâu [1]. Đến năm 1968, Pennebaker phát triển mối tương quan giữa ứng suất lớp phủ và tuổi thành hệ để xây dựng công thức dự báo [2]. Eaton (1969) tìm ra công thức tính áp suất lỗ rỗng dựa vào ứng suất lỗ rỗng, hệ số Poisson và độ sâu, áp dụng cho vùng Tây Texas và vịnh Mexico [3]. Từ đó, các mối tương quan được xác định dựa trên sự hiệu chỉnh, cải tiến để giúp các kết quả dự báo áp suất nứt vỉa chính xác hơn. Bảng 1 thống kê các phương pháp truyền thống để xác định áp suất nứt vỉa đã được công bố. Mặc dù được

chấp nhận để áp dụng trong việc tính toán, song vẫn còn tồn tại một số nhược điểm dẫn đến kết quả sai số lớn.

Các tài liệu nghiên cứu gần đây cho thấy các phương pháp như sử dụng mạng neuron nhân tạo (ANN), logic mạng mờ và thuật di truyền, được sử dụng rộng rãi trong lĩnh vực dầu khí, kỹ thuật vector hỗ trợ (SVM), mạng chức năng (functional network) và lập luận theo tình huống (case based reasoning)... được sử dụng rộng rãi trong lĩnh vực dầu khí (Hình 1). Nhóm tác giả tổng hợp được 17 ứng dụng của kỹ thuật trí tuệ nhân tạo, bao gồm: (1) phát triển giao diện cho quá trình mô phỏng; (2) minh giải đường log; (3) lựa chọn choòng khoan; (4) chuẩn đoán trong quá trình vận hành bơm; (5) lựa chọn và minh giải mô hình nứt vỉa; (6) phân tích nứt vỉa thủy lực; (7) tối ưu hóa gas-lift; (8) phân loại vỉa dầu khí; (9) các mối tương quan về các tính chất của chất lưu (PVT); (10) phân tích độ rủi ro của dự án thu hồi dầu tăng cường; (11) dự báo chế độ dòng chảy trong đường ống; (12) phân tích sự phá hủy thành hệ; (13) thiết kế và tối ưu hóa nứt vỉa thủy lực; (14) tối ưu hóa khai thác; (15) quản lý thu hồi dầu tăng cường; (16) tối ưu hóa vận hành khoan; (17) tối ưu trong thiết kế giếng sử dụng thuật di truyền [9]. Bảng 2 tổng hợp các tài liệu liên quan tới các ứng dụng của trí tuệ nhân tạo.

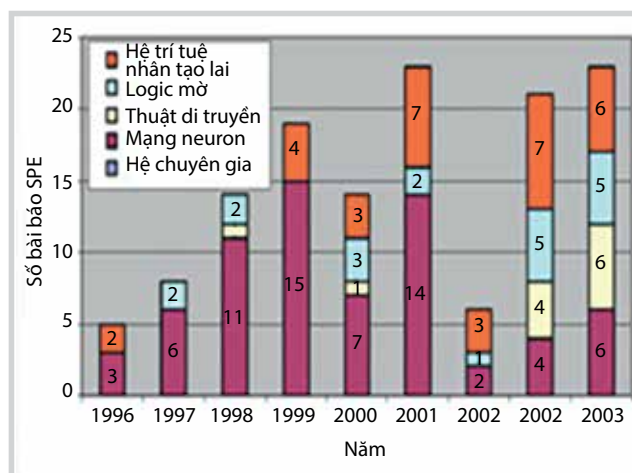
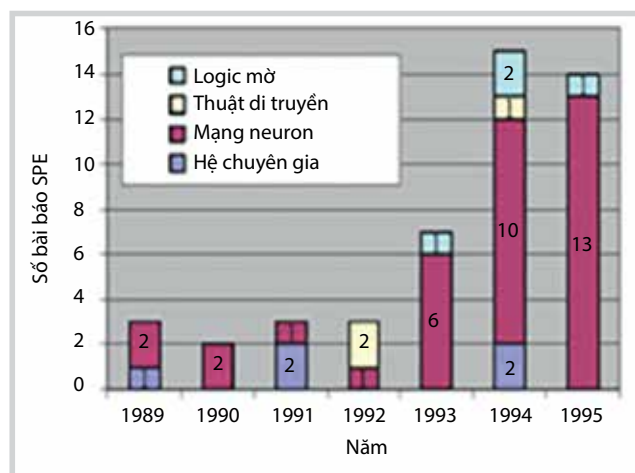
Ngoài các thông số trên, có thể sử dụng trực tiếp các thông số vật lý vỉa như gamma ray, điện trở và mật độ được đo từ kết quả địa vật lý giếng khoan để dự báo áp suất nứt vỉa nhưng có kết hợp hiệu chỉnh mô hình thông qua kết quả đo trực tiếp từ thí nghiệm LOT hay FIT [24].

Ngày nhận bài: 2/5/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 2/5 - 14/6/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 6/3/2019.

**Bảng 1.** Các phương pháp truyền thống để xác định áp suất nứt vỉa

TT	Thông số đầu vào	Công thức tính	Tài liệu tham khảo
1	Ứng suất địa tĩnh, $\sigma_{ob}$ Áp suất lỗ rỗng, $p_f$	$p_{ff} = \frac{\sigma_{ob} + 2p_f}{3}$	[1]
2	Áp suất lỗ rỗng, $p_f$ Hệ số Poisson, $\mu$ Ứng suất địa tĩnh, $\sigma_{ob}$	$p_{ff} = \frac{\mu}{1 - \mu} (\sigma_{ob} - p_f) + p_f$	[3]
3	Độ sâu, D Áp suất lỗ rỗng, $p_f$ Hệ số $F_\sigma$	$p_{ff} = F_\sigma (D - p_f) + p_f$	[4]
4	Mật độ biểu kiến Thời gian truyền sóng địa chấn Ứng suất địa tĩnh, $\sigma_{ob}$	Tra đồ thị $\frac{K_b}{\sigma_{ob}}$	[5]
5	Ứng suất địa tĩnh, $\sigma_{ob}$ Áp suất lỗ rỗng, $p_f$ Hệ số $F_\sigma$	$p_{ff} = F_\sigma (\sigma_{ob} - p_f) + p_f$	[6]
6	Áp suất địa tĩnh, $\sigma_{ob}$ Áp suất lỗ rỗng, $p_f$ Hệ số Poisson, $\mu$ Hệ số nén của độ rỗng trong khung đá, $\alpha$	$p_{ff} = \alpha p_f + \frac{2\mu}{1 - \mu} (\sigma_{ob} - \alpha p_f)$	[7]
7	Gradient ứng suất địa tĩnh, $G_{ob}$ Gradient áp suất lỗ rỗng, $G_{fr}$	$G_{ff} = G_{fr} + \frac{2\mu}{1 - \mu} (G_{ob} - G_p)$	[8]



**Hình 1.** Ứng dụng trí tuệ nhân tạo trong lĩnh vực dầu khí [9]

**Bảng 2.** Ứng dụng của kỹ thuật trí tuệ nhân tạo trong lĩnh vực dầu khí

TT	Phương pháp	Thông số được dự báo	Tài liệu tham khảo
1	Fuzzy logic	Xác định sự rò rỉ khí	[10]
2	Fuzzy logic, GA	Tính chất chất lưu	[11]
3	ANN	Độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa	[12]
4	Hybrid System	Độ rỗng, độ thấm của vỉa	[13]
5	ANN	Kẹt cần khoan	[14]
6	SVM	Tính chất của dầu và khí	[15]
7	SVM	Độ thấm vỉa	[16]
8	CSR	Sự cố trong quá trình khoan	[17]
9	ANN	Lựa chọn cấu trúc giàn biển	[18]
10	ANN	Độ ổn định thành giếng khoan	[19]
11	Neuro-fuzzy	Các thông số về độ bền của đất đá	[20]
12	Hybird-SVM	Đặc tính gaslift và tối ưu khai thác	[21]

Nhiều kỹ thuật trí tuệ nhân tạo như mạng logic mờ (fuzzy logic); thuật di truyền (genetic algorithm); huấn luyện có giám sát máy (support vector machines); lập luận theo tình huống (CBR); hệ trí tuệ nhân tạo lai (hybrid systems) được ứng dụng rộng rãi trong công nghiệp dầu khí [25, 26]. Trong bài báo này, nhóm tác giả chỉ tập trung vào bài toán ứng dụng của mạng trí tuệ nhân tạo trong dự báo áp suất nút vỉa.

## 2. Cơ sở lý thuyết về ANN

### 2.1. Mô hình ANN

Với mục đích tạo ra mô hình tính toán phỏng theo cách làm việc của neuron trong bộ não con người, vào năm 1943, McCulloch và Pitts [27] đã đề xuất mô hình toán cho một neuron (Hình 2).

Trong mô hình này, một neuron thứ  $i$  sẽ nhận các tín hiệu vào  $x_j$  với các trọng số tương ứng là  $w_{ij}$ , tổng các thông tin vào có trọng số là  $\sum_{j=1}^m w_{ij}x_j$ . Thông tin đầu ra ở thời điểm  $t + 1$  được tính từ các thông tin đầu vào như sau:

$$out(t + 1) = g(\sum w_{ij} x_j(t) - \theta_i) \quad (1)$$

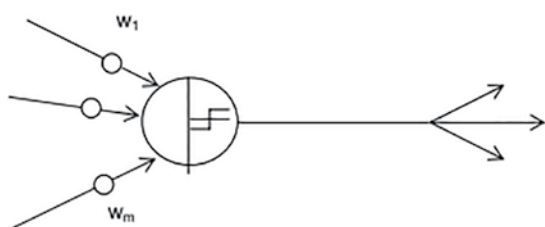
Trong đó,  $g$  là hàm kích hoạt (còn gọi là hàm chuyển) có dạng là hàm bước nhảy, đóng vai trò biến đổi từ thông tin đầu vào thành tín hiệu đầu ra:

$$g(f) = \begin{cases} 1 & \text{nếu } f > 0 \\ 0 & \text{nếu } f \leq 0 \end{cases} \quad (2)$$

Như vậy,  $out = 1$  (ứng với việc neuron tạo tín hiệu đầu ra) khi tổng các tín hiệu vào lớn hơn ngưỡng  $\theta_i$ , còn  $out = 0$  (neuron không tạo tín hiệu ở đầu ra) khi tổng các tín hiệu vào nhỏ hơn ngưỡng  $\theta_i$ .

Trong mô hình neuron của McCulloch và Pitts, các trọng số  $w_{ij}$  thể hiện ảnh hưởng của khớp nối trong liên kết giữa neuron  $j$  (neuron gửi tín hiệu) và neuron  $i$  (neuron nhận tín hiệu). Trọng số  $w_{ij}$  dương tương ứng với khớp nối kích thích, trọng số âm ứng với khớp nối ức chế và  $w_{ij}$  bằng 0 khi không có liên kết giữa 2 neuron. Hàm chuyển  $g$  ngoài dạng hàm bước nhảy còn có thể chọn nhiều dạng khác nhau.

Thông qua cách mô hình hóa đơn giản một neuron sinh học như trên, McCulloch và Pitts đã đưa ra một mô



Hình 2. Mô hình ANN [27]

hình ANN có tiềm năng tính toán quan trọng. Nó có thể thực hiện các phép toán logic cơ bản như AND, OR và NOT khi các trọng số và ngưỡng được chọn phù hợp. Sự liên kết giữa các ANN với cách thức khác nhau sẽ tạo nên các loại ANN với tính chất và khả năng làm việc khác nhau.

### 2.2. Cấu trúc ANN

Nhìn chung, các nghiên cứu đều cho thấy cấu trúc của một ANN gồm 3 phần là lớp dữ liệu đầu vào (input layer), lớp ẩn (hidden layer) và lớp dữ liệu đầu ra (output layer). Mỗi lớp này đều được cấu tạo từ một số lượng neuron. Mỗi neuron là một đơn vị xử lý thông tin của ANN, là yếu tố cơ bản để cấu tạo nên toàn mạng. Các neuron này nhận các dữ liệu vào, xử lý chúng và cho ra một kết quả xử lý để làm dữ liệu đầu vào cho một neuron khác. Thông tin sau khi đi vào lớp đầu vào sẽ đi tới lớp ẩn, lớp này bao gồm các neuron sẽ xử lý thông tin và chuyển sang các lớp tiếp theo, cuối cùng là tới lớp kết quả đầu ra. Mỗi dữ liệu đầu vào sẽ được đánh giá mức độ mạnh yếu hay độ quan trọng thông qua một trọng số  $w$  ứng với mỗi neuron. Các trọng số này có thể được thay đổi để đưa ra được giá trị đầu ra phù hợp nhất.

Cấu trúc ANN được xác định bởi 5 yếu tố: (1) số lượng các dữ liệu đầu vào/đầu ra; (2) số lượng các lớp của mạng; (3) số lượng neuron trong mỗi lớp (lớp đầu vào, lớp ẩn, lớp đầu ra) của mạng; (4) các trọng số để liên kết các neuron; (5) cách liên kết giữa các neuron (trong một lớp và giữa các lớp) với nhau.

Đối với ANN, việc quyết định số lượng neuron của lớp ẩn rất phức tạp, phụ thuộc vào nhiều yếu tố: (1) số lượng neuron của lớp dữ liệu đầu vào và đầu ra; (2) lượng dữ liệu của quá trình luyện; (3) hàm sử dụng trong quá trình luyện; (4) thuật toán huấn luyện của mạng neuron.

Để sai số của quá trình xử lý của ANN là thấp nhất, cũng như để quá trình này hoạt động hiệu quả, số lượng neuron của lớp ẩn, cũng như số lớp ẩn cần được lựa chọn phù hợp và tối ưu nhất, theo nguyên tắc: nếu quá ít neuron sẽ dẫn tới sai số cao cho cả hệ thống và yếu tố đầu ra cần dự báo sẽ trở nên rất khó khăn vì số lượng neuron quá ít để có thể thực hiện được. Ngược lại khi quá nhiều neuron thì mạng neuron sẽ hoạt động mất rất nhiều thời gian và trở nên không hiệu quả. Vì vậy, việc quyết định được số lượng lớp ẩn cũng như số lượng neuron trong lớp này vô cùng quan trọng. Thường không có quy tắc nào trong việc lựa chọn các giá trị này, việc xác định được thực hiện bằng phương pháp thử-sai, đến khi nào

giá trị sai số giữa giá trị đầu ra của mạng và giá trị thực nhỏ nhất có thể.

**2.3. Thuật toán truyền ngược**

Trong số nhiều loại ANN, mạng neuron nhiều lớp ẩn với thuật toán truyền ngược là phương pháp được sử dụng phổ biến nhất hiện nay [28]. Một ANN đặc trưng chứa một lớp đầu vào, một lớp đầu ra và một hoặc nhiều lớp ẩn.

Thuật toán truyền ngược là sự mở rộng của phương pháp bình phương tối thiểu, được phát triển dựa trên cơ sở đào tạo dữ liệu của ANN đa lớp, với mục tiêu làm giảm sai số nhỏ nhất có thể giữa giá trị dự báo và giá trị yêu cầu. Thuật toán truyền ngược sử dụng chuỗi các quy tắc để tính đạo hàm bình phương sai số với biến số là các trọng số và ngưỡng trong các lớp ẩn. Những đạo hàm này được gọi là vector độ nhạy. Một vài thuật toán phi tuyến tính như thuật toán giảm bước (steepest descent algorithm), phương pháp Newton (Newton’s method) và thuật toán gradient liên hợp (conjugate gradient algorithm) được sử dụng để giảm thiểu sai số trong quá trình đào tạo.

Như đã đề cập trước đó, thuật truyền ngược trình bày tổng quát của phương pháp bình phương tối thiểu để giảm hàm mục tiêu, nghĩa là làm hạn chế sai số giữa giá trị dự báo  $o(m)$  và giá trị thực  $y$ . Hàm mục tiêu được thể hiện như sau:

$$J(m) = E[e^t e] = E[(y - o(m))^T (y - o(m))] \quad (3)$$

Trong đó,  $m$  đặc trưng cho trọng số và ngưỡng trong tất cả các neuron.

Với thuật toán giảm bước, giá trị nhỏ nhất của hàm mục tiêu được xác định bằng công thức:

$$w_{ij}^m(k+1) = w_{ij}^m(k) - \zeta \frac{\partial J}{\partial w_{ij}^m} \quad (4)$$

$$\beta_{ij}^m(k+1) = \beta_{ij}^m(k) - \zeta \frac{\partial J}{\partial \beta_{ij}^m} \quad (5)$$

Trong đó:  $w_{ij}^m$  là trọng số đặc trưng liên kết neuron thứ  $i$  với neuron thứ  $j$ ;  $k$  là số bước lặp;  $m$  là lớp trong mạng neuron;  $\zeta$  là tốc độ huấn luyện.

Sử dụng chuỗi quy tắc, đạo hàm của hàm  $J$  theo trọng số và ngưỡng được tính toán theo:

$$\frac{\partial J}{\partial w_{ij}^m} = \frac{\partial J}{\partial e_j^m} \frac{\partial e_j^m}{\partial w_{ij}^m} \quad (6)$$

$$\frac{\partial J}{\partial \beta_j^m} = \frac{\partial J}{\partial \varepsilon_j^m} \frac{\partial \varepsilon_j^m}{\partial \beta_j^m} \quad (7)$$

Vi đầu vào của lớp thứ  $m$  là một hàm tường minh của trọng số và ngưỡng, nên

$$\varepsilon_j^m = \sum_i w_{ij}^m o_i^{m-1} + \beta_j^m \quad (8)$$

Trong đó,  $\beta_j^m$  là ngưỡng đặc trưng neuron thứ  $j$ .

Thành phần thứ 2 phương trình (6) và (7) được tính theo công thức:

$$\frac{\partial e_j^m}{\partial w_{ij}^m} = o_i^{m-1} \quad (9)$$

$$\frac{\partial \varepsilon_j^m}{\partial \beta_j^m} = 1 \quad (10)$$

Độ nhạy của hàm  $J$  theo sự thay đổi thành phần thứ  $j$  của dữ liệu đầu vào tại lớp  $m$  được đặc trưng bởi thông số  $s_j^m$ , do đó phương trình (6) và (7) được viết lại như sau:

$$\frac{\partial J}{\partial w_{ij}^m} = s_j^m \frac{\partial e_j^m}{\partial w_{ij}^m} \quad (11)$$

$$\frac{\partial J}{\partial \beta_j^m} = s_j^m \frac{\partial \varepsilon_j^m}{\partial \beta_j^m} \quad (12)$$

Thay ngược lại vào phương trình (4) và (5) ta có:

$$w_{ij}^m(k+1) = w_{ij}^m(k) - \zeta s_j^m o_i^{m-1} \quad (13)$$

$$\beta_j^m(k+1) = \beta_j^m(k) - \zeta s_j^m \quad (14)$$

Dạng ma trận,

$$W^m(k+1) = W^m(k) - \zeta s^m o^{m-1} \quad (15)$$

$$\beta^m(k+1) = \beta^m(k) - \zeta s^m \quad (16)$$

Trong đó

$$s^m = \frac{\partial J}{\partial \varepsilon^m} = \left[ \frac{\partial J}{\partial \varepsilon_1^m}, \frac{\partial J}{\partial \varepsilon_2^m}, \dots, \frac{\partial J}{\partial \varepsilon_k^m} \right]^T \quad (17)$$

Vector  $s^m$  là vector độ nhạy tại lớp  $m$  và được tính từ độ nhạy lớp  $m+1$ , nó được tính từ công thức của lớp sau, nên gọi là truyền ngược. Ma trận Jacobian biểu diễn phép tính ngược của độ nhạy, được định nghĩa như sau:

$$\frac{\partial \varepsilon^{m+1}}{\partial \varepsilon^m} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_1^{m+1}}{\partial \varepsilon_1^m} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_1^{m+1}}{\partial \varepsilon_k^m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \varepsilon_k^{m+1}}{\partial \varepsilon_1^m} & \dots & \frac{\partial \varepsilon_k^{m+1}}{\partial \varepsilon_k^m} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Thành phần cột  $i$ , hàng  $j$  của ma trận Jacobian được thể hiện trong công thức sau:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \varepsilon_i^{m+1}}{\partial \varepsilon_j^m} &= \frac{\partial (\sum_i w_{li}^{m+1} o_i^m + \beta_i^{m+1})}{\partial \varepsilon_j^m} = w_{ji}^{m+1} \frac{\partial o_j^m}{\partial \varepsilon_j^m} \\ &= w_{ji}^{m+1} \frac{\partial f^m(\varepsilon_j^m)}{\partial \varepsilon_j^m} = w_{ji}^{m+1} f^m(\varepsilon_j^m) \end{aligned} \quad (19)$$

Trong đó  $f^m(\varepsilon_j^m) = \frac{\partial f^m(\varepsilon_j^m)}{\partial \varepsilon_j^m}$ , vì vậy ma trận Jacobian trở thành

$$\frac{\partial \varepsilon^{m+1}}{\partial \varepsilon^m} = W^m f^m(\varepsilon^m) \quad (20)$$

$$f^m(\varepsilon^m) = \begin{bmatrix} f^m(\varepsilon_1^m) & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & f^m(\varepsilon_l^m) \end{bmatrix} \quad (21)$$

Sau một chuỗi các phép toán, các vector độ nhạy tại các lớp khác nhau thể hiện qua công thức:

$$\begin{aligned} s^m &= \frac{\partial J}{\partial \varepsilon^m} = \left( \frac{\partial \varepsilon^{m+1}}{\partial \varepsilon^m} \right)^T \frac{\partial J}{\partial \varepsilon^{m+1}} = f^m(\varepsilon^m) (W^{m+1})^T \frac{\partial J}{\partial \varepsilon^{m+1}} \\ &= f^m(\varepsilon^m) (W^{m+1})^T s^{m+1} \end{aligned} \quad (22)$$

Do đó, độ nhạy của sai số có thể được truyền ngược từ lớp cuối cùng đến lớp đầu tiên. Tại lớp thứ l, độ nhạy bằng:

$$\begin{aligned} s_j^l &= \frac{\partial J}{\partial \varepsilon_j^l} = \frac{\partial [(y - o)^T (y - o)]}{\partial \varepsilon_j^l} = \frac{\partial (\sum_{i=1} (y_i - o_i)^2)}{\partial \varepsilon_j^l} \\ &= -2(y_i - o_i) \frac{\partial o_i}{\partial \varepsilon_j^l} = -2(y_i - o_i) \frac{\partial f^l(\varepsilon_j^l)}{\partial \varepsilon_j^l} = -2(y_i - o_i) \\ &= -2(y_i - o_i) f^l(\varepsilon_j^l) \end{aligned} \quad (23)$$

Theo dạng ma trận, phương trình (23) được viết lại thành:

$$s^l = -2 f^l(\varepsilon^l) (y - o) \quad (24)$$

Tóm lại, thuật toán truyền ngược cho mạng neuron đa lớp được tóm tắt gọn như sau: (i) dữ liệu đầu vào được truyền thẳng trong mạng từ lớp đầu tiên đến lớp cuối, (ii) tính toán vector sai số và vector độ nhạy, (iii) vector độ nhạy truyền ngược trong mạng từ lớp cuối đến lớp đầu tiên và (iv) các trọng số và ngưỡng được cập nhật trong suốt quá trình lan truyền bằng quy tắc giảm bước.

### 3. Kết quả nghiên cứu

#### 3.1. Thông số đầu vào

Kết quả phân tích các mô hình lý thuyết dự báo áp suất nứt vỉa thành hệ cho thấy áp suất nứt vỉa phụ thuộc vào ứng suất địa tĩnh ( $\delta_{ob}$ ), áp suất lỗ rỗng ( $P_r$ ), hệ số Poisson ( $\mu$ ), tuổi thành hệ, độ sâu và tỷ trọng đất đá. Tùy vào dữ liệu của các giếng khác nhau để chọn thông số đầu vào phù hợp. Cần lưu ý rằng một số thông số đầu vào lại có tương quan với nhau như: hệ số Poisson phụ thuộc vào tỷ trọng riêng, tỷ số thành phần ứng suất hữu hiệu và tuổi thành hệ. Do đó, mối liên hệ giữa khối lượng riêng của thành hệ với gradient áp suất lỗ rỗng và chiều sâu đã gián tiếp bao gồm trong đó và thể hiện được sự ảnh hưởng tới áp suất nứt vỉa. Vì vậy, việc lựa chọn thông số đặc trưng để đưa vào mô hình cần được cân nhắc kỹ. Sau khi tính toán và kiểm nghiệm, nhóm tác giả đề xuất các thông số đầu vào cho mô hình như Bảng 3.

Tổng số 368 điểm dữ liệu được chọn cho một giếng đã được khoan tại bể Nam Côn Sơn nhằm so sánh kết quả tính toán với kết quả đo áp suất nứt vỉa thực tế tại một số vị trí. Các dữ liệu đầu vào gồm: ứng suất địa tĩnh ( $\delta_{ob}$ ), áp suất lỗ rỗng ( $P_r$ ), hệ số Poisson ( $\mu$ ) và độ sâu. Trong đó, 2/3 dữ liệu được chọn từ tập hợp dữ liệu tổng để thành lập tập dữ liệu đào tạo (training). Trong số 1/3 dữ liệu còn lại, một nửa được chọn để thiết lập tập dữ liệu phê chuẩn (validation) và một nửa là của tập dữ liệu kiểm tra (testing). Những điểm dữ liệu cho mỗi tập hợp được chọn từ tập hợp tổng được phân bố sao cho vẫn giữ được sự đồng nhất giống với tập dữ liệu tổng [29].

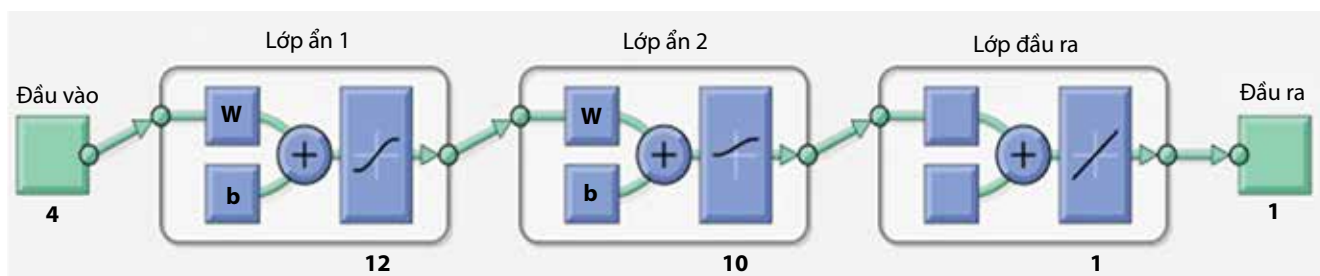
Trong mô hình ANN, nhóm tác giả sử dụng các thông số độ sâu, hệ số Poisson, ứng suất lớp phủ và áp suất lỗ rỗng làm dữ liệu đầu vào để dự báo áp suất nứt vỉa (Bảng 3).

#### 3.2. Xây dựng mô hình

Sau khi dữ liệu được tập hợp, bước tiếp theo trong đào tạo một mạng là tạo ra một đối tượng mạng. Qua quá trình nghiên cứu và thử nghiệm, nhóm tác giả sử dụng mạng lan truyền ngược (feed-forward backpropagation) với 2 lớp ẩn, 1 lớp đầu vào và 1 lớp đầu ra. Tiếp theo là

**Bảng 3.** Phạm vi của các thông số đầu vào và đầu ra của mạng neuron (368 điểm của một giếng khoan thuộc bể Nam Côn Sơn)

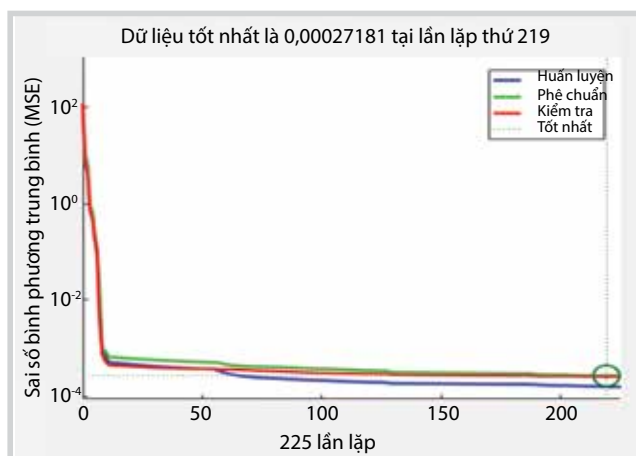
Thông số	Giá trị nhỏ nhất	Giá trị lớn nhất
Độ sâu (m)	225,47	3413,12
Ứng suất địa tĩnh (ppg)	667,101	13872,7
Áp suất lỗ rỗng (ppg)	8,81267	18,8291
Hệ số Poisson	0,188404738	0,414834946
Áp suất nứt vỉa (ppg)	7,90831	18,6784



Hình 3. Sơ đồ cấu trúc mạng neuron

Bảng 4. Trọng số và ngưỡng của lớp ẩn thứ nhất

Neuron	Lớp ẩn 1				Ngưỡng
	Trọng số				
	1	2	3	4	
1	-0,52048	1,5535	-0,01865	-2,2423	2,3779
2	0,61856	-0,01363	-0,94171	-2,0502	-2,2575
3	-1,2951	-0,46325	1,5402	-1,6688	1,262
4	1,3596	-0,21983	1,8014	-0,74996	-1,0919
5	-2,3496	-1,3583	0,08929	-0,45597	0,43587
6	1,7719	0,057823	0,90068	-1,2678	-0,41494
7	-0,98796	0,53053	0,86185	2,1558	0,057315
8	-0,66979	1,8355	-1,8686	-0,23488	-0,66435
9	0,37842	1,5757	-1,098	-1,0741	1,125
10	1,488	0,79276	-0,02608	1,765	1,7931
11	-1,512	-0,40828	-1,0153	1,7788	-2,1895
12	1,6715	1,2146	1,3159	-0,3573	2,6654



Hình 4. Đồ thị biểu diễn hiệu suất của ANN 4-12-10-1

chọn số lượng neuron trong mỗi lớp. Số lượng neuron nhỏ sẽ đào tạo mạng nhanh hơn nhưng không cho kết quả chính xác. Trong khi đó, tăng số lượng neuron có thể tăng thời gian xử lý. Nhóm tác giả sử dụng cấu trúc mạng với 12 neuron trong lớp ẩn thứ nhất và 10 neuron trong lớp ẩn thứ hai (mạng 4-12-10-1). Lựa chọn số lượng neuron không có nguyên tắc rõ ràng nhưng chỉ cần đảm bảo đáp ứng hệ thống sẵn có của người sử dụng, độ chính xác cuối cùng chấp nhận được.

Hình 3 biểu diễn cấu trúc mạng mô phỏng. Những hàm hoạt động cho những lớp ẩn là hàm tag-sigmoid và

log-sigmoid, hàm pure linear được sử dụng cho lớp đầu ra. Những hàm đó được biểu diễn như sau:

$$tansig(x) = \frac{2}{1 + e^{-2x}} - 1; \text{logsig}(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}; \text{purelin}(x) = x$$

### 3.3. Phân tích hiệu suất mạng neuron sau khi huấn luyện

Sau khi mạng được đào tạo và đạt tới 225 phép lặp có thể thu được đồ thị biểu diễn hiệu suất của quá trình đào tạo như Hình 4. Hình 4 biểu diễn tổng sai số bình phương cho 3 tập dữ liệu với số lần lặp cho mạng có cấu trúc 4-12-10-1 sử dụng thuật toán đào tạo lan truyền ngược LMA (Levenberg-Marquardt Algorithm). Ứng xử của đường cong thể hiện quá trình đào tạo thành công và 3 tập dữ liệu được chọn phù hợp từ tập dữ liệu ban đầu. Hiệu suất tốt nhất là  $MSE = 2,7181 \times 10^{-4}$  tại lần lặp thứ 219.

Các thông số về trọng số và ngưỡng của các lớp trong mô hình được trình bày trong Bảng 4 - 6.

Hình 5 trình bày dữ liệu đào tạo, xác nhận, kiểm tra và dữ liệu tổng. Đường nét đứt thể hiện kết quả sau khi đào tạo trùng với dữ liệu mục tiêu. Đường nét liền trình bày sự hồi quy tuyến tính tốt nhất giữa kết quả đào tạo và mục tiêu. Giá trị R biểu thị một mối quan hệ giữa kết quả và mục tiêu. Nếu R = 1 thì đó là một mối quan hệ tuyến tính

Bảng 5. Trọng số và ngưỡng của lớp ẩn thứ hai

		Lớp ẩn 2												Ngưỡng
		Trọng số												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
-1,4609	-0,83637	0,32721	-0,34836	0,467	-0,61183	1,3799	0,75256	1,4912	1,3204	-1,0869	3,4815			
-1,017	-0,3032	-1,139	-0,45539	-1,3098	0,92884	0,96758	-0,10303	0,90322	-1,8692	0,072192	2,675			
-0,48565	0,10705	-0,32639	1,9532	0,79354	-1,1854	0,40528	-0,17407	-1,3132	-1,6964	-0,60623	1,7451			
0,3212	-0,91785	1,3249	-1,6033	-0,35895	-1,5348	-1,1905	-0,99824	0,14685	-1,1742	0,9503	-1,1224			
-1,1074	-0,79508	0,13514	1,5733	0,56099	0,97494	-1,0279	0,82365	-0,08593	-0,46225	1,6648	0,35091			
0,25754	0,70328	0,01723	1,1042	-0,10609	-0,02995	1,1658	-1,4554	1,1411	0,94204	-1,1189	0,34509			
0,71036	-1,3651	-0,71857	0,83441	0,81094	-0,06848	-1,391	-1,3585	0,47523	0,88189	1,262	1,2354			
-0,84301	1,3998	0,018484	-1,497	0,76883	1,1825	-0,11162	0,067826	1,1283	-1,5051	-1,0708	-1,8199			
-1,5087	0,77821	0,30796	-0,78059	1,36	0,40713	-1,0926	-1,4463	-0,24013	-0,25396	-1,2874	-2,775			
-0,79359	-0,03767	0,85067	-0,75599	1,7767	0,45024	1,9821	1,4187	-0,2011	0,061264	-0,5548	-3,3202			

Bảng 6. Trọng số và ngưỡng của lớp đầu ra

		Lớp đầu ra										Ngưỡng
		Trọng số										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0,50363	0,63168	-0,13513	-0,51143	0,49316	0,52492	0,19885	-0,53623	0,15883	-0,75647	-1,1629		

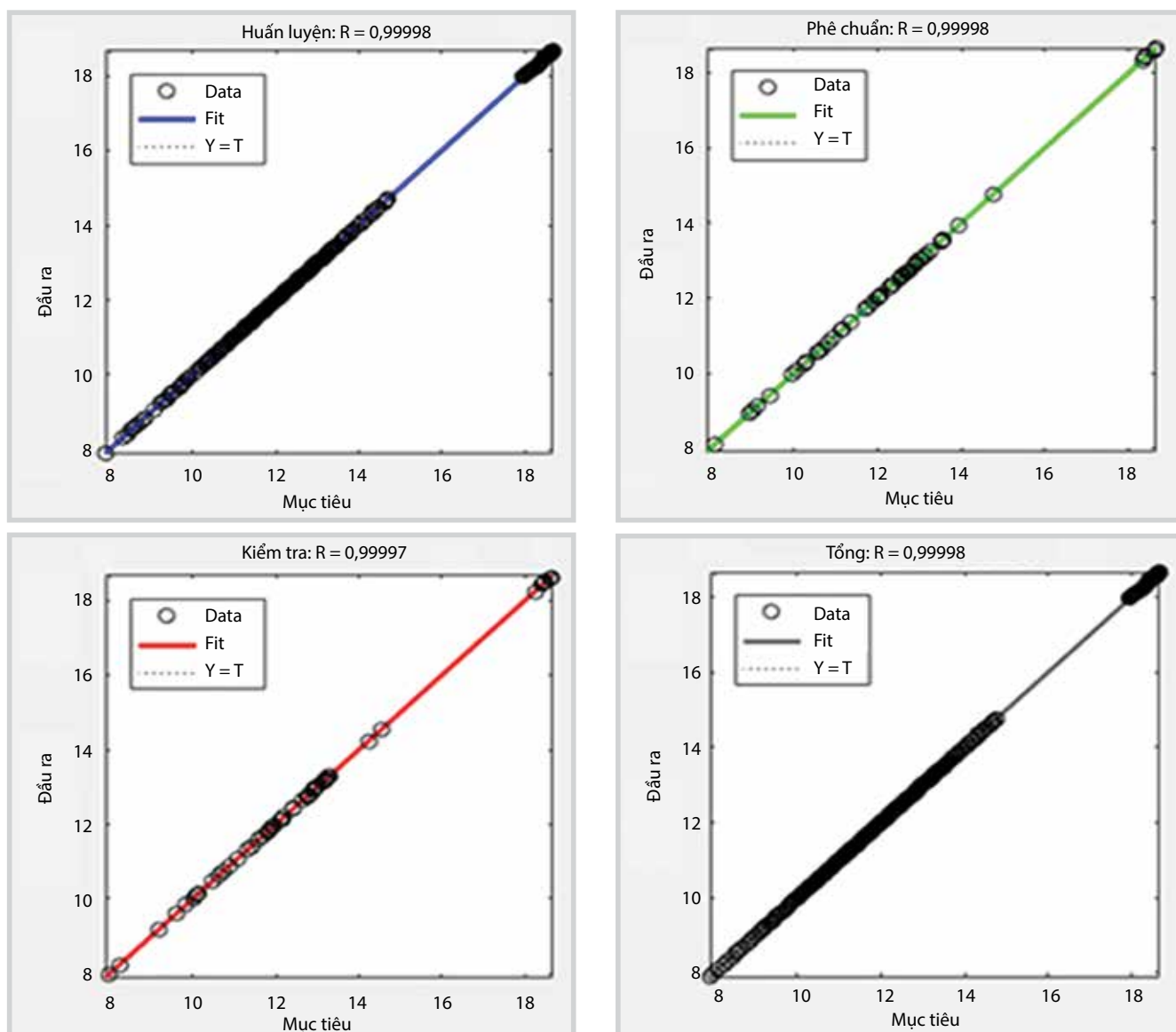
chính xác giữa kết quả đào tạo và mục tiêu [29].

Kết quả của dữ liệu được đào tạo bởi mô hình ANN trong nghiên cứu này chỉ ra đây là một mối quan hệ chính xác: kết quả đào tạo, kết quả xác nhận, kiểm tra và kết quả tổng cộng đều cho các giá trị R lớn hơn 0,9995.

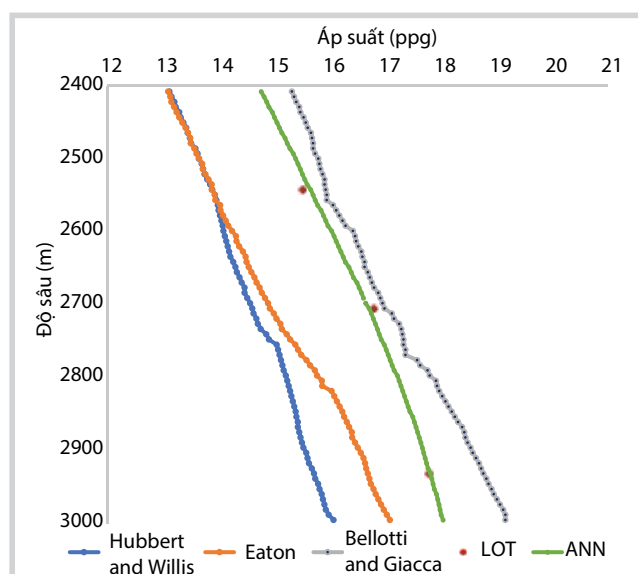
### 3.4. Sử dụng ANN để dự báo áp suất nứt vỉa, so sánh với các phương pháp truyền thống

Sau khi có mô hình dự báo với độ tin cậy cao, nhóm tác giả tiến hành dự báo áp suất nứt vỉa cho một giếng khoan thuộc bể Nam Côn Sơn. Kết quả dự báo được trình bày trong Hình 6, trên hình cũng thể hiện kết quả dự báo bằng phương pháp truyền thống thường và phương pháp xác định áp suất nứt vỉa trực tiếp thông qua thí nghiệm "Leak off test", LOT tại 3 độ sâu của giếng: 2542,59m, 2705,42m và 2932,09m (Bảng 1).

Thông qua kết quả so sánh trong Hình 6 có thể thấy rằng mô hình lý thuyết Hubbert và Willis, Eaton nằm khá xa kết quả đo thực nghiệm LOT, trong khi kết quả của mô hình Bellotti và Glacca nằm sát hơn nhưng vẫn còn khác biệt. Ngược lại, đường cong dự báo áp suất nứt vỉa bằng phương pháp ANN qua các điểm áp suất nứt vỉa của thí nghiệm LOT. Vì vậy, phương pháp ANN có kết quả dự báo chính xác nhất so với các phương pháp dự báo truyền thống (Hubbert and Willis, Eaton, Bellotti and Giacca).



Hình 5. Đồ thị hồi quy của ANN



Hình 6. Áp suất nứt via theo các phương pháp dự báo, xác định khác nhau

#### 4. Kết luận

Nhóm tác giả đã thực hiện dự báo áp suất nứt vỉa cho một giếng khoan thuộc bể Nam Côn Sơn, với số điểm dữ liệu là 368. Từ kết quả nghiên cứu có thể thấy phương pháp sử dụng ANN có ưu điểm sau:

- Sử dụng nhiều điểm dữ liệu khác nhau, phù hợp với vùng nghiên cứu rộng, dữ liệu đa dạng;
- Thông số đầu vào cho mô hình dễ dàng có được;
- Đơn giản và dễ sử dụng trong quá trình trước khi khoan;
- Độ chính xác cao hơn so với các phương pháp dự báo truyền thống.

Kết quả dự báo áp suất nứt vỉa cho giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn đủ độ tin cậy để sử dụng cho quá trình



thiết kế giếng ở khu vực lân cận và cần kiểm nghiệm thêm trước khi nhân rộng tính ứng dụng của phương pháp này.

### Tài liệu tham khảo

1. M.King Hubbert, David G.Willis. *Mechanics of hydraulic fracturing*. Society of Petroleum Engineers. 1957; 210: p. 153 - 163.
2. E.S.Pennebaker. *An engineering interpretation of seismic data*. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, Texas. 29 September - 2 October.
3. Ben A.Eaton. *Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations*, Journal of Petroleum Technology. 1969; 21(10): p. 1353 - 1360.
4. W.R.Matthews, John Kelly. *How to predict formation pressure and fracture gradient from electric and sonic logs*. Oil and Gas Journal. 1967: p. 39 - 43.
5. L.A.MacPherson, L.N.Berry. *Prediction of fracture gradients from log derived moduli*. The Log Analyst. 1972.
6. Stan A.Christman. *Offshore fracture gradients*. Journal of Petroleum Technology. 1973; p. 910 - 914.
7. R.A.Anderson, D.S.Ingram, A.M.Zanier. *Determining fracture pressure gradients from well logs*. Journal of Petroleum Technology. 1973.
8. P.Bellotti, D.Giacca. *Seismic data can detect overpressures in deep drilling*. Oil and Gas Journal. 1978.
9. E.M.Shokir. *Neuron network determines shaly-sand hydrocarbon saturation*. Oil & Gas Journal. 2001.
10. Henrique V.da Silva, Celso K.Morooka, Ivan R.Guilherme, Tiago C.da Fonseca, José R.P.Mendes. *Leak detection in petroleum pipelines using a fuzzy system*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2005; 49(3 - 4): p. 223 - 238.
11. S.J.Cuddy, P.W.J.Glover. *The application of fuzzy logic and genetic algorithms to reservoir characterization and modeling*. Soft Computing for Reservoir Characterization and Modeling. 2002.
12. Alpana Bhatt, Hans B.Helle. *Committee neuron networks for porosity and permeability prediction from well logs*. Geophysical Prospecting. 2002: p.645 - 660.
13. Fatai Adesina Anifowose, Abdulazeez Abdurraheem. *Prediction of porosity and permeability of oil and gas reservoirs using hybrid computational intelligence models*. North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt. 14 - 17 February, 2010.
14. S.R.Shadizadeh, F.Karimi, M.Zoveidavianpoor. *Drilling stuck pipe prediction in Iranian oil fields: An artificial neuron network approach*. Iranian Journal of Chemical Engineering. 2010; 7(4): p. 29 - 41.
15. Fatai Adesina Anifowose, AbdIAzeem Oiyafemi Ewenla, Safriyu Ijiyemi Eludiora. *Prediction of oil and gas reservoir properties using support vector machines*. International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand. 15 - 17 November, 2011.
16. R.Gholami, A.R.Shahraki, M.Jamali Paghaleh. *Prediction of hydrocarbon reservoirs permeability using support vector machine*. Mathematical Problems in Engineering. 2012.
17. HZ Raja, F Sormo, ML Vinther. *Case-based reasoning: predicting real-time drilling problems and improving drilling performance*. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain. 25 - 28 September, 2011.
18. Md. Alhaz Uddin, Mohammed Jameel, Hashim Abdul Razak. *Application of artificial neuron network in fixed offshore structures*. Indian Journal of Geo-Marine Sciences. 2012.
19. R.Keshavarzi, R.Jahanbakhshi, M.Rashidi. *Predicting formation fracture gradient. In oil and gas wells: A neuron network approach*. 45<sup>th</sup> U.S. Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium, San Francisco, California. 26 - 29 June, 2011.
20. M.Heidarian, H.Jalalifar, A.Rafati. *Prediction of rock strength parameters for an Iranian oil field using neurofuzzy method*. Journal of AI and Data Mining. 2016; 4(2): p. 229 - 234.
21. T.O.Odedele, H.D.Ibrahim. *Predicting oil well gas lift performance and production optimization using hybrid particle swarm optimization and fuzzy support vector machines*. World Congress on Engineering. 2016.
22. Schlumberger Oilfield Glossary. Oilfield glossary. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>.
23. Adam Bourgoyne Jr, Keith Miliheim, Martin Chenevert, KS Young Jr. *Applied drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers. 1986.
24. Jincai Zhang, Shang-Xian Yin. *Fracture gradient prediction: an overview and an improved method*. Petroleum Science. 2017; 14(4): p. 720 - 730.

25. Opeyemi Bello, Javier Holzmann, Tanveer Yaqoob, Catalin Teodoriu. *Application of artificial intelligence methods in drilling system design and operations: a review of the state of the art*. Society of Petroleum Engineers. 2015; 5(2): p. 121 - 139.
26. Agnar Aamodt, Enric Plaza. *Case-Based reasoning: Foundational issues, methodological variations, and system approaches*. Artificial Intelligence Communications. 1994; 7(1): p. 39 - 52.
27. Warren S. McCulloch, Walter Pitts. *A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity*. Bulletin of Mathematical Biophysics. 1943; 5(4): p.115 - 133.
28. Adel Malalah, Ibrahim Sami N a s h a w i . *Estimating the fracture gradient coefficient using neuron networks for a field in the Middle East*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2005; 49(3 - 4): p. 193 - 211.
29. M.H.Beale, M.T.Hagan, H.B.Demuth. *Neuron network toolbox user's guide*. The MathWorks. 2015.

## APPLICATION OF ARTIFICIAL NEURAL NETWORK IN FRACTURE PRESSURE PREDICTION

**Nguyen Van Hung, Dang Huu Minh**

Petrovietnam University

Email: hungnv@pvu.edu.vn

### Summary

Prediction of formation fracture pressure is an essential task in designing safer drilling operations and economical well planning, allowing effective control, operation and stimulation. Errors in fracture pressure prediction can lead to several serious problems such as lost circulation and kick, and even blowout.

This paper presents an overview on application of artificial intelligent in the petroleum industry. Then an artificial neural network model will be used with depth, overburden stress, Poisson's ration, and pore pressure as the input data and fracture pressure as the output data of one well in Nam Con Son basin for predicting formation fracture pressure. The results obtained from the model are compared with those obtained from conventional method. The comparison shows that the ANN method is promising and under some circumstances it is superior to the available techniques.

**Key words:** Formation fracture pressure, artificial neural network, Nam Con Son basin.

## GIẢI PHÁP XỬ LÝ TÌNH TRẠNG MẤT ỔN ĐỊNH THÀNH GIẾNG KHOAN

Phạm Văn Hiếu<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Trường Đại học Dầu khí Gubkin

<sup>2</sup>Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"

Email: hieupv.dr@vietsov.com.vn

### Tóm tắt

Bài báo phân tích các nguyên nhân gây ra tình trạng mất ổn định thành giếng khoan từ quá trình thi công 250 giếng khoan tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" (với quỹ đạo, hệ dung dịch khoan và góc lệch khác nhau). Trên cơ sở đó, tác giả đề xuất các giải pháp xử lý tình trạng mất ổn định thành giếng khoan như doa lại thân giếng kết hợp với quét tạt dung dịch độ nhớt cao, xử lý dung dịch (tăng hàm lượng bôi trơn, hàm lượng ức chế sét, giảm độ thải nước của dung dịch tới mức tối thiểu cho phép), kết hợp tăng tỷ trọng dung dịch khoan trong giới hạn cho phép... Nghiên cứu cũng cho thấy việc đánh giá sự ảnh hưởng của các phương pháp khoan đến thời gian ổn định thành giếng giúp giảm thiểu các phức tạp, sự cố xảy ra trong quá trình khoan.

**Từ khóa:** Phức tạp, sự cố, mất ổn định thành giếng khoan, đặc tính cơ học đất đá, bó hẹp thành giếng.

### 1. Giới thiệu

Mất ổn định thành giếng khoan là hiện tượng xảy ra trong quá trình khoan, do sự chênh lệch đáng kể giữa đường kính của thân giếng khoan với đường kính của chông khoan và thành giếng không giữ được kết cấu ban đầu. Đặc biệt là khi khoan các giếng khoan định hướng với góc nghiêng lớn hoặc khi khoan qua các tầng đất đá có nhiều đứt gãy, tập trung ứng suất thì mất ổn định thành giếng khoan có thể xảy ra với mức độ nghiêm trọng, ảnh hưởng đến công tác khoan. Mất ổn định thành giếng khoan chủ yếu do tương tác hóa - lý và do sự thay đổi về mặt cơ học của đất đá.

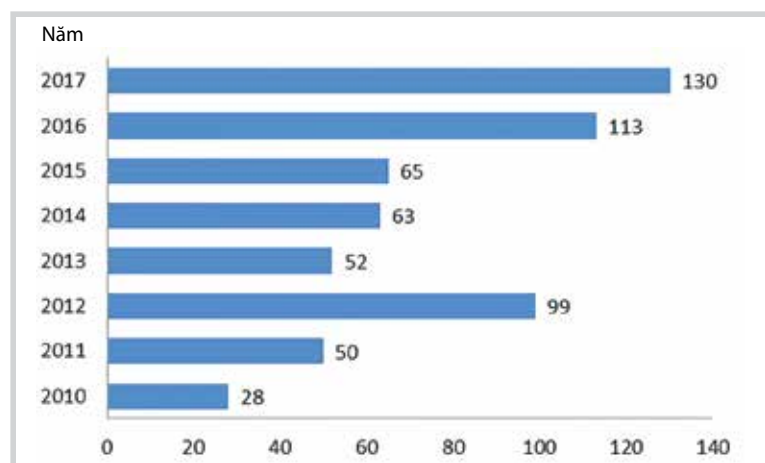
Hiện tượng mất ổn định thành giếng khoan gây ra việc tăng thời gian khoan, thậm chí phải hủy giếng khoan. Ước tính mỗi năm trên thế giới phải chi tới gần 500 triệu USD liên quan trực tiếp hoặc gián tiếp tới vấn đề mất ổn định thành giếng khoan [1].

Bài toán phân tích các nguyên nhân gây ra tình trạng mất ổn định thành giếng khoan và giải pháp để xử lý các sự cố liên quan đến vấn đề này tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga

"Vietsovetro". Đây là cơ sở quan trọng để triển khai công tác thiết kế thi công, tiết kiệm tối ưu chi phí trong công tác khoan - khai thác dầu khí. Ví dụ như kéo thả ống chống, thả thiết bị đo địa vật lý, thử vỉa trong thân trần, tính toán và thiết kế cột ống chống, tỷ trọng dung dịch và thời gian đảm bảo thi công an toàn giếng khoan, nghiên cứu các giải pháp ngăn ngừa hư hỏng ống chống và kiểm soát quá trình tạo hang hốc trên thành giếng khoan do bị sập lở.

### 2. Khảo sát tình trạng mất ổn định thành giếng khoan tại Vietsovetro trong giai đoạn 2010 - 2017

Việc nghiên cứu về tình trạng phức tạp và sự cố trong quá trình khoan và hoạt động khoan cắt thân tại Vietsovetro trong giai đoạn 2010 - 2017 được tiến hành trên 250 giếng khoan với quỹ đạo, hệ dung dịch khoan và góc lệch khác nhau. Kết quả nghiên cứu cho thấy rất nhiều phức tạp và sự cố đã diễn ra trong giai đoạn này (Hình 1).



Hình 1. Kết quả nghiên cứu các phức tạp và sự cố xảy ra trong quá trình khoan trong giai đoạn 2010 - 2017

Như vậy, trên tổng số 190 giếng được thống kê và nghiên cứu có đến 62% số giếng khoan xảy ra tình trạng mất ổn định thành giếng khoan [2, 3].

Đặc biệt trong giai đoạn 2016 - 2017, 60% trường hợp xảy ra phức tạp sự cố (bao gồm kẹt dính, mất ổn định thành giếng, mất dung dịch, không thể thả thiết bị tới chiều sâu thiết kế, biểu hiện dầu khí nước) là do nguyên nhân phức tạp địa chất. Phức tạp địa chất chủ yếu gặp phải khi khoan thân giếng 215,9mm, qua khu vực chuyển tiếp giữa Miocene dưới và Oligocene trên hoặc đơn thuần Oligocene trên nơi thành phần đất đá chủ yếu là sét và sét kết (Hình 2 và 3).

Nghiên cứu được tiến hành trên 31 giếng khoan trong năm 2016 có đến 19 giếng khoan xảy ra sự cố điển hình như: Mất dung dịch khi khoan và bơm trám xi măng, mất ổn định thành giếng khoan, kẹt bộ khoan cụ, không thể thả thiết bị địa vật lý bằng cáp... (Hình 2).

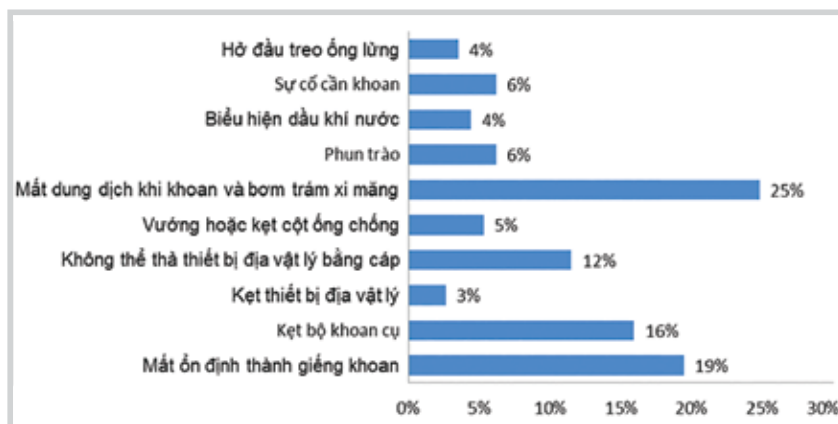
Kết quả thống kê và phân tích 35 giếng được khoan trong năm 2017 cho thấy 33 giếng khoan xảy ra sự cố: Mất ổn định thành giếng, mất dung dịch khi khoan và bơm trám xi măng, sự cố về cần khoan, kẹt bộ khoan cụ... (Hình 3).

Nghiên cứu về thời gian ổn định thành giếng khoan tính từ thời điểm khoan phá được tiến hành trên cơ sở số liệu báo cáo khoan của 30 giếng khoan trên mỏ Bạch Hổ (Hình 4). Kết quả phân tích cho thấy thời gian đất đá ổn định tính từ thời điểm khoan phá đạt giá trị lớn nhất là 7 ngày đối với

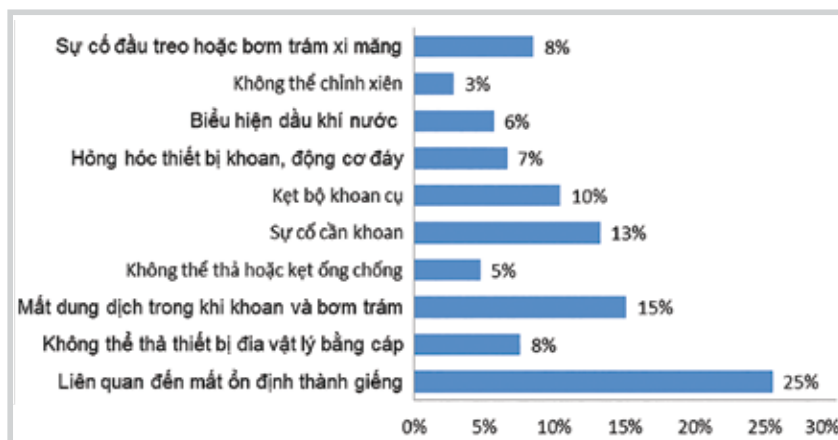
địa tầng Miocene dưới và 15 ngày đối với tầng Oligocene. Sau đó, các biểu hiện phức tạp tăng dần liên quan đến sự mất ổn định thành giếng khoan, bó hẹp thành giếng, sập lở với cường độ khác nhau. Thời gian trung bình thân giếng ổn định chỉ từ 3 - 5 ngày. Trong trường hợp tỷ trọng dung dịch không đủ để giữ áp suất thành hệ thì quá trình này diễn ra nhanh hơn, chỉ sau vài giờ đến một ngày. Biểu hiện mất ổn định thành giếng khoan chủ yếu xảy ra tại khoảng chiều sâu 2.100 - 4.000m và theo chiều sâu thẳng đứng, tương ứng với địa tầng Miocene dưới và Oligocene.

Thời gian giếng khoan trong trạng thái thân trần đóng vai trò quan trọng và ảnh hưởng tới hiện tượng mất ổn định thành giếng khoan, làm giảm đáng kể độ bền của đất đá, vì vậy cần tiến hành chống ống càng nhanh để đảm bảo an toàn cho thân giếng.

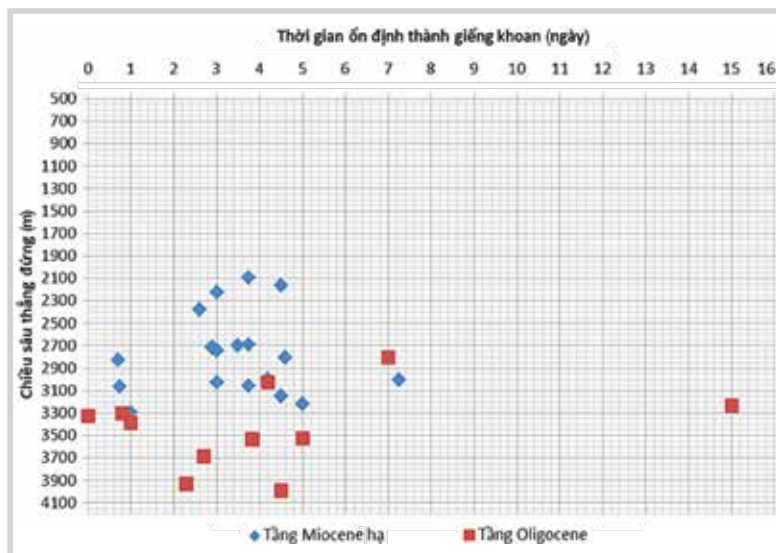
Việc tiến hành thống kê và phân tích thời gian thi công giếng khoan được áp dụng bằng các phương pháp khoan khác nhau. Ví dụ: khoan rotor, khoan bằng RSS, khoan bằng động cơ đáy. Thống kê được tiến hành trên 26 giếng khoan. Kết quả cho thấy thời gian thi công 1m khoan lần lượt là 0,143 giờ và 0,321 giờ đối với công đoạn 215,9mm và 311,15mm tương ứng với sử dụng công nghệ khoan RSS và động cơ đáy hoặc khoan rotor (Bảng 1). Thời gian từ khi khoan phá đến khi chống ống sử dụng công nghệ khoan RSS tiết kiệm được 3 - 4 ngày so với các phương pháp khoan còn lại. Trên 20 giếng được xem xét và đánh giá khi sử dụng phương pháp khoan RSS chỉ xảy ra 4 trường hợp phức tạp liên quan đến mất ổn định thành giếng. Trong năm 2011, Vietsovpetro lần đầu tiên sử dụng công nghệ khoan bằng RSS kết hợp với đo LWD. Việc áp dụng LWD trong khi khoan thân giếng 311,15mm và 215,9mm cho phép tiết



Hình 2. Phân bố các dạng phức tạp sự cố trong năm 2016



Hình 3. Phân bố các dạng sự cố phức tạp trong năm 2017



Hình 4. Thời gian ổn định thành giếng sau khi khoan phá tại mỏ Bạch Hổ

Bảng 1. So sánh thời gian thi công 1m khoan bằng các phương pháp khác nhau

TT	Giếng khoan	Khoảng khoan		Chiều dài khoảng khoan	Thời gian chi tiết cho các công việc (giờ)						
		Từ	Đến		Khoan	Bộ khoan cụ	Bơm rửa	Kéo thả	Doa	Tổng thời gian	Thời gian 1m khoan
<b>Sử dụng công nghệ khoan của Barker Hughes</b>											<b>0,143</b>
1	125 BK-15	1.310	3.096	1.786	203,5	10,5	43,5	91,5	17	366	0,205
2	BC-A-1X	1.290	3.222	1.932	155,5	3	9,75	77,75	4,25	250,25	0,130
3	506 RC-5	1.200	2.791	1.591	89	13	7,25	48	0,5	157,75	0,099
4	GT-5XP	1.257	3.342	2.085	116,5	12,5	13	61		203	0,097
5	GT-6P	1.409	3.627	2.218	129	17	24,5	160,5	2,5	333,5	0,150
6	1212 BK-14	1.732	4.070	2.338	129,25	9,75	47,75	104,75	12,25	303,75	0,130
7	1216 BK-14	1.729	3.378	1.649	77,75	10,25	28	47,75	7	170,75	0,104
8	ThT 4XP	1.404	3.757	2.353	157	21,75	66,75	77,75		323,25	0,137
9	ThT 6P	2.321	3.536	1.215	109	13,5	60	71,5	1,5	255,5	0,210
10	70 RC-7	1.288	3.426	2.138	116,75	17	54,5	95	79,25	362,5	0,170
<b>Sử dụng công nghệ khoan của Schlumberger</b>											<b>0,202</b>
1	129 BK-15	1.325	3.070	1.745	137	15,5	38	77	4,5	272	0,156
2	131 BK-15	1.357	3.211	1.854	170	12	25	64,5	3	274,5	0,148
3	407 RC-DM	1.992	3.456	1.464	201	17,5	19,25	81,5		319,25	0,218
4	R-24	1.745	3.214	1.469	215,75	16,75	27,75	78,5	19,75	358,5	0,244
5	ThT 3X	2.277	3.798	1.521	158,5	34,5	61	182	121,5	557,5	0,367
6	1706 BK-17	1.424	3.538	2.114	122,75	21,5	28,25	70	78,5	321	0,152
7	423 RC-4	2.207	3.988	1.781	189,5	19	27,25	91	8,75	335,5	0,188
8	510 RC-5	1.250	2.812	1.562	99,5	24	16,5	78,5	6,5	225	0,144
9	1713 BK-17	1.508	2.812	1.304	147	12,5	38,5	81	49,5	328,5	0,252
10	ThT 5P	2.348	3.674	1.326	97,75	16,25	24,5	58	8	204,5	0,154
<b>Phương pháp khoan bằng động cơ đáy hoặc rotor thực hiện bởi Vietso Petro</b>											<b>0,321</b>
1	10006 BK-10	1.300	3.375	2.075	259,33	53,5	47,33	160,5	9,67	530,33	0,256
2	1203 BK-14	1.257	3.278	2.021	281,5	80,5	29,75	161	7	559,75	0,277
3	R-19	1.330	2.932	1.602	187,2	36,25	34,5	115,7	41,5	415,15	0,259
4	2004 BK-2	2.184	3.258	1.074	174,5	37,5	33,5	116	112	473,5	0,441
5	R-29	2.097	3.166	1.069	244,2	11	43	157	16,75	471,95	0,441
6	8003 BK-8	1.381	3.755	2.374	353,75	41,25	25,5	150,5	28	599	0,252

kiệm thời gian thi công từ 1 - 2 ngày so với các phương pháp khoan thông thường. Sự kết hợp RSS và LWD cho phép giảm nguy cơ phức tạp liên quan đến mất ổn định thành giếng khoan.

### 3. Nguyên nhân và các biện pháp xử lý tình trạng mất ổn định thành giếng khoan

Nguyên nhân gây ra hiện tượng mất ổn định thành giếng khoan do nhiều yếu tố, có thể được phân loại theo khả năng kiểm soát (Bảng 2).

Dấu hiệu nhận biết tình trạng mất ổn định thành giếng khoan là nguyên nhân chính dẫn đến sập lở thành giếng hoặc bó

hẹp ống chống trong quá trình khoan, hoàn thiện giếng và khai thác được thể hiện trong Bảng 3. Những dấu hiệu được chia làm 2 nhóm cơ bản: dấu hiệu trực tiếp và dấu hiệu gián tiếp [4, 5]. Dấu hiệu trực tiếp của mất ổn định thành giếng dễ nhận thấy nhất là sự thay đổi đường kính thân giếng, qua kết quả đo địa vật lý đường kính thân giếng bằng phương pháp Caliper.

Một số biện pháp để xử lý hiện tượng mất ổn định thành giếng khoan tại Vietsovpetro:

- Doa lại thân giếng và bơm kết hợp quét tạt dung dịch độ nhớt cao.
- Doa lại thân giếng kết hợp xử lý dung dịch: tăng hàm lượng bôi trơn, hàm lượng ức chế sét, giảm độ thải nước của dung dịch tới mức tối thiểu cho phép.
- Doa lại thân giếng kết hợp tăng tỷ trọng dung dịch khoan trong giới hạn cho phép.

Theo kết quả thống kê và phân tích khi áp dụng những phương pháp trên cho thấy phương pháp tăng tỷ trọng cho mức độ hiệu quả cao. Thống kê tại Vietsovpetro cho thấy có 69 trường hợp trên tổng số 114 trường hợp hiện tượng mất ổn định thành giếng được xử lý thành công bằng phương pháp tăng tỷ trọng, đạt 61%.

Việc giảm thiểu ảnh hưởng của các yếu tố địa chất lên sự mất ổn định thành giếng khoan trong quá trình thi công giếng khoan cần thực hiện các giải pháp đồng bộ:

- Tăng cường độ chính xác dự đoán áp suất vỉa, áp suất lỗ rỗng cũng như xác định chính xác ranh giới các địa tầng.
- Tăng cường kiểm soát địa chất trong quá trình thiết kế và thi công giếng khoan.
- Khi thiết kế giếng khoan cần cân nhắc việc ảnh hưởng của các khu vực đứt gãy địa chất, tránh đi qua các khu vực đứt gãy.
- Áp dụng các biện pháp công nghệ giúp đo được áp suất vỉa trong quá trình khoan.
- Tăng cường chất lượng dung dịch khoan bằng việc sử dụng các hệ dung dịch có hàm lượng ức chế sét cao, phù hợp với địa tầng của vùng mỏ.
- Việc tăng tỷ trọng dung dịch trong giới hạn cho phép giúp tăng áp lực lên thành giếng khoan, giúp kiểm soát thân giếng tốt hơn, vì vậy cần nghiên cứu tìm ra cửa sổ dung dịch phù hợp.
- Tăng cường nghiên cứu về tính chất cơ lý đất đá để xác định cửa sổ dung dịch khoan chính xác.

**Bảng 2.** Nguyên nhân gây ra tình trạng mất ổn định thành giếng khoan

Yếu tố không kiểm soát được	Yếu tố kiểm soát được
Khu vực nứt nẻ, đứt gãy	Áp suất đáy giếng
Ứng suất do kiến tạo địa chất	Góc lệnh và góc phương vị
Ứng suất tự nhiên lớn	Địa tầng chuyển tiếp
Địa tầng đất đá di chuyển	Phản ứng cơ hóa giữa đất đá và nước từ dung dịch khoan
Thành hệ kém bền vững	Cột cần khoan bị rung động
Tầng sét phiến dị thường áp suất cao	Xói mòn thành giếng do chế độ bơm rửa
	Thay đổi nhiệt độ

**Bảng 3.** Dấu hiệu nhận biết biểu hiện tình trạng mất ổn định thành giếng khoan

Dấu hiệu trực tiếp	Dấu hiệu gián tiếp
Tăng đường kính thân giếng	Moment quay lớn, lực ma sát lớn
Bó hẹp thân giếng	Bị vướng, treo khi thả cần khoan, ống chống và các thiết bị đo địa vật lý
Lượng mùn khoan lớn hơn bình thường	Tăng áp suất bơm
Lượng mảnh vỡ đất đá lớn	Kẹt cần khoan
Mảnh vỡ đất đá trên sàn rung	Tăng mức độ rung lắc cột cần
Mùn khoan bị lắng tại đáy giếng sau khi kéo thả	Hư hỏng cần khoan
Cần bơm lượng xi măng nhiều hơn trong khi bơm trám	Khó khăn chỉnh xiên khi khoan
	Không thể thả thiết bị đo địa vật lý
	Chất lượng đo địa vật lý kém
	Xuất hiện khí vánh xuyên do chất lượng trám xi măng kém
	Tạo lòng máng
	Cường độ tăng góc lớn

#### 4. Kết luận

- Việc xử lý vấn đề mất ổn định thành giếng khoan được Vietsovpetro ưu tiên hàng đầu. Trong đó, việc tạo áp lực cần thiết lên thành giếng khoan là giải pháp cơ bản để kiểm soát tình trạng mất ổn định thành giếng khoan.

- Thời gian ổn định của đất đá tại các khoảng chiều sâu khác nhau. Việc xác định cường độ trương nở, bó hẹp thành giếng rất cần thiết giúp cho thiết kế xây dựng giếng khoan cũng như áp dụng các giải pháp công nghệ phù hợp. Tại tầng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ, thời gian ổn định thành giếng từ 3 - 7 ngày chưa tính đến ảnh hưởng của các thông số khác của dung dịch lên độ bền đất đá.

- Việc sử dụng công nghệ khoan RSS kết hợp với LWD cho phép giảm thời gian thi công giếng khoan, góp phần giảm thiểu các sự cố liên quan đến tình trạng mất ổn định thành giếng khoan.

- Tăng cường nghiên cứu về độ bền cơ học, thông số cơ lý đất đá, áp suất lỗ rỗng. Trên cơ sở đó, xác định cửa sổ dung dịch khoan phù hợp.

#### Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Văn Hùng, Trịnh Quang Trung, Lương Hải Linh. *Phát triển phần mềm phân tích trạng thái ứng suất xung quanh thành giếng khoan trong ứng dụng bài toán địa cơ học*. Tạp chí Dầu khí. 2017; 4: trang 24 - 36.
2. Vietsovpetro. *Các tài liệu tổng kết phức tạp sự cố trong quá trình thi công giếng khoan tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" giai đoạn 2010 - 2017*.
3. Vietsovpetro. *Báo cáo khoan tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" giai đoạn 2010 - 2017*.
4. Borivoje Pašić, Nediljka Gaurina-Međimurec, Davorin Matanović. *Wellbore instability: causes and consequences*. Rudarsko-geološko-naftni zbornik. 2007; 19(1): p. 87 - 98.
5. В.С.Войтенко. *Управление горным давлением при бурении скважин*. Москва: Недра. 1985.

## SOLUTIONS TO HANDLE WELLBORE INSTABILITY

Pham Van Hieu<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Gubkin State University of Oil and Gas (National Research University)

<sup>2</sup>Vietsovpetro

Email: hieupv.dr@vietsov.com.vn

### Summary

This paper analyses the causes of wellbore instability from the process of drilling 250 wells on offshore fields of Vietsovpetro (with different trajectory, drilling muds and deviation). On that basis, the author proposes solutions to handle the condition of wellbore instability, e.g. reaming and back reaming with high-viscosity sweep, mud condition, increasing of mud weight in allowable mud weight window. The research also shows the appraisal of drilling method's influence on the duration of wellbore stability helps reduce well problems and accidents during the drilling process.

**Key words:** Drilling problem and accident, wellbore instability, mechanical properties of rock, wellbore swelling.

## KINETICS ĐÁ MẸ BỂ CỬU LONG

Nguyễn Thị Tuyết Lan, Nguyễn Thị Thanh, Lê Hoài Nga, Phí Ngọc Đông, Bùi Quang Huy, Phan Văn Thắng

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: lanntt@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

Kinetics là thông số quan trọng để đánh giá chất lượng, tiềm năng cũng như liên quan tỷ phần dầu/khí sinh ra từ đá mẹ và có ảnh hưởng lớn tới kết quả trong xây dựng mô hình hệ thống dầu khí. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu về kinetics đá mẹ trầm tích Oligocene, bể Cửu Long. Kinetics đá mẹ có thể phân loại thành 2 nhóm chính đại diện cho các đá mẹ tập D, E và F tại bể Cửu Long: (i) nhóm có giá trị trung bình Ea thấp, hiệu suất sinh dầu cao đại diện cho đá mẹ chứa phong phú vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo đầm hồ (giàu kerogen loại I) và (ii) nhóm có phân bố Ea rộng, giá trị trung bình Ea cao đại diện cho đá mẹ giàu vật chất hữu cơ thực vật bậc cao và hỗn hợp (kerogen loại III và I).

**Từ khóa:** Đá mẹ, hydrocarbon, kinetics, hệ thống dầu khí, trữ lượng, bể Cửu Long, vật chất hữu cơ (VCHC), loại kerogen.

### 1. Giới thiệu

Kinetics đá mẹ được xem như khả năng vận động, chuyển hóa của vật chất hữu cơ có mặt trong trầm tích, dưới tác động của các yếu tố như nhiệt độ, chất xúc tác..., hình thành và tạo nên các sản phẩm hydrocarbon, đại diện là giá trị năng lượng kích hoạt (ký hiệu Ea, kcal/mol).

Bài báo đánh giá chi tiết đặc điểm đá mẹ tại khu vực bể Cửu Long. Đặc trưng nổi bật các phát hiện chủ yếu là dầu/condensate tại bể có nguồn gốc từ đá mẹ có chứa tỷ phần vật chất hữu cơ tảo đầm hồ cao hơn so với các bể trầm tích khác ở Việt Nam [1].

### 2. Kết quả nghiên cứu kinetics đá mẹ tại khu vực bể Cửu Long

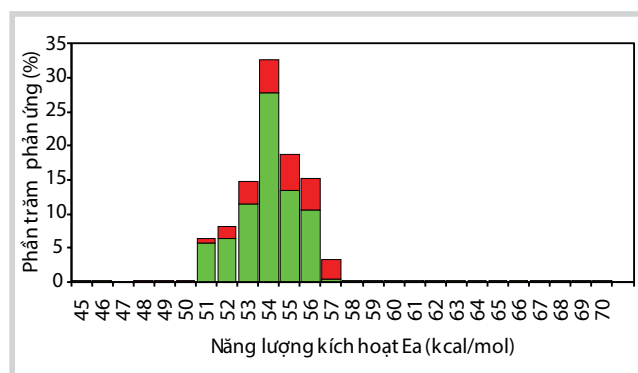
Kết quả nghiên cứu của đề tài "Xây dựng bộ tài liệu kinetics đại diện trầm tích bể Cửu Long và kết quả ứng dụng" [2] cho thấy số liệu dựa trên kết quả phân tích mẫu các giếng khoan đại diện, nơi tồn tại các tập sét kết giàu tiềm năng sinh hydrocarbon. Các mẫu sét được lấy từ các tập trầm tích các tập D, E và F (trầm tích Oligocene) được phân tích và mô phỏng cho các giá trị năng lượng kích hoạt (ký hiệu Ea) (Hình 1, 2). Giá trị trung bình Ea tập trầm tích D thường thấp hơn với các tập E và F, đạt quanh ngưỡng 54,5kcal/mol (Hình 3, 4).

Dựa trên đặc trưng dấu vết sinh vật trong các mẫu đá tập D và E (biomarker) cho thấy có sự hiện diện cao hàm lượng cấu tử C<sub>30</sub>-4 methyl sterane trên dải sắc ký khí khối phổ (GC/MS) (mảnh m/z 217, 231) (peak 42) (ký hiệu S8) [2]. Cấu tử này như chất chỉ thị đánh dấu nguồn gốc vật chất hữu cơ đầm hồ nước ngọt, chúng có nguồn gốc của tảo Dinoflagellates, phát triển cả trong môi trường biển và đầm hồ nhưng thường rất phong phú trong đầm hồ nước ngọt [3].

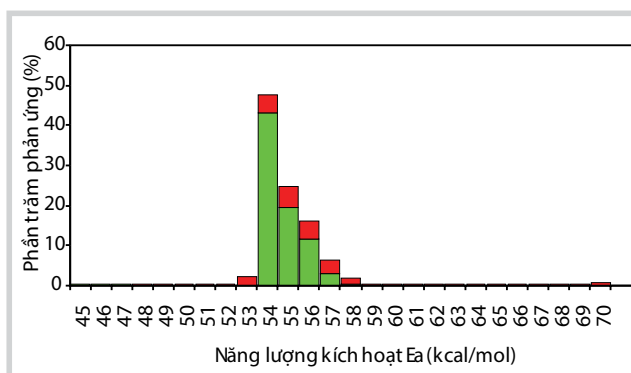
Các mẫu chất chiết chủ yếu trầm đọng môi trường thiếu oxy đến khử yếu (tỷ số pristane/phytane (Pr/Ph) < 3). Mức độ giàu vật chất hữu cơ, độ đồng nhất cao với thành phần liptinite (L) cao (điển hình kerogen loại I), ít thành phần vitrinite (kerogen loại III), không có inertinite (kerogen loại IV, trơ), điều này thể hiện khả năng đóng góp nguồn tảo rất phong phú (Bảng 1).

Tuy nhiên, thành phần vật chất hữu cơ có thay đổi rõ rệt theo diện phân bố của bể. Vùng rìa bể hoặc nơi xa nguồn cung cấp, có sự pha trộn nguồn vật liệu của thực vật lục địa trên cạn, môi trường lục địa tăng cao (pristane/phytane > 3). Một số mẫu có dấu hiệu giảm tính trội cấu tử C<sub>30</sub>-4 methyl sterane, nguyên nhân được cho rằng liên quan nguồn gốc vật chất hữu cơ cũng như môi trường lắng đọng trầm tích lục địa phát triển (tỷ số cao Pr/Ph = 5,2 - 6,3), điều này cũng được khẳng định qua kết quả phân tích thành phần vật chất hữu cơ của mẫu thể hiện đóng góp của thành phần vitrinite (kerogen loại III) (Hình 5 - 8) [2].

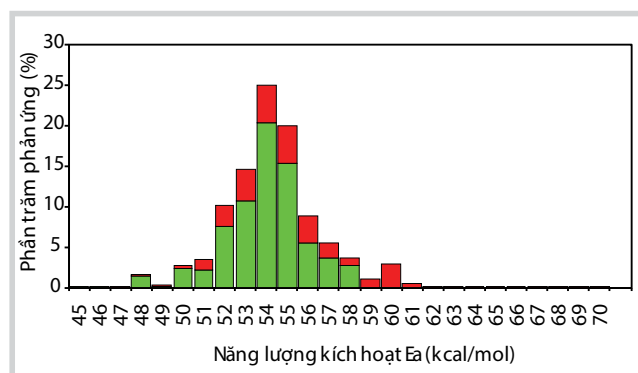




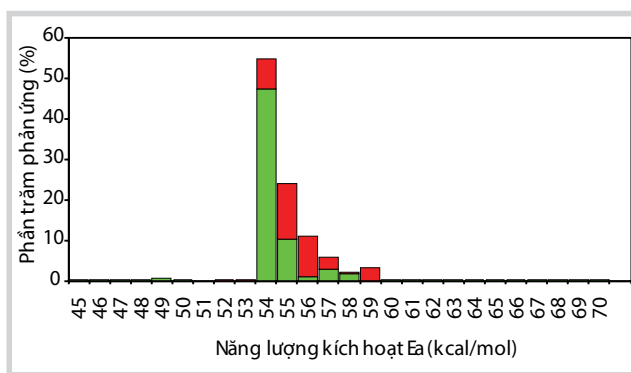
(a) Mẫu độ sâu 2640m (tập D) tại giếng khoan 09-3-CT-2X



(b) Mẫu độ sâu 2360m (tập D) tại giếng khoan 16-2-SN-4X

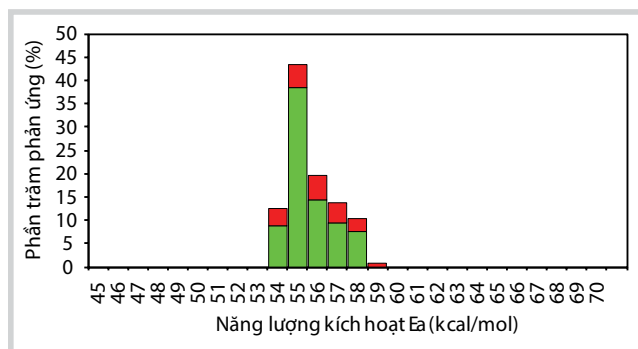


(c) Mẫu độ sâu 3090m (tập D) tại giếng khoan 09-3-DM-3X

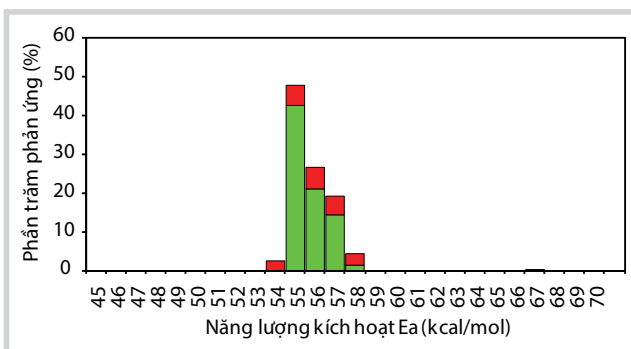


(d) Mẫu độ sâu 2725m (tập D) tại giếng khoan 16-1-NO-1X

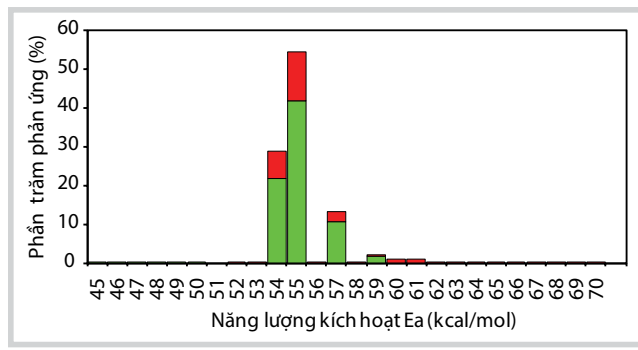
**Hình 1.** Dải phân bố Ea, mẫu tập D (màu xanh - tỷ lệ sinh dầu; màu đỏ - tỷ lệ sinh khí)



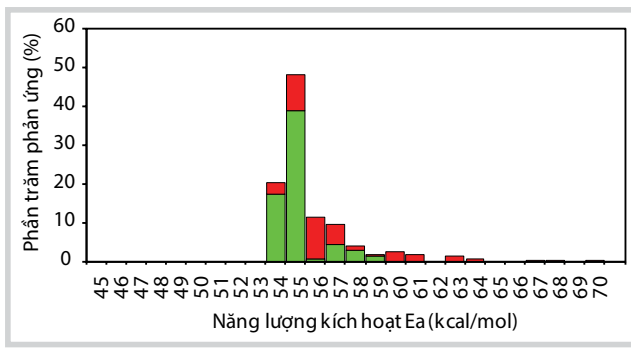
(a) Mẫu độ sâu 3440m (tập E) tại giếng khoan 15-1-LDV-2X



(b) Mẫu độ sâu 3590m (tập E) tại giếng khoan 15-1-LDV-2X



(c) Mẫu độ sâu 2800m (tập E) tại giếng khoan 16-1-NO-1X

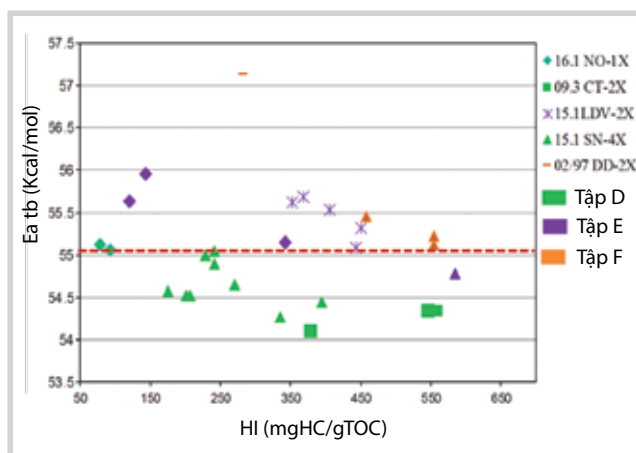


(d) Mẫu độ sâu 2900m (tập E) tại giếng khoan 16-1-NO-1X

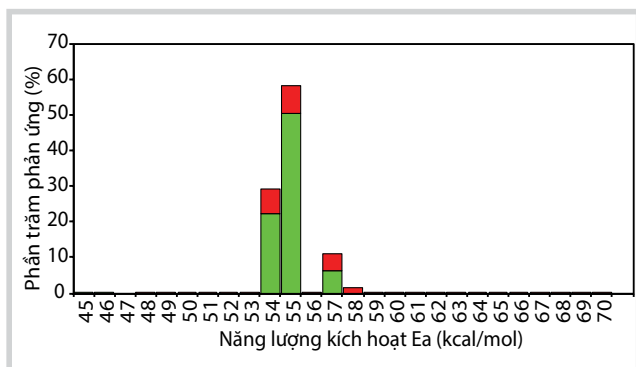
**Hình 2.** Dải phân bố Ea, mẫu tập E (màu xanh - tỷ lệ sinh dầu; màu đỏ - tỷ lệ sinh khí)

Mẫu tập F phân bố ở độ sâu lớn, tại một vài giếng khoan mẫu thường có giá trị Ea lớn (Hình 5, 6), trung bình Ea vượt 55kcal/mol, cao nhất trong các tập còn lại. Mẫu

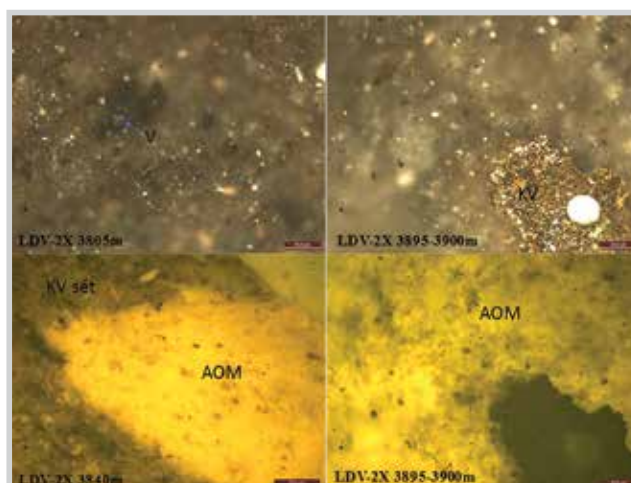
phân bố chính môi trường oxy hóa thể hiện qua tỷ số cao Pr/Ph (Hình 7), tính trội lẻ từ nC<sub>23</sub> đến nC<sub>31</sub>, nồng độ thấp cấu tử 4-methyl C<sub>30</sub>-steranes. Hơn nữa, trên biểu đồ tam



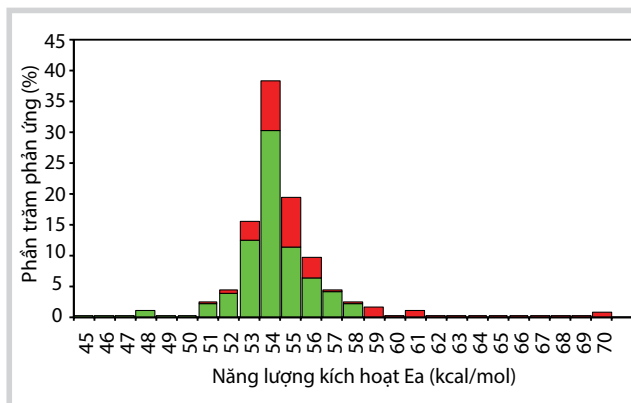
Hình 3. Biểu đồ quan hệ giá trị trung bình Ea và hydrogen (HI) tập hợp mẫu



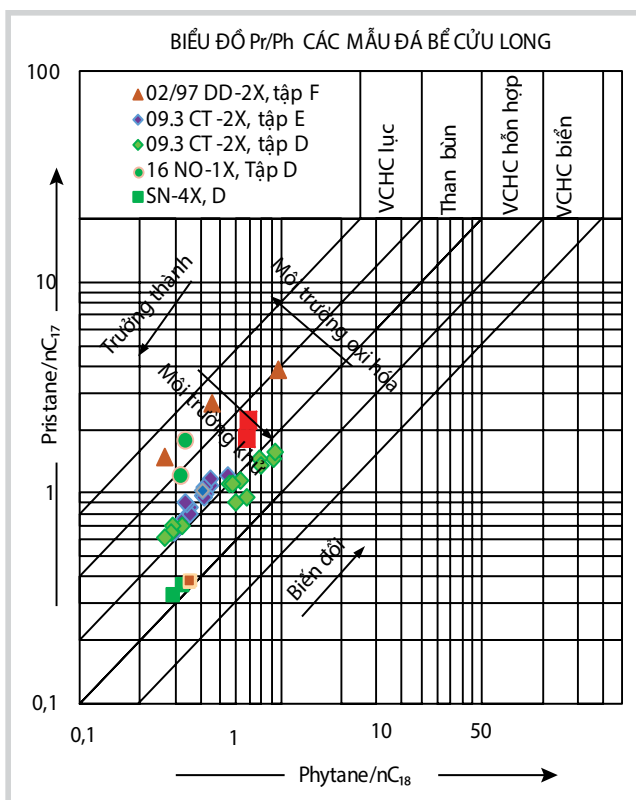
Hình 5. Biểu đồ phân bố Ea, mẫu độ sâu 3050m (tập F) tại giếng khoan 16-2-SN-4X (màu xanh - tỷ lệ sinh dầu; màu đỏ - tỷ lệ sinh khí)



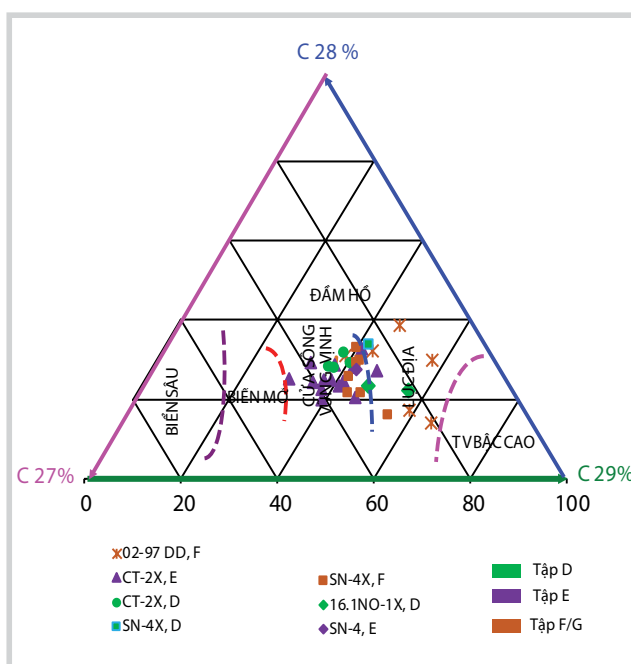
Hình 4. Thành phần vật chất hữu cơ trong sét kết tập E, 15-1-LDV-2X. Ảnh chụp dưới ánh sáng trắng và ánh sáng huỳnh quang, vật kính X25 trong dầu nhúng. AOM: vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang. V: vitrinite



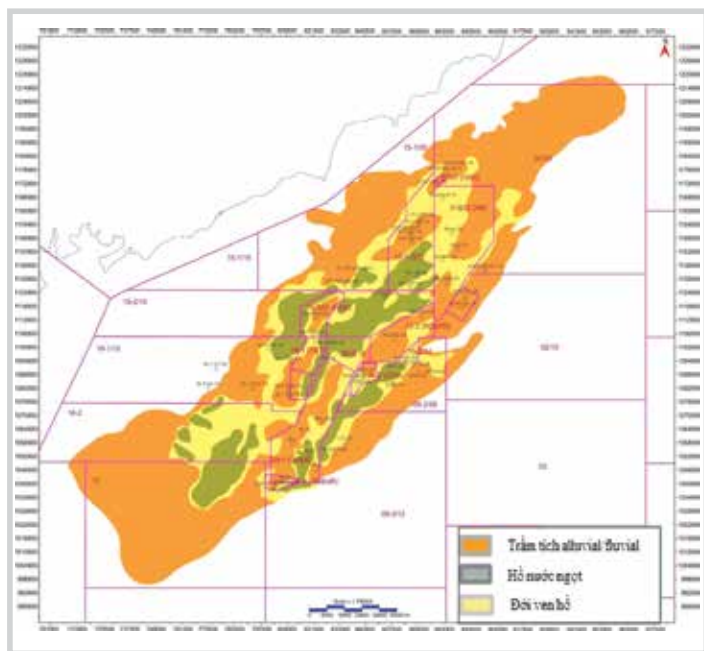
Hình 6. Biểu đồ phân bố Ea, mẫu độ sâu 2285m (tập F) tại giếng khoan 02/97-DD-2X (màu xanh - tỷ lệ sinh dầu; màu đỏ - tỷ lệ sinh khí)



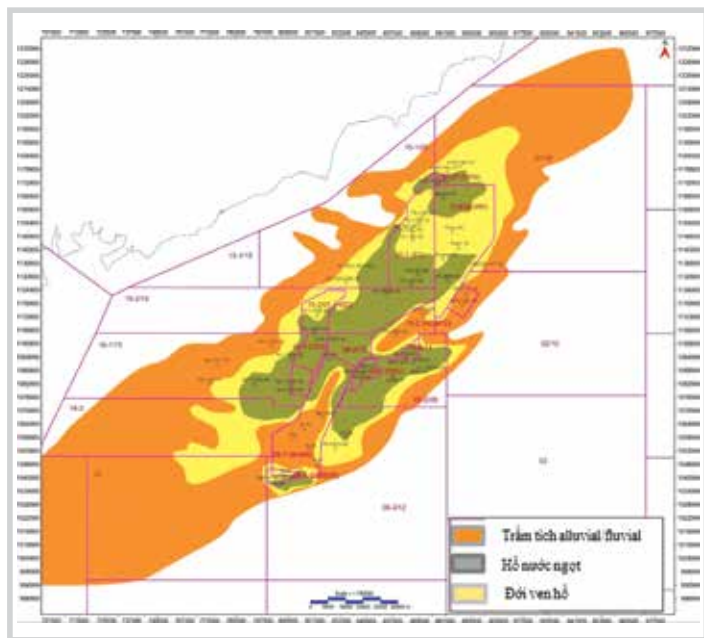
Hình 7. Biểu đồ Pr/Ph các mẫu đá bể trầm tích Cửu Long [3]



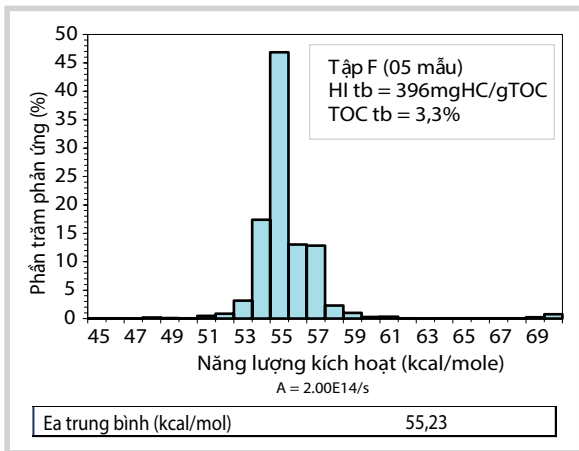
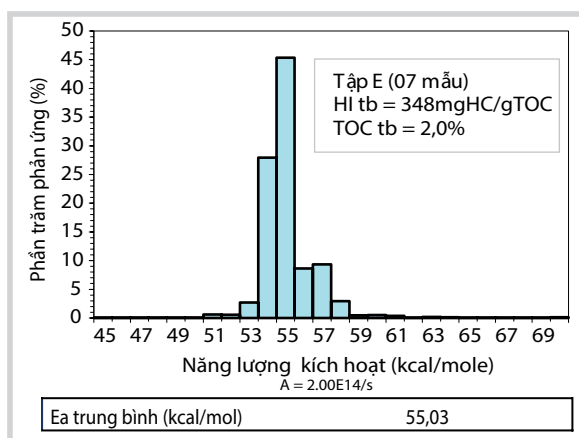
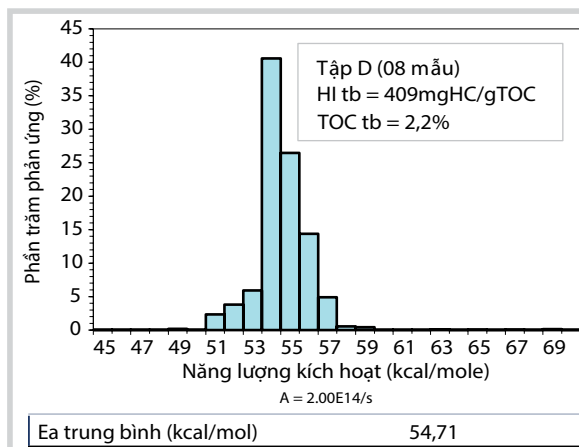
Hình 8. Biểu đồ tam giác C<sub>27-28-29</sub> sterane, mẫu đá bể trầm tích Cửu Long [3]



Hình 9. Bản đồ phân bố môi trường trầm tích tập E bể Cửu Long [6]



Hình 10. Bản đồ phân bố môi trường trầm tích tập D bể Cửu Long [6]



Hình 11. Phân bố Ea ở các tập đá mẹ trầm tích Oligocene bể Cửu Long

Bảng 1. Kết quả phân tích thành phần maceral tại các giếng khoan bể Cửu Long

TT	Giếng khoan	Tập	Iner (%)	Vitrinite (%)	Liptinite (%)	Khoáng vật (%)			Tổng (%)
						KV sét	Pyrite	Sum	
1	16-1-NO-1X	D	0,8	11,6	15,2	72,4	0	72,4	100
2	16-1-NO-1X	D	0,8	11,2	16	72	0	72	100
3	16-1-NO-1X	E	0	6,7	8	85,3	0	85,3	100
4	09-3-CT-2X	E	0	12,8	15,2	71,2	0,8	72	100
5	02/97-DD-1X	F		7,6	14	78,4	0	78,4	100
6	15-1-LDV-2X	E	0	3,2	43,1	48,3	5,4	53,7	100
7	15-1-LDV-2X	E	0	1,1	45,4	52,9	0,6	53,5	100
8	15-1-LDV-2X	E	0	3,6	61,6	33,2	1,6	34,8	100

giác cho thấy hàm lượng phong phú  $C_{29}$  sterane so với  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , điều này đã chỉ ra đóng góp nguồn vật chất hữu cơ thực vật bậc cao (Hình 8). Thành phần vật chất hữu cơ nghèo thể hiện qua sự xuất hiện nhiều mảnh vitrinite (kerogen loại III), ít vật chất dạng vô định hình có khả năng phát quang (kerogen loại I) [3].

Các nghiên cứu gần đây [1, 4 - 6] về chi tiết các đặc điểm tương đá, môi trường đối với các tập trầm tích tuổi Oligocene tại bể Cửu Long cho thấy sự xuất hiện môi trường đầm hồ (đầm hồ sâu, ven hồ) và sông ngòi, đồng bằng xảy ra trong quá trình trầm đọng các tập trầm tích E và D, đặc biệt đối với tập D hình thành trong giai đoạn môi trường hồ phát triển rộng rãi nhất bể Cửu Long (Hình 9, 10). Điều này phù hợp với đặc điểm đá mẹ dựa trên các chỉ tiêu phân tích địa hóa, chỉ ra đặc trưng nổi bật của đá mẹ bể trầm tích Cửu Long với mối liên quan mật thiết nguồn gốc vật chất hữu cơ tảo nước ngọt và sự pha trộn nguồn vật liệu tảo và ít nguồn vật liệu thực vật bậc cao (lục địa).

### 3. Kết luận

Kết quả đạt được đã cung cấp thông tin quan trọng về loại kinetics đá mẹ nhằm khẳng định nguồn gốc, chất lượng đá mẹ tiềm năng sinh dầu, khí tại bể Cửu Long. Với các đặc điểm tập đá mẹ thuộc trầm tích Oligocene bể Cửu Long cho thấy luôn tồn tại 2 loại đá mẹ sinh dầu chính: đá mẹ chứa phong phú kerogen loại I (giàu vật chất hữu cơ đầm hồ) và đá mẹ chứa kerogen loại III (thực vật bậc cao). Kinetics đá mẹ có thể phân loại các nhóm chính đại diện cho các đá mẹ tập D, E và F tại bể Cửu Long. Nhóm

có trị trung bình  $E_a$  thấp, hiệu suất sinh dầu cao đại diện cho đá mẹ chứa phong phú vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo đầm hồ (giàu kerogen loại I) và nhóm có phân bố  $E_a$  rộng, giá trị trung bình  $E_a$  cao đại diện cho đá mẹ giàu vật chất hữu cơ thực vật bậc cao và hỗn hợp (kerogen loại III và I) (Hình 11).

### Tài liệu tham khảo

1. Đỗ Quang Đối. *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Cửu Long*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.
2. Nguyễn Thị Tuyết Lan. *Xây dựng bộ tài liệu kinetics đại diện trầm tích bể Cửu Long và kết quả ứng dụng*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2018.
3. Kenneth E.Peters, Clifford C.Walters, J.Michael Moldowan. *Biomarker and isotopes in petroleum exploration and earth history*. 2005.
4. Nguyễn Thanh Lam. *Nghiên cứu sự phân bố, đặc điểm môi trường trầm tích và dự báo chất lượng đá chứa của trầm tích tập E, F và cổ hơn Oligocen trong bể trầm tích Cửu Long*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.
5. Nguyễn Quang Tuấn. *Đánh giá triển vọng dầu khí Lô 15-2/10 và 16-1/11 thuộc bể trầm tích Cửu Long*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.
6. Bui Viet Dung. *Petroleum geology and prospective evaluation of the Blocks 15-1, 15-2, 16-1, 16-2 and 17/11 Cuu Long basin*. Vietnam Petroleum Institute. 2018.

## KINETICS OF SOURCE ROCKS IN CUU LONG BASIN

Nguyen Thi Tuyen Lan, Nguyen Thi Thanh, Le Hoai Nga, Phi Ngoc Dong, Bui Quang Huy, Phan Van Thang

Vietnam Petroleum Institute

Email: lanntt@vpi.pvn.vn

### Summary

Kinetics is the key parameter for assessment of quality and potential of source rocks as well as related to the ratio of oil/gas generated from them. Kinetics also has a great effect on the result of the petroleum system model constructed. The article presents the results of research on rock kinetics of Oligocene sedimentary in the Cuu Long basin. Source rock kinetics can be classified into two main groups representing source rock sequences D, E and F in the Cuu Long basin: (i) group having a low average  $E_a$  value, high oil-generating performance representing the source rocks containing abundant organic matters of lacustrine algal origin (rich in kerogen type I) and (ii) group having a wide  $E_a$  distribution and high average  $E_a$  value representing source rocks rich in organic matter of terrestrial vascular plant origin and mixture (kerogen types III and I).

**Key words:** Source rock, hydrocarbon, kinetics, petroleum system, reserve, Cuu Long basin, organic matters, kerogen type.

## NGHIÊN CỨU TỔNG HỢP VÀ ĐÁNH GIÁ VẬT LIỆU SIÊU XỐP ỨNG DỤNG XỬ LÝ DẦU TRÀN DỰA TRÊN CELLULOSE TỰ NHIÊN TRÍCH LY TỪ GIẤY IN THẢI

**Võ Nguyễn Xuân Phương, Lương Ngọc Thủy, Lê Phúc Nguyên, Nguyễn Hữu Lương**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: phuongvnx.pvpro@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

Vật liệu aero-cellulose ưa dầu kỵ nước (độ xốp > 90%, độ nổi tuyệt đối) được tổng hợp thành công từ sợi cellulose trích ly (độ tinh khiết 95%) từ nguồn giấy in thải. Phương pháp hoàn lưu dung môi được áp dụng giúp giảm thời gian và tăng hiệu quả biến tính cả về mặt kỹ thuật và kinh tế. Vật liệu sau biến tính có góc thấm ướt trung bình cao hơn  $120^\circ$  và độ ưa nước gần bằng 0 trong xử lý hút dầu từ hỗn hợp dầu - nước. Mỗi gam vật liệu sau 3 giờ hoàn lưu dung môi ETMS có thể thu hồi từ 30 - 45g dầu không lẫn nước và có thể tái sử dụng nhiều lần.

**Từ khóa:** Aerogel, cellulose tự nhiên, xử lý dầu tràn, hoàn lưu dung môi.

### 1. Mở đầu

Sự cố tràn dầu không chỉ gây ra tổn thất rất lớn về kinh tế, mà còn ô nhiễm môi trường sinh thái, đe dọa sức khỏe con người... do đó cần phải ứng cứu nhanh, sạch và an toàn. Ứng dụng chất hấp thụ dầu trong xử lý sự cố dầu tràn có thể xử lý thuận lợi và dễ dàng vật liệu sau khi hấp thụ dầu với độ thu hồi dầu tràn cao [1], được xem là một giải pháp mang lại hiệu quả, tính kinh tế và thân thiện với môi trường.

Yêu cầu phát triển vật liệu sở hữu các đặc tính quan trọng quyết định đến hiệu quả thu hồi dầu đang thúc đẩy xu hướng nghiên cứu biến đổi cấu trúc bề mặt và cấu trúc nội tại của sợi cellulose rỗng trong các sản phẩm thiên nhiên [2 - 6] và tổng hợp vật liệu siêu xốp cellulose aerogel (aero-cellulose) từ phế phẩm nông nghiệp [7 - 9]. Aero-cellulose là vật liệu siêu xốp, siêu nhẹ với 99% thể tích là không khí, sở hữu diện tích bề mặt nội tại rất lớn và cấu trúc lỗ xốp lý tưởng cho ứng dụng thấm hút. Trong tự nhiên, cellulose là polymer hữu cơ đan kết trong phần đệm lignocellulose, gồm lignin và hemicellulose của khoảng 150 triệu tấn sinh khối sản xuất hàng năm. So với vật liệu aerogel dựa trên silic nano [10], vật liệu dạng aerogel dựa trên cellulose có các ưu điểm: chi phí cho quá trình

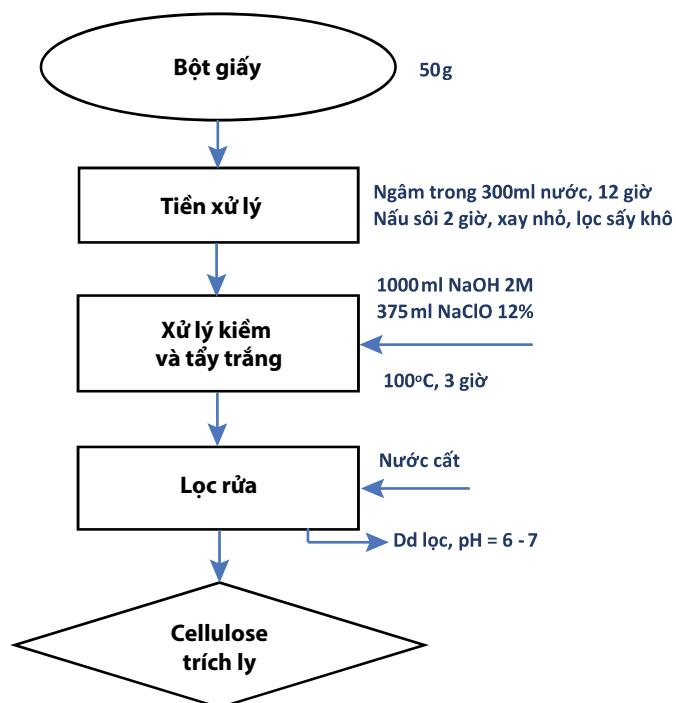
tổng hợp thấp, dễ tổng hợp, thân thiện với môi trường và tạo ra sản phẩm có khả năng phân hủy sinh học từ nguồn nguyên liệu thô bền vững (cellulose).

Trong nghiên cứu này, vật liệu aero-cellulose được tổng hợp từ cellulose có trong giấy in thải. Nguyên liệu này có các ưu điểm như: giàu cellulose nhất; chiếm tỷ lệ lớn nhất trong rác thải rắn và thuận lợi cho việc thu gom nguyên liệu; không cần tiền xử lý loại nhựa (wax) bằng phương pháp thủy nhiệt trên nguyên liệu giấy thải trong quá trình trích ly cellulose; không cần xử lý lignin bằng kiềm và hóa chất tẩy trắng ở điều kiện khắc nghiệt do giấy thải chứa rất ít lignin. Do không sử dụng nhiều chất hóa học ở điều kiện khắc nghiệt, sợi cellulose trích ly thu được từ nguyên liệu giấy thải chất lượng cao, thân thiện với môi trường, thuận lợi cho việc tổng hợp cellulose aerogel. Sản phẩm aero-cellulose được nghiên cứu biến tính tăng tính ưa dầu, kỵ nước nhằm hướng đến ứng dụng xử lý dầu tràn và nước nhiễm dầu. Đặc trưng hóa lý và hiệu năng xử lý của vật liệu nghiên cứu khi mô phỏng tràn một số loại dầu thông dụng trên thị trường ra môi trường nước với tỷ lệ dầu:nước khác nhau cũng được trình bày.

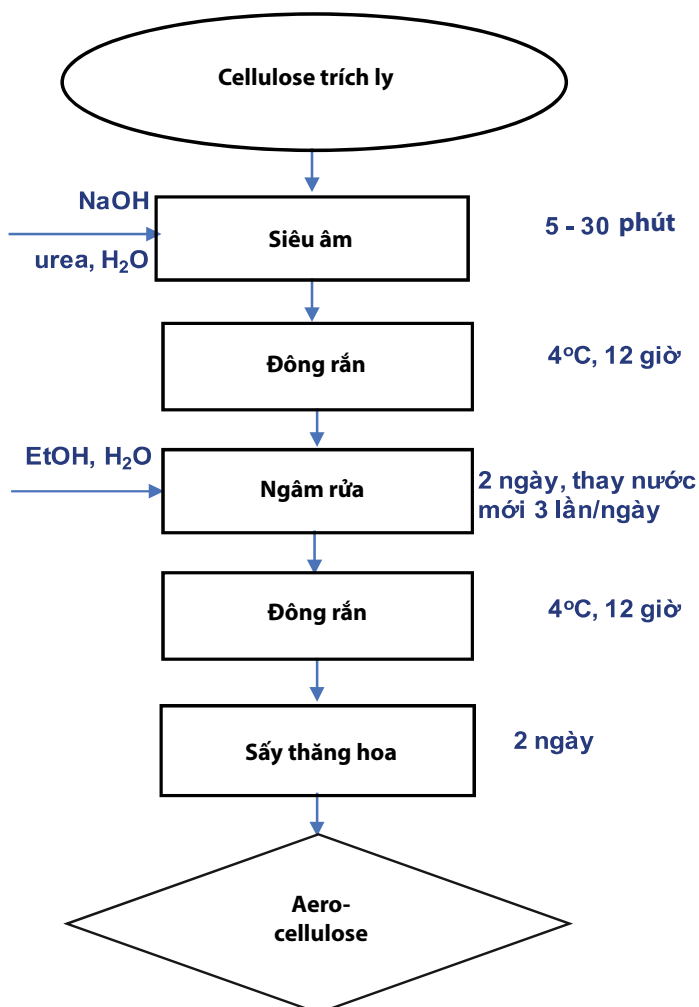
### 2. Thực nghiệm

#### 2.1. Thu thập, tiền xử lý và bảo quản nguyên liệu

Nguyên liệu giấy in thải sau khi được phân loại, làm sạch không lẫn rác, được ngâm trong nước qua đêm, sau



Hình 1. Quy trình trích ly cellulose tự nhiên từ giấy in thải



Hình 2. Quy trình tổng hợp vật liệu aero-cellulose từ cellulose trích ly

đó nấu sôi trong 12 giờ, để nguội và cho vào máy xay nhỏ, tốc độ trung bình. Bột giấy sau đó được lọc, sấy ở 60°C trong 24 giờ và bảo quản trong bình hút ẩm.

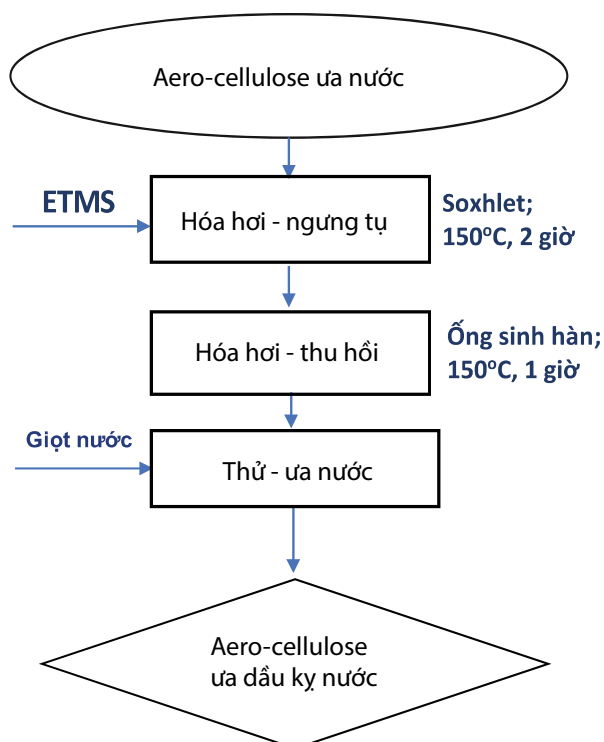
## 2.2. Phương pháp và quy trình tổng hợp - biến tính

Hình 1 trình bày quy trình trích ly cellulose tự nhiên từ phế phẩm giấy in thải sau giai đoạn tiền xử lý, trong đó bước xử lý kiềm và tẩy loại lignin được thực hiện đồng thời. Bột giấy thải được khuấy trộn trong hỗn hợp dung dịch có chứa 1.000ml NaOH 2M (Trung Quốc) và 375ml NaClO 12% (Trung Quốc), trong thời gian 3 giờ ở nhiệt độ 100°C. Lượng nước mất trong quá trình đun sôi được bù bằng nước cất. Sau đó, bột rắn được lọc và rửa với nước cất cho đến khi dung dịch lọc có pH trung tính. Chất rắn thu được sau lọc được sấy khô ở nhiệt độ 40°C trong 24 giờ và bảo quản trong bình hút ẩm.

Hình 2 trình bày phương pháp tổng hợp vật liệu aero-cellulose từ sản phẩm cellulose trích ly. Quá trình siêu âm đầu dò dung dịch chứa bột cellulose trích ly phân tán trong nước cất được thực hiện ở nhiệt độ phòng trong khoảng 5 - 30 phút. Sau đó, huyền phù phân tán cellulose trong nước chứa trong cốc nhựa được đông rắn trong tủ cấp đông qua đêm. Lấy cốc nhựa chứa huyền phù nanocellulose đã đông ra khỏi tủ cấp đông, bổ sung EtOH (tỷ lệ thể tích rắn:lỏng = 1:2) và ngâm 2 ngày, thay mới EtOH mỗi ngày. Loại bỏ EtOH, thay bằng nước cất, tiếp tục ngâm trong 2 ngày, thay mới nước cất 3 lần mỗi ngày. Sản phẩm thu được đã được đông lạnh trong 12 giờ, trước khi được đưa vào máy sấy thăng hoa. Vật liệu aero-cellulose thu được sau 2 ngày.

Vật liệu aero-cellulose (Hình 2) cấu thành từ mạng lưới 3 chiều đan xen giữa các sợi cellulose trích ly. Trên bề mặt sợi cellulose tồn tại nhiều nhóm chức hydroxyl nên aero-cellulose thu được có tính ưa nước rất cao. Để tăng tính ưa dầu kỵ nước của vật liệu, các nhóm hydroxyl được chuyển hóa thành alkoxy silane và phương pháp thông dụng là ngâm nhúng trực tiếp vật liệu trong dung dịch alkoxy silane. Khối vật liệu aero-cellulose được đặt trong đĩa petri ở nhiệt độ phòng có chứa dung môi ethyl trimethoxysilane (99% ETMS, Trung Quốc). Sau 1 phút, khối vật liệu được lấy ra khỏi đĩa petri và chuyển vào cốc sứ đặt trong tủ sấy ở nhiệt độ 90°C. Quá trình ngâm nhúng và sấy được lặp lại nhiều lần.

Hình 3 trình bày quy trình silan hóa bề mặt vật liệu aero-cellulose nhằm tăng tính ưa dầu kỵ nước



Hình 3. Quy trình biến tính vật liệu aero-cellulose nhằm tăng tính ưa dầu kỵ nước bằng phương pháp hoàn lưu dung môi

của sản phẩm bằng phương pháp hoàn lưu dung môi cải tiến. Khối vật liệu aero-cellulose có khối lượng 0,3g được cho vào ống soxhlet. Cho 200ml ethyl trimethoxysilane (99% ETMS) vào bình cầu 2 cổ, tiến hành đun sôi. ETMS được hóa hơi và ngưng tụ vào soxhlet có chứa vật liệu aero-cellulose và được hoàn lưu liên tục trong thời gian 2 giờ. Sau đó, hơi ETMS được dẫn qua một hệ thống ống sinh hàn ruột thẳng để ngưng tụ, thu hồi dung môi trong thời gian 1 giờ. Vật liệu aero-cellulose sau biến tính với ETMS trong giai đoạn hóa hơi - ngưng tụ được sấy khô một phần trong thời gian hóa hơi - thu hồi dung môi, sau đó tiếp tục sấy khô trong tủ sấy và bảo quản ở nhiệt độ phòng.

**2.3. Phương pháp phân tích thành phần và đặc trưng hóa lý**

Hàm lượng xơ sợi (hemicellulose, cellulose và lignin) của nguyên liệu giấy in thải được xác định dựa theo tiêu chuẩn AOAC 973.18 [11] và AOAC 2002.04 [12] dựa trên quá trình phân giải mẫu trong dung dịch tẩy trung tính NDS. Sau khi tách phần chất hòa tan trong dung môi NDS và phần còn lại NDF, phần rắn NDF tiếp tục được xử lý với dung dịch tẩy rửa acid (ADS). Acid trong dung dịch ADS sẽ thủy phân hemicellulose, CTAB và acid sẽ hòa tan các chất trích ly, phần còn lại là cellulose, lignin, tro. Phần bã rắn gồm lignin và tro thu được sau khi hòa tan hemicellulose

và cellulose được đem đi đốt để tính thành phần tro theo tiêu chuẩn NREL/TP-510-42622 [13], từ đó tính được lignin tổng (lignin tan và không tan trong acid). Lignin không tan trong acid được xác định dựa theo tiêu chuẩn TAPPI T222 om-02 [14], sử dụng H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> đậm đặc (72%).

Độ tinh khiết sản phẩm trích ly được xác định theo % khối lượng cellulose có trong mẫu. Hiệu suất trích ly cellulose (%) được xác định bằng tỷ lệ hàm lượng cellulose trong sản phẩm trích ly so với hàm lượng cellulose trong nguyên liệu phế phẩm ban đầu.

Tỷ trọng vật liệu xốp được xác định bằng phương pháp cân thủy tĩnh (định luật Archimedes). Tỷ trọng vật liệu xốp được tính theo công thức sau:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{m}{(m-m')} \times \rho' \text{ (g/cm}^3\text{)}$$

Trong đó:

m: Trọng lượng vật thể trong không khí (g);

m': Trọng lượng vật thể trong nước (g);

V: Thể tích vật thể (cm<sup>3</sup>);

ρ': Tỷ trọng của nước ở nhiệt độ phòng (ρ' = 1g/cm<sup>3</sup>).

Độ xốp của vật liệu được xác định bằng tỷ lệ thể tích không khí bên trong khối vật liệu và thể tích khối vật liệu đặc theo công thức sau:

$$P(\%) = \frac{V_{kk}}{V_{đặc}} \times 100$$

Trong đó:

V<sub>kk</sub>: Thể tích không khí bên trong khối vật liệu, được xác định từ thể tích nước tăng lên khi nhúng ngập vật liệu xốp vào trong nước;

V<sub>đặc</sub>: Thể tích cả khối vật liệu đặc, được xác định theo thể tích hình học của khối;

$$V_{đặc} = D \times R \times C.$$

Cấu trúc tinh thể của sản phẩm trích ly được xác định bằng phép phân tích nhiễu xạ tia X (XRD). Phổ XRD được ghi nhận ở nhiệt độ phòng từ giá trị 2θ = 5 - 55°, bước nhảy 0,02°/giây trên thiết bị D8 Advance (Bruker) theo phương pháp ASTM D-3906 [15].

Hình thái học của mẫu được xác định qua hình ảnh kính hiển vi điện tử quét (SEM) chụp trên thiết bị EVO MA10 (Carl Zeiss).

Phổ quang phổ hồng ngoại chuyển đổi đo trên máy quang phổ FR-IR Mattson ATI Genesis, dùng để xác định

nhóm chức silane trong mẫu sau biến tính. Tổng cộng có 64 lần quét qua mẫu với độ phân giải  $4\text{cm}^{-1}$  trong vùng  $4.000 - 500\text{cm}^{-1}$ .

Độ ưa dầu kỵ nước, thể hiện qua góc thấm ướt trên  $100^\circ$ , được xác định trên máy đo mã hiệu OCA20 (Dataphysics).

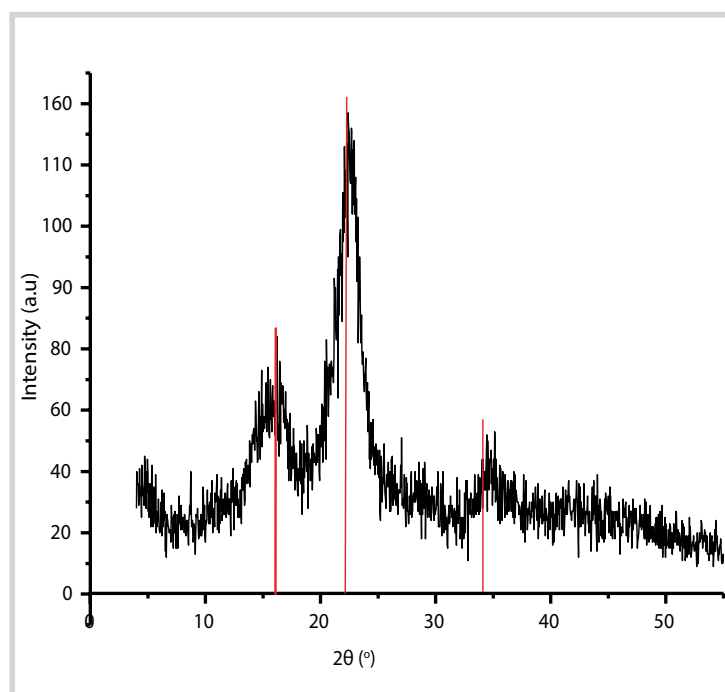
**2.4. Phương pháp đánh giá hiệu năng xử lý dầu tràn ra môi trường nước và nước biển**

Khả năng ứng dụng của vật liệu trong lĩnh vực xử lý dầu tràn và nước nhiễm dầu được đánh giá thông qua các chỉ tiêu như: độ nổi, độ hút dầu, độ hút nước và số lần tái sinh. Các chỉ tiêu này được xác định bằng phương pháp kiểm tra hiệu năng thấm hút dầu không tạo nhũ hay chất lỏng không tan nổi trên bề mặt nước theo tiêu chuẩn ASTM F 726 - 06 [16]. Môi trường nước biển mô phỏng theo tiêu chuẩn ASTM D1141-98 (2013) [17] được sử dụng trong các phép thử đánh giá, so sánh.

Hàm lượng nước trong dầu sau khi thu hồi được xác định bằng phương pháp chuẩn độ Karl Fischer theo tiêu chuẩn ASTM D6304-04 [18] trên thiết bị Karl Fischer Coulometric C30 (Mettler Tonedo, Thụy Sĩ).

*Bảng 1. Kết quả phân tích thành phần xơ sợi của giấy in thải và sản phẩm thu được sau quá trình trích ly (Hình 1)*

Đối tượng	Thành phần xơ sợi (% khối lượng)					
	Cellulose	Hemicellulose	Lignin	Tro	Chất béo	Khác
Giấy in thải	71,4	8,6	1,3	15,5	2,2	1,0
Sản phẩm trích ly	95,3	0,4	0,2	0,2	1,6	2,3



*Hình 4. Kết quả phân tích cấu trúc tinh thể của sản phẩm trích ly từ giấy in thải*

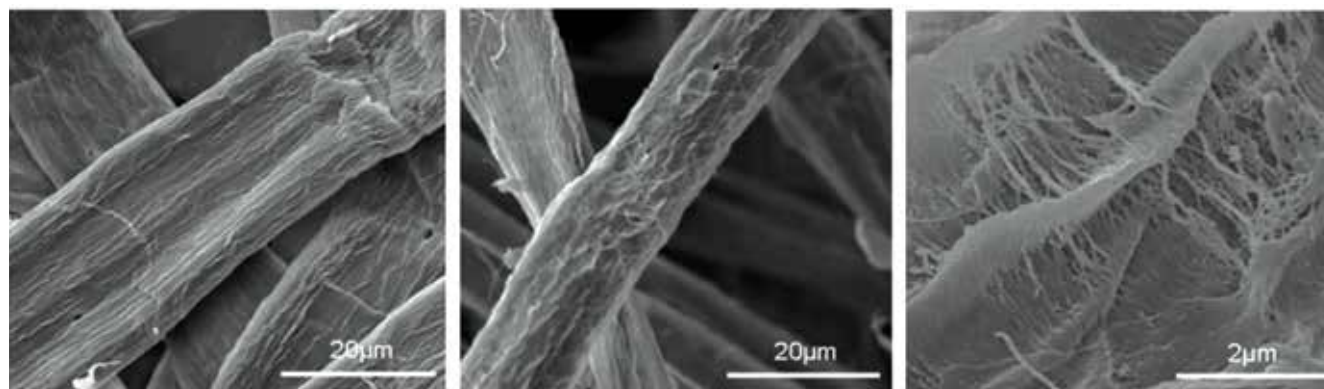
**3. Kết quả và thảo luận**

Kết quả phân tích thành phần xơ sợi của giấy in thải và thành phần xơ sợi của sản phẩm cellulose trích ly từ phế phẩm này được trình bày trong Bảng 1. Kết quả cho thấy hàm lượng cellulose trong giấy in thải tương đối cao trong khi hàm lượng lignin rất thấp, đặc biệt hàm lượng tro cao. So sánh với kết quả phân tích thành phần xơ sợi trên đối tượng sản phẩm trích ly thu được từ quy trình Hình 1, có thể thấy phương pháp trích ly sử dụng đồng thời NaOH và NaClO làm trương nở bó sợi, hòa tan hợp phần hữu cơ (hemicellulose và lignin) có trong giấy thải đạt hiệu quả cao: sản phẩm trích ly từ giấy in thải chứa 95% cellulose, tăng lên đáng kể so với hàm lượng cellulose trong phế phẩm ban đầu. Dựa vào kết quả phân tích hemicellulose và lignin của nguyên liệu giấy in thải trước và sau khi trích ly, có thể thấy cách kết hợp sử dụng tác chất NaOH và NaClO hòa tan mạnh hợp phần vô cơ (silic), hòa tan vừa phải hợp phần hữu cơ (hemicellulose và lignin) và tác động ít đến cellulose có trong mẫu giấy thải.

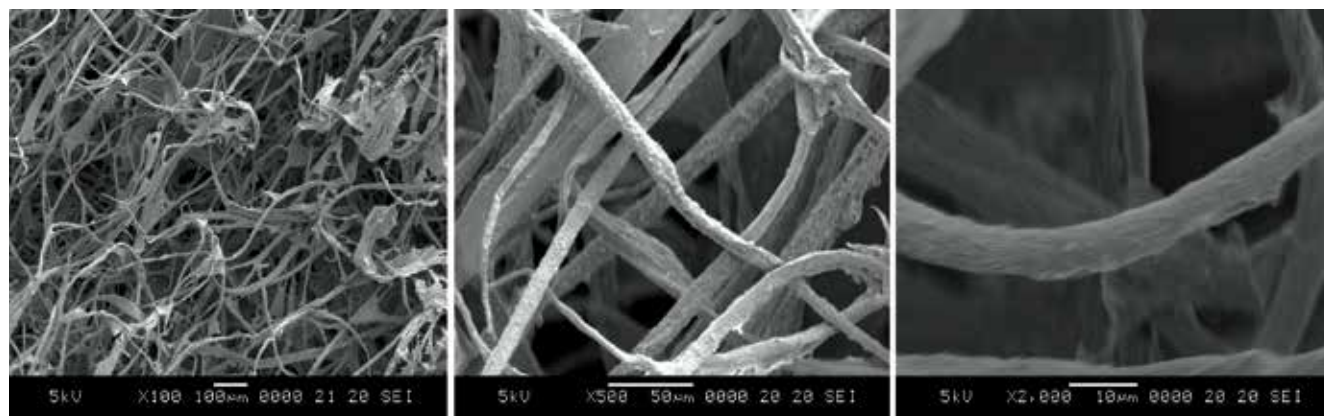
Cấu trúc tinh thể của sợi cellulose trích ly từ giấy in thải được xác định qua phổ chiếu xạ tia X (Hình 4). Có thể thấy rằng các peak xuất hiện ở  $2\theta = 14,8^\circ; 16,4^\circ; 22,6^\circ$  và  $34,2^\circ$  trong phổ nhiễu xạ của mẫu trích ly từ giấy in là các peak đặc trưng của cellulose I kết tinh tương ứng với các mặt mạng nhiễu xạ lần lượt là (110), (110), (200) và (040), phù hợp với kết quả phân tích cấu trúc tinh thể của cellulose của nhóm tác giả Klemm [19] và Takahashi [20]. Cellulose I là cấu trúc cellulose có nguồn gốc thiên nhiên, bao gồm pha dị hình  $I_\alpha$  (có chủ yếu trong tảo) và pha  $I_\beta$  (có ở một số thực vật bậc cao như gỗ và bông) [21]. Kết quả phổ nhiễu xạ XRD trên các mẫu trích ly từ nguồn giấy in và nguồn vỏ trấu cho thấy có sự tồn tại của một peak nhỏ ở  $2\theta = 18^\circ$ , tương ứng với peak đặc trưng của hemicellulose theo như công bố của nhóm tác giả Yang [22], nhưng với hàm lượng không đáng kể do cường độ peak xuất hiện rất thấp.

Hình 5 thể hiện hình chụp SEM của bề mặt sản phẩm trung gian thu được theo trình tự các bước trong quá trình tổng hợp aero-cellulose. Hình 5a thể hiện hình ảnh SEM của nguyên liệu giấy in thải cho thấy bó sợi có bề mặt mượt, đường kính trong khoảng 20 - 50µm, không có dấu vết phá hủy. Sau





**Hình 5.** Hình chụp kính hiển vi điện tử quét (SEM) bề mặt sản phẩm thu được theo trình tự tổng hợp aero-cellulose: (a) nguyên liệu giấy in thải ban đầu; (b) sản phẩm trung gian sau bước xử lý NaOH và NaClO đồng thời; (c) sản phẩm sau bước xử lý siêu âm



**Hình 6.** Hình chụp kính hiển vi điện tử quét vật liệu aero-cellulose dựa trên sợi cellulose trích ly của nguồn giấy in thải

bước xử lý với NaOH và NaClO, Hình 5b cho thấy quá trình thủy phân hòa tan các hợp phần hữu cơ trong nguyên liệu (chủ yếu là hemicellulose), dẫn đến tạo thành bó sợi cellulose với đường kính nhỏ hơn, trong khoảng 8 - 12µm. Bề mặt bó sợi cellulose trong mẫu giấy in thải sau khi xử lý NaOH và NaClO cho thấy rõ mức độ kết nối giữa các sợi với nhau giảm mạnh. Điều này có lợi cho bước xử lý siêu âm tiếp theo, khi áp lực cao do các bong bóng khí liên tục hình thành và vỡ ra trong thời gian rất ngắn dưới tác động của sóng siêu âm (cavitation) có thể tách sợi hiệu quả (Hình 5c).

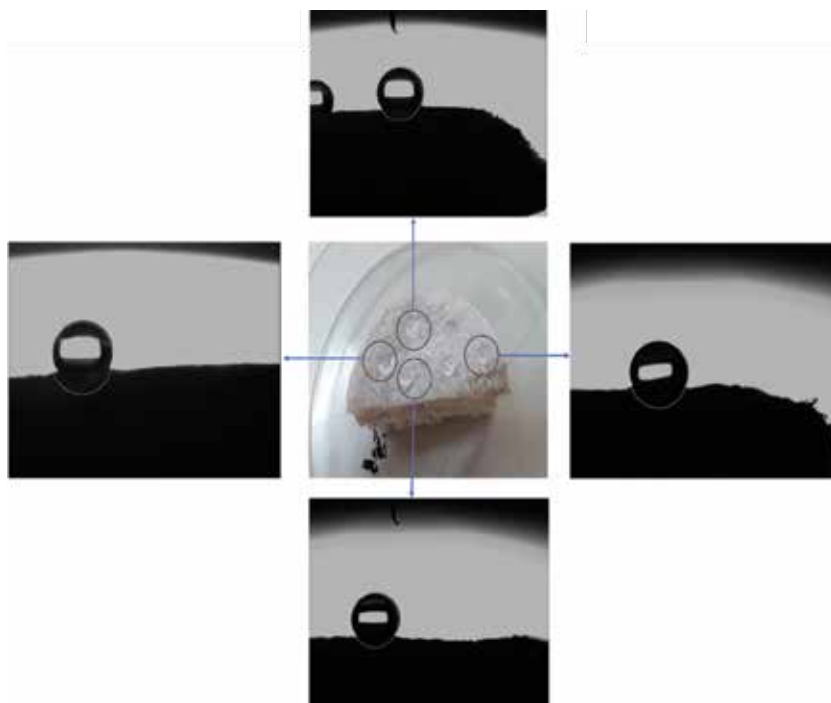
Hình 6 trình bày hình chụp kính hiển vi điện tử quét vật liệu aero-cellulose làm từ sợi cellulose trích ly của nguồn giấy in thải. Kết quả chụp hình thái học của vật liệu aero-cellulose thu được từ sợi cellulose trích ly của nguồn giấy in thải cho thấy các sợi cellulose ở kích thước micrometre, đan xen ngẫu nhiên trong mạng lưới, nguyên nhân bởi lực liên kết hydro và liên kết Van der Waals. Kích thước sợi cellulose trong vật liệu aero-cellulose từ nguồn phế liệu giấy in dao động trong khoảng hẹp, từ 5 - 15µm. Theo kết quả hình thái học, vật liệu aero-cellulose được

tạo thành do các sợi cellulose đan xen ngẫu nhiên thành một mạng lưới không gian 3 chiều, có độ xốp cao.

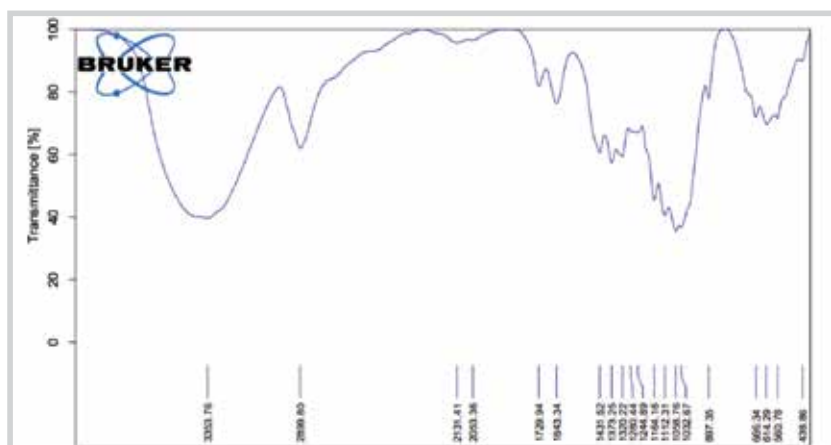
Vật liệu aero-cellulose thu được có độ xốp xác định khoảng 92%, tỷ trọng khoảng 0,024g/cm<sup>3</sup>, thấp hơn tỷ trọng của nước nên có độ nổi tuyệt đối.

Vật liệu aero-cellulose từ giấy in sau khi biến tính ETMS được đặt cố định trên tấm phim. Hình ảnh giọt nước được nhỏ giọt lên nhiều vị trí khác nhau của vật liệu với tốc độ nhỏ giọt được kiểm soát bằng máy vi tính (Hình 7). Qua đó cho thấy bằng chứng của quá trình silane hóa xảy ra trên vật liệu aero-cellulose. Hình ảnh giọt nước tròn đầy được ghi nhận trên nhiều vị trí bề mặt vật liệu sau biến tính cho thấy góc thấm ướt lớn, là dấu hiệu cho biết tính ưa dầu - kỵ nước của vật liệu aero-cellulose sau khi biến tính được cải thiện.

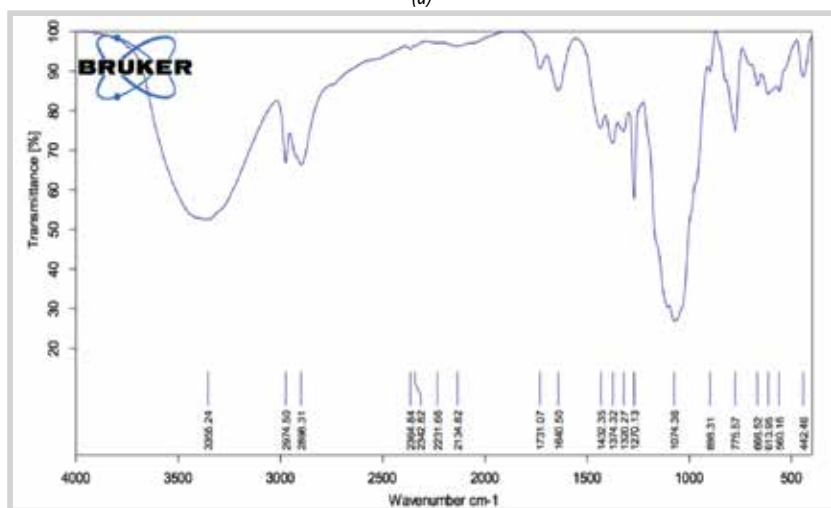
Kết quả phân tích quang phổ hồng ngoại chuyển đổi trên mẫu aero-cellulose trước biến tính (Hình 8a) và trên mẫu aero-cellulose sau biến tính ETMS (Hình 8b) cũng cho thấy sự xuất hiện các peak đặc trưng cho dao động của liên kết silicon. Các peak hấp thụ trong khoảng 3.700 - 3.000cm<sup>-1</sup> (Hình 8a) đặc trưng cho dao động giãn trong các nhóm O-H



Hình 7. Hình ảnh giọt nước trên nhiều vị trí bề mặt vật liệu aero-cellulose sau khi biến tính sử dụng ETMS



(a)



(b)

Hình 8. Phổ FTIR thực hiện trên mẫu aero-cellulose không biến tính ETMS (a) và aero-cellulose sau khi biến tính ETMS (b)

của cellulose [23], dãy peak giữa 3.000 và 2.800 $\text{cm}^{-1}$  tương ứng với dao động giãn đối xứng và bất đối xứng của liên kết C-H [24] và peak ở khoảng 1.640 $\text{cm}^{-1}$  ứng với dao động uốn của nhóm O-H trong các phân tử nước hấp phụ [25]. Mặc dù mẫu đo FTIR được sấy khô, nước hấp phụ trong các phân tử cellulose rất khó loại bỏ hoàn toàn, do tương tác cellulose - nước. Trong khi đó, các peak xuất hiện ở khoảng 1.430 $\text{cm}^{-1}$  và 1.320 $\text{cm}^{-1}$  trong cả 2 phổ (a) và (b) lần lượt là dao động uốn của nhóm  $\text{CH}_2$  và dao động uốn của nhóm C-H và C-O trong polysaccharide [26]. Ngoài ra, peak hấp thụ trong khoảng 1.160 - 1.030 $\text{cm}^{-1}$  tương ứng với dao động giãn C-O và dao động dịch ngang (rocking) của C-H trong khung vòng pyranose [27]. Theo Mincheva [28], các dãy peak trong khoảng 1.240 - 1.000 $\text{cm}^{-1}$  tương ứng với các vòng carbohydrate của khung cellulose. Peak dao động ở 900 - 895 $\text{cm}^{-1}$  trong phổ tương ứng với các liên kết glycoside (ứng với dao động biến dạng của  $\text{C}_1\text{-H}$  trong polysaccharide, đại diện cho liên kết glucosidic giữa các đơn vị glucose trong cellulose [29].

Sau khi biến tính hóa học với ETMS, một số vùng peak có cường độ hấp thụ cao xuất hiện lần lượt ở khoảng 2.970 - 2.930 $\text{cm}^{-1}$ , 1.270 - 1.240 $\text{cm}^{-1}$  và 800 - 775 $\text{cm}^{-1}$ , tương ứng với dao động giãn của C-H, dao động giãn của Si-H, dao động giãn đối xứng và bất đối xứng của Si-O [30] cho thấy nhóm chức alkoxy-silane được đưa thành công lên trên bề mặt của cellulose. Các nhóm peak đặc trưng cho dao động giãn bất đối xứng của cầu nối Si-O-cellulose ở khoảng 1.103 - 800 $\text{cm}^{-1}$  và peak xuất hiện ở 1.189 $\text{cm}^{-1}$  tương ứng với dao động của liên kết C-H trong nhóm methoxy gắn kết với nguyên tử Si [28] bị chồng lấp với vùng dao động rộng C-O-C của cellulose nên không thể chỉ rõ trên phổ. Tuy nhiên, nhờ sự đóng góp của các nhóm peak này mà vùng phổ chồng lấp (Hình 8b) có cường độ cao hơn rõ rệt.

**Bảng 2.** Giá trị góc thấm ướt trung bình trên vật liệu aero-cellulose của nguồn giấy in thải sau khi biến tính bằng phương pháp ngâm nhúng trực tiếp

	Thời gian biến tính bằng phương pháp ngâm nhúng trực tiếp (phút)					
	60	150	180	240	300	360
Giá trị góc thấm ướt trung bình (°)	0	0	0	0	100	120

**Bảng 3.** Giá trị góc thấm ướt trung bình trên vật liệu aero-cellulose của nguồn giấy in thải sau khi biến tính bằng phương pháp hoàn lưu dung môi

	Thời gian biến tính bằng phương pháp hoàn lưu dung môi (phút)					
	30	60	90	120	150	180
Giá trị góc thấm ướt trung bình (°)	0	0	100	124	131	142

**Bảng 4.** Hàm lượng nước trong dầu hút vào vật liệu aero-cellulose của nguồn giấy in sau biến tính

	Hàm lượng nước trong dầu (ppm)		
	Dầu:nước = 8:2 (v/v)	Dầu:nước = 5:5 (v/v)	Dầu:nước = 2:8 (v/v)
Vật liệu aero-cellulose	24	25	28

**Bảng 5.** Độ hút dầu tối đa của vật liệu aero-cellulose trong xử lý dầu thô Bạch Hổ tràn ra môi trường sông nước và môi trường biển ở điều kiện nhiệt độ khác nhau

Nhiệt độ	Độ hút dầu thô Bạch Hổ tối đa (gam dầu/gam vật liệu)	
	Nước nhiễm dầu	Nước biển nhiễm dầu
25°C	40,6	40,4
40°C	44,1	44,3

**Bảng 6.** Giá trị độ hút dầu tối đa (gam dầu/gam vật liệu) ở nhiệt độ 25°C theo số lần tái sử dụng vật liệu aero-cellulose biến tính ETMS bằng phương pháp hoàn lưu dung môi trong 3 giờ

Loại dầu	Độ hút dầu tối đa (g dầu/g vật liệu) ở nhiệt độ 25°C									
	Lần 1	Lần 2	Lần 3	Lần 4	Lần 5	Lần 6	Lần 7	Lần 8	Lần 9	Lần 10
DO-0,3S	40,4	38,7	37,3	35,0	32,4	28,7	26,6	25,0	24,5	24,1
Bạch Hổ	38,0	36,4	34,6	32,0	29,7	27,0	25,9	25,0	24,4	24,0
FO	29,6	29,2	28,7	27,5	26,4	25,9	25,2	24,8	24,2	24,0

Kết quả giá trị góc thấm ướt trung bình trên vật liệu aero-cellulose sau khi biến tính bằng phương pháp truyền thống (ngâm nhúng trực tiếp) và phương pháp hoàn lưu dung môi lần lượt được trình bày trong Bảng 2 và 3. Phương pháp hoàn lưu dung môi có ưu điểm là chỉ cần biến tính với hóa chất ETMS trong thời gian 120 phút, bề mặt vật liệu aero-cellulose đã có tính ưa dầu, do góc thấm ướt đạt đến giá trị > 100° trong khi cần phải biến tính với ETMS trong thời gian 360 phút bằng phương pháp ngâm nhúng trực tiếp để đạt được góc thấm ướt tương đương trên bề mặt vật liệu aero-cellulose. Ngoài ra, phương pháp truyền thống hầu như không thể thu hồi dung môi ETMS đắt tiền trong khi phương pháp hoàn lưu dung môi cho phép thu hồi > 98% dung môi sử dụng. Điều này cho thấy hiệu quả kinh tế và kỹ thuật của phương pháp hoàn lưu dung môi trong quá trình biến tính vật liệu.

Độ ưa nước của vật liệu aero-cellulose từ nguồn giấy in thải sau 180 phút biến tính được xác định thông qua hàm lượng nước có trong dầu ép ra từ vật liệu aero-cellulose sau biến tính, kết quả được trình bày trong Bảng 4. Hàm lượng nước trong mẫu dầu thu hồi đều < 0,025%

khối lượng, trên thực tế được xem là 0% nước. Hàm lượng nước trong mẫu dầu thu hồi không thay đổi khi thay đổi tỷ lệ thể tích dầu:nước, chứng tỏ quá trình biến tính đạt hiệu quả tối đa.

Độ hút dầu tối đa của vật liệu aero-cellulose trong xử lý dầu thô Bạch Hổ (thu được từ bể chứa dầu thô của nhà máy lọc dầu) tràn ra môi trường nước và môi trường nước biển mô phỏng, với tỷ lệ dầu:nước = 2:8 được khảo sát ở điều kiện nhiệt độ 25°C và nhiệt độ 40°C, kết quả thu được trình bày trong Bảng 5. Kết quả cho thấy: (i) nhiệt độ có ảnh hưởng đến độ hút dầu tối đa và (ii) môi trường xảy ra sự cố nhiễm dầu trên sông và trên biển không có ảnh hưởng đến độ hút dầu tối đa của vật liệu aero-cellulose. Khi nhiệt độ môi trường tăng từ 25 - 40°C, vật liệu có độ hút dầu thô Bạch Hổ tăng tối đa theo nhiệt độ, với biên độ gia tăng khoảng 8%.

Vật liệu aero-cellulose tổng hợp có đặc tính ưu việt hơn những vật liệu nghiên cứu tương đương khác trong ứng dụng thu hồi dầu tràn. Nhóm tác giả Duong M.H. [9] nghiên cứu tổng hợp vật liệu cellulose aerogel từ sản phẩm sợi cellulose thương mại có nguồn gốc giấy thải

bằng quy trình tổng hợp tương tự. Kết quả xuất bản của nhóm tác giả cho thấy sản phẩm cellulose aerogel thu được có tỷ trọng  $0,04\text{g/cm}^3$ , sau thí nghiệm biến tính tăng độ ưa dầu kỵ nước bằng phương pháp ngâm nhúng trực tiếp thì mỗi gam vật liệu ở điều kiện nhiệt độ  $25^\circ\text{C}$  và  $40^\circ\text{C}$  có thể hút được lần lượt  $20,5\text{g}$  và  $24,4\text{g}$  dầu thô Rạng Đông. Trong khi đó, sản phẩm aero-cellulose của nghiên cứu này có tỷ trọng  $0,02\text{g/cm}^3$ , sau khi biến tính tăng độ ưa dầu kỵ nước thì mỗi gam vật liệu ở điều kiện nhiệt độ  $25^\circ\text{C}$  và  $40^\circ\text{C}$  có thể hút được lần lượt  $40,6\text{g}$  và  $44,1\text{g}$  dầu thô Bạch Hổ - loại dầu có độ nhớt cao hơn.

Bảng 6 trình bày giá trị độ hút dầu tối đa đối với 3 loại dầu đặc trưng (DO, FO và Bạch Hổ) ở nhiệt độ  $25^\circ\text{C}$  của vật liệu aero-cellulose khi biến tính bằng phương pháp hoàn lưu dung môi trong thời gian 3 giờ theo số lần tái sử dụng. Kết quả cho thấy độ hút dầu tối đa giảm dần theo số lần tái sử dụng, mức độ giảm lượng dầu thấm hút cao hơn đối với loại dầu DO-0,3S có độ nhớt thấp và mức độ giảm lượng dầu thấm hút thấp hơn đối với loại dầu FO có độ nhớt cao. Có thể thấy, dầu có độ nhớt thấp khi thấm hút vào trong vật liệu siêu xốp có mức độ lưu giữ kém, dễ chảy tràn ra ngoài khi vận chuyển vật liệu, trong khi dầu có độ nhớt cao có mức độ lưu giữ cao hơn, khó chảy tràn ra ngoài. Kết quả cũng cho thấy xu hướng hút dầu của vật liệu đối với dầu thô Bạch Hổ tuân theo nguyên tắc giảm dần theo số lần tái sinh, đồng thời những lần tái sinh tương ứng thì độ hút dầu Bạch Hổ tối đa của vật liệu nhỏ hơn độ hút dầu DO-0,3S và lớn hơn độ hút dầu FO. Qua đó thấy được hiệu năng xử lý dầu tràn của vật liệu aero-cellulose sau biến tính chịu ảnh hưởng chủ yếu bởi độ nhớt của loại dầu cần xử lý. Dầu cần xử lý có độ nhớt càng thấp càng dễ được thu hồi.

#### 4. Kết luận

Vật liệu aero-cellulose với đặc tính hấp thụ dầu được tổng hợp thành công từ sợi cellulose trích ly từ nguồn giấy in thải. Quy trình tổng hợp vật liệu aero-cellulose bao gồm các bước: (i) tiền xử lý nguyên liệu và trích ly cellulose; (ii) chuyển hóa huyền phù sợi cellulose thành aero-cellulose và (iii) biến tính silan hóa vật liệu aero-cellulose thành ưa dầu, kỵ nước để ứng dụng làm vật liệu hấp thụ trong xử lý dầu tràn hoặc nước nhiễm dầu.

Từ nguyên liệu giấy in thải, sợi cellulose thu được sau trích ly có cấu trúc cellulose I kết tinh, đạt độ tinh khiết 95% với hiệu suất trích ly 92%. Vật liệu aero-cellulose thu được nhờ các sợi cellulose có kích thước cỡ micrometre đan xen với nhau trong một mạng lưới 3 chiều, nhờ vậy có độ xốp cao hơn 90% và tỷ trọng thấp ( $0,024\text{g/cm}^3$ ). Vật

liệu aero-cellulose sau khi biến tính 3 giờ bằng ETMS theo phương pháp hoàn lưu dung môi thể hiện tính ưa dầu rất cao: mỗi gam vật liệu có thể thu hồi từ 40 - 45g dầu DO không lẫn nước và có thể tái sử dụng nhiều lần. Hiệu năng xử lý dầu tràn của vật liệu aero-cellulose sau biến tính càng cao khi xử lý dầu có độ nhớt càng thấp. Sở hữu những đặc tính quan trọng của chất hấp thụ lý tưởng, bao gồm tính dễ phân hủy sinh học, tính ưa dầu kỵ nước, độ nổi tuyệt đối trên nước và cấu trúc rỗng xốp với bộ khung có khả năng tự phục hồi, vật liệu aero-cellulose trong nghiên cứu này chứng tỏ có thể ứng dụng trong xử lý dầu tràn và nước nhiễm dầu với hiệu quả kỹ thuật và hiệu quả môi trường cao, đặc biệt phù hợp sử dụng ở Việt Nam do giải quyết nguồn phế phẩm khổng lồ vừa bảo tồn nguồn tài nguyên rừng, đồng thời giải quyết triệt để các vấn đề liên quan đến các ca xử lý nước nhiễm dầu đang có xu hướng ngày càng tăng.

Sản phẩm aero-cellulose thu được từ nghiên cứu này có thể được định hướng cải thiện hiệu năng xử lý dầu tràn (độ hút dầu tối đa và số lần tái sử dụng) bằng cách gia tăng độ xốp sản phẩm (giảm đường kính sợi cellulose) nhưng vẫn duy trì độ bền vững của cấu trúc ba chiều (duy trì chiều dài sợi) thông qua tối ưu điều kiện thực hiện quy trình trích ly và siêu âm đầu dò. Cụ thể, đường kính và chiều dài sợi cellulose trích ly từ phế phẩm nông nghiệp có thể được cải thiện bằng cách gia tăng hiệu quả quá trình trương nở cấu trúc sợi tự nhiên bằng tác chất kiềm có độ hoạt hóa cao hơn và quá trình hòa tan lignin bằng tác chất oxy hóa mạnh hơn. Quá trình siêu âm phân tán sợi cellulose trong dung môi nước và sấy loại bỏ dung môi trong cấu trúc aerogel đóng vai trò quyết định trong việc cải thiện hiệu năng sản phẩm.

Nhóm tác giả đề xuất sử dụng năng lượng sóng siêu âm lớn hơn, nhiệt độ bể siêu âm thấp hơn và trao đổi dung môi nước bằng dung môi cồn. Ngoài ra, bước biến tính silan hóa bề mặt vật liệu có thể thực hiện đồng thời trong quá trình trao đổi dung môi nhằm nâng cao hiệu quả kỹ thuật và kinh tế cho sản phẩm.

#### Tài liệu tham khảo

1. Syed Sabir. *Approach of cost-effective adsorbents for oil removal from oily water*. Critical Reviews in Environmental Science and Technology. 2015; 45(17): p. 1916 - 1945.
2. Suhas, VK.Gupta, PJM.Carrott, Randhir Singh, Monika Chaudhary, Sarita Kushwaha. *Cellulose: A review as natural, modified and activated carbon adsorbent*. Bioresource Technology. 2016; 216: p. 1066 - 1076.

3. Ola Abdelwahab, Samir M.Nasr, Walaa M.Thabet. *Palm fibers and modified palm fibers adsorbents for different oils*. Alexandria Engineering Journal. 2017; 56(4): p. 749 - 755.
4. Dan Li, Fu Zhen Zhu, Jing Yi Li, Ping Na, Na Wang. *Preparation and characterization of cellulose fibers from corn straw as natural oil sorbents*. Industrial & Engineering Chemistry Research. 2103; 52(1): p. 516 - 524.
5. Đào Trọng Hiền, Ngô Quốc Bửu, Huỳnh Thị Hà, Nguyễn Hoài Châu. *Nghiên cứu điều chế vật liệu dialdehyt xenlulo bằng phương pháp oxy hóa periodat và các tính chất cơ lí của nó*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ. 2011; 49(1): p. 63 - 72.
6. Nguyễn Châu Giang. *Nghiên cứu chế tạo vi sợi xenlulo từ cây luồng và ứng dụng trong vật liệu composit*. Luận án Tiến sĩ Kỹ thuật hóa học. Trường Đại học Bách khoa Hà Nội. 2012.
7. Zhanying Li, Lin Shao, Wenbin Hu, Tingting Zheng, Lingbin Lu, Yang Cao, Yongjun Chen. *Excellent reusable chitosan/cellulose aerogel as an oil and organic solvent absorbent*. Carbohydrate Polymers. 2018; 191: p. 183 - 190.
8. Runjun Lin, Ang Li, Tingting Zheng, Lingbin Lu, Yang Cao. *Hydrophobic and flexible cellulose aerogel as an efficient, green and reusable oil sorbent*. RSC Advances. 2015; 5: p. 82027 - 82033.
9. Son T.Nguyen, Jingduo Feng, Nhat T.Le, Ai T.T.Le, Nguyen Hoang, Vincent B.C.Tan, Hai M.Duong. *Cellulose aerogel from paper waste for crude oil spill cleaning*. Industrial & Engineering Chemistry Research. 2013; 52(51): p. 18386 - 18391.
10. Hoàng Thị Phương. *Nghiên cứu tổng hợp và biến tính vật liệu nanosilica ứng dụng cho quá trình thu hồi dầu*. Luận án Tiến sĩ Kỹ thuật hóa học. Đại học Bách khoa Hà Nội. 2018.
11. EN ISO 13906 (AOAC 973.18). *Analysis of acid detergent fibre (ADF) and lignin (ADL) in feed*.
12. EN ISO 16472 (AOAC 2002.04). *Analysis of neutral detergent fiber (NDF) in feed*.
13. A.Sluiser, B.Hames, R.Ruiz, C.Scarlata, J.Sluiser, D.Templeton. *Determination of ash in biomass: Laboratory analytical procedure (LAP)*. Technical Report National Renewable Energy Laboratory/TP-510-42622. 2008.
14. Test Method T222 om-02 (R2011). *Acid-insoluble lignin in wood and pulp*. Technical Association of the Pulp and Paper Industry. 2011.
15. ASTM D-3906-03(2013). *Standard test method for determination of relative X-ray diffraction intensities of faujasite-type zeolite-containing materials*.
16. ASTM F 726-06. *Standard test method for sorbent performance of adsorbents*.
17. ASTM D1141 - 98(2013). *Standard practice for the preparation of substitute ocean water*.
18. ASTM D 6304-04. *Standard test method for determination of water in petroleum products, lubricating oils, and additives by coulometric karl fischer titration*.
19. Dieter Klemm, Brigitte Heublein, Hans-Peter Fink, Andreas Bohn. *Cellulose: fascinating biopolymer and sustainable raw material*. Angewandte Chemie International Edition. 2005; 44(22): p. 3358 - 3393.
20. Yasuhiro Takahashi, Hideki Matsunaga. *Crystal structure of native cellulose*. Macromolecules. 1991; 24(13): p. 3968 - 3969.
21. Noriko Hayashi, Junji Sugiyama, Takeshi Okano, Mitsuro Ishihara. *Selective degradation of the cellulose Ia component in Cladophora cellulose with Trichoderma viride cellulase*. Carbohydrate Research. 1998; 305(1): p. 109 - 116.
22. Haiping Yang, Rong Yan, Hanping Chen, Dong Ho Lee, Chuguang Zheng. *Characteristics of hemicellulose, cellulose and lignin pyrolysis*. Fuel. 2007; 86(12-13): p. 1781 - 1788.
23. Eduardo Robles, Iñaki Urruzola, Jalel Labidi, Luis Serrano. *Surface-modified nano-cellulose as reinforcement in poly (lactic acid) to conform new composites*. Industrial Crops and Products. 2015; 71: p. 44 - 53.
24. Weixia Qing, Yong Wang, Youyou Wang, Dongbao Zhao, Xiuhua Liu, Jinhua Zhua. *The modified nanocrystalline cellulose for hydrophobic drug delivery*. Applied Surface Science. 2016; 366: p. 404 - 409.
25. Jingquan Han, Chengjun Zhou, Yiqiang Wu, Fangyang Liu, Qinglin Wu. *Self-Assembling behavior of cellulose nanoparticles during freeze drying: Effect of suspension concentration, particle size, crystal structure, and surface charge*. Biomacromolecules. 2013; 14(5): p. 1529 - 1540.
26. Hanieh Kargarzadeh, Rasha M. Sheltami, Ishak Ahmad, Ibrahim Abdullah, Alain Dufresne. *Cellulose nanocrystal: A promising toughening agent for unsaturated polyester nanocomposite*. Polymer. 2015; 56: p. 346 - 357.

27. Hanieh Kargarzadeh, Ishak Ahmad, Ibrahim Abdullah, Alain Dufresne, Siti Yasmine Zainudin, Rasha M.Sheltami. *Effects of hydrolysis conditions on the morphology, crystallinity, and thermal stability of cellulose nanocrystals extracted from kenaf bast fibers*. Cellulose. 2012; 19(3): p. 855 - 866.
28. Rosica Mincheva, Latifah Jasmani, Thomas Josse, Yoann Paint, Jena-Marie Raquez, Pascal Gerbaux, Samuel Eyley, Wim Thielemans, Philippe Dubois. *Binary mixed homopolymer brushes tethered to cellulose nanocrystals: a step towards compatibilized polyester blends*. Biomacromolecules. 2016; 17(9): p. 3048 - 3059.
29. Daniele Oliveira Castro, Julien Bras, Alessandro Gandini, Naceur Belgacem. *Surface grafting of cellulose nanocrystals with natural antimicrobial rosin mixture using a green process*. Carbohydrate Polymers. 2016; 137: p. 1 - 8.
30. Daniel Loof, Matthias Hiller, Hartmut Oschkinat, Katharina Koschek. *Quantitative and qualitative analysis of surface modified cellulose utilizing TGA-MS*. Materials. 2016; 9(6).
31. Juan Rubio, Maria Alejandra Mazo, Araceli Martín-llana, Aitana Tamayo. *FT-IR study of the hydrolysis and condensation of 3-(2-amino-ethylamino)propyl-trimethoxy silane*. Boletín de la Sociedad Española de Cerámica y Vidrio. 2018; (57): p. 160 - 168.

---

## SYNTHESIS AND CHARACTERISATION OF ULTRA-POROUS MATERIAL FOR OIL SPILL TREATMENT BASED ON NATURAL CELLULOSE EXTRACTED FROM OFFICE PAPER WASTES

**Vo Nguyen Xuan Phuong, Luong Ngoc Thuy, Le Phuc Nguyen, Nguyen Huu Luong**

Vietnam Petroleum Institute

Email: phuongvnx.pvpro@vpi.pvn.vn

### Summary

Aero-cellulose with porosity over 90% and absolute buoyancy was successfully produced from the highly pure cellulose fibres extracted from office paper wastes. Solvent recycling method was applied to reduce the time and increase the technical and economic efficiency of hydrophobisation of the as-produced hydrophilic aero-cellulose product. The obtained material exhibits super hydrophobicity in various oil-water mixtures. Every gram of the aero-cellulose material obtained from 3 hours of ETMS modification could restore up to 30 - 45 grams of water-free oil and could be re-used.

**Key words:** Aerogel, natural cellulose, oil spill treatment, solvent recycling.

## CÁC PHƯƠNG PHÁP PHÁT HIỆN ĂN MÒN KIM LOẠI DƯỚI LỚP BẢO ÔN

**Phạm Vũ Dũng, Nguyễn Đình Dũng, Nguyễn Thị Lê Hiền**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: dungpv@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

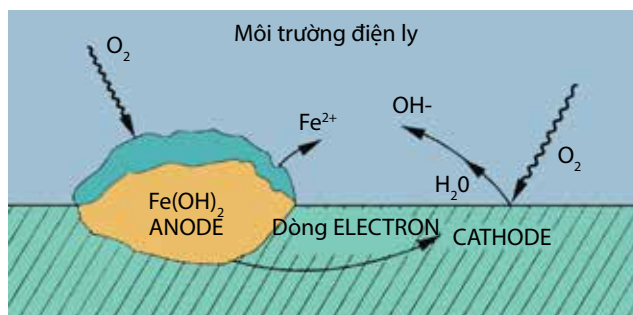
Quá trình ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn (Corrosion Under Insulation - CUI) rất khó theo dõi và kiểm soát, thường chỉ được phát hiện khi tháo lớp bảo ôn để khảo sát hoặc khi xảy ra sự cố. Do đó, việc nghiên cứu phát hiện ăn mòn dưới lớp bảo ôn đóng vai trò rất quan trọng, nhằm xác định chính xác các vị trí có nguy cơ cao xảy ra ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn, giúp phòng chống kịp thời hỏng hóc, giảm thiểu chi phí bảo dưỡng sửa chữa, giúp nhà máy vận hành ổn định, hiệu quả và an toàn. Bài báo giới thiệu các phương pháp để phát hiện ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn như: chụp phóng xạ, siêu âm dẫn hướng, dòng xoáy xung, chụp ảnh camera nhiệt, tán xạ ngược neutron và kiểm tra trực quan.

**Từ khóa:** Ăn mòn dưới lớp bảo ôn, chụp phóng xạ, siêu âm dẫn hướng, dòng xoáy xung, camera nhiệt, tán xạ ngược neutron.

### 1. Giới thiệu

Ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn là dạng ăn mòn khó phát hiện nhất, có thể xuất hiện trên các thiết bị đang vận hành, dừng vận hành hoàn toàn hoặc tạm thời. Theo thống kê, có tới hơn 40% đường ống, thiết bị bị phá hủy do ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn. Nguyên nhân chính gây ra hiện tượng này là do trên bề mặt kim loại có tồn tại nước/hơi nước. Việc sử dụng lớp vỏ nhôm ốp bên ngoài có vai trò bảo vệ lớp bảo ôn, giữ cho lớp bảo ôn luôn khô và cách ly với môi trường ẩm. Tuy nhiên, trong quá trình vận hành, theo thời gian với sự thay đổi của nhiệt độ môi trường và/hoặc tác động của ngoại lực... sẽ làm suy thoái/già hóa keo trám, hư hỏng lớp vỏ và lớp bảo ôn, do vậy nước có thể thấm vào bên trong. Tại vị trí bảo ôn bị ẩm ướt, bề mặt đường ống kim loại tiếp xúc với nước chứa oxy hòa tan/tác nhân ăn mòn khác bị ăn mòn theo cơ chế ăn mòn điện hóa (Hình 1).

Có 2 phương pháp gián tiếp phát hiện lượng ẩm dưới lớp bảo ôn là chụp ảnh camera nhiệt và tán xạ neutron. Ngoài 2 phương pháp gián tiếp này còn có các phương pháp đánh giá trực tiếp mức độ ăn mòn dưới lớp bảo ôn, xác định độ suy giảm chiều dày thành đường ống, thiết bị như: chụp phim phóng xạ, siêu âm dẫn hướng (Guided Wave), dòng xoáy xung (PEC) và kiểm tra trực quan. Mỗi phương pháp đều có ưu nhược điểm riêng.



Hình 1. Phản ứng gây ăn mòn kim loại khi có nước, hơi ẩm [1]

### 2. Các phương pháp phát hiện gián tiếp ăn mòn dưới lớp bảo ôn

#### 2.1. Phương pháp sử dụng camera nhiệt [2]

Camera nhiệt (thermographic camera) là một loại camera sử dụng cảm biến nhiệt để chụp ảnh. Camera nhiệt bản chất là camera hồng ngoại sử dụng các tia bức xạ hồng ngoại hoạt động ở dải sóng có bước sóng từ 9.000 - 14.000nm (9 - 14μm). Các tia hồng ngoại này có khả năng phát hiện sự thay đổi nhiệt độ, ánh sáng. Khi gặp các vật có nhiệt độ khác nhau, các sóng phản xạ hồng ngoại thu được khuếch đại ánh sáng. Thông qua các thiết bị cảm biến, tín hiệu nhiệt được tạo thành một hình ảnh.

Camera nhiệt độ hồng ngoại cho phép chụp ảnh bề mặt đối tượng ở xa hoặc đối tượng không thể đo nhiệt độ trực tiếp. Camera nhiệt có 2 loại chính là cảm biến được làm lạnh và cảm biến không được làm lạnh.

- Camera có cảm biến được làm lạnh: Nhiệt độ làm lạnh trong khoảng 4°K đến dưới nhiệt độ phòng (chủ yếu

hoạt động trong khoảng 60 -100°K). Đặc điểm của loại camera này là cho hình ảnh chất lượng cao hơn loại camera có cảm biến không được làm lạnh, tuy nhiên giá thành cao, tiêu thụ nhiều năng lượng (cho hệ thống làm lạnh) và tốn thời gian làm lạnh. Do có độ nhạy cao, camera này cho phép lắp thêm ống kính có tiêu cự lớn (F-number lớn), có thể giảm kích cỡ và giá thành của ống kính lắp thêm, từ đó cho phép quan sát với khoảng cách xa.

- Camera có cảm biến không được làm lạnh: Cảm biến ổn định và làm việc ở nhiệt độ môi trường, camera nhỏ và rẻ hơn tuy nhiên độ phân giải và chất lượng ảnh thấp hơn.

**Ứng dụng**

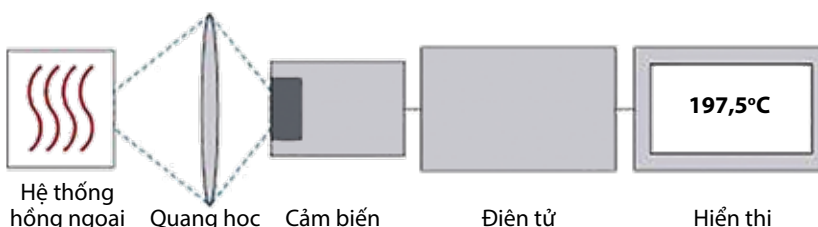
Phương pháp chụp ảnh sử dụng camera nhiệt là phương pháp trực quan nhằm khoanh vùng các khu vực có nguy cơ ăn mòn. Tại các vị trí bảo ôn có khuyết tật, có hiện tượng ngưng tụ ẩm, hệ số truyền nhiệt trong bảo ôn khô và bảo ôn ẩm khác nhau dẫn đến sự chênh lệch nhiệt độ và được phát hiện nhờ hình ảnh camera nhiệt.

Kiểm tra rò rỉ khí gas trong đường ống (Hình 4)

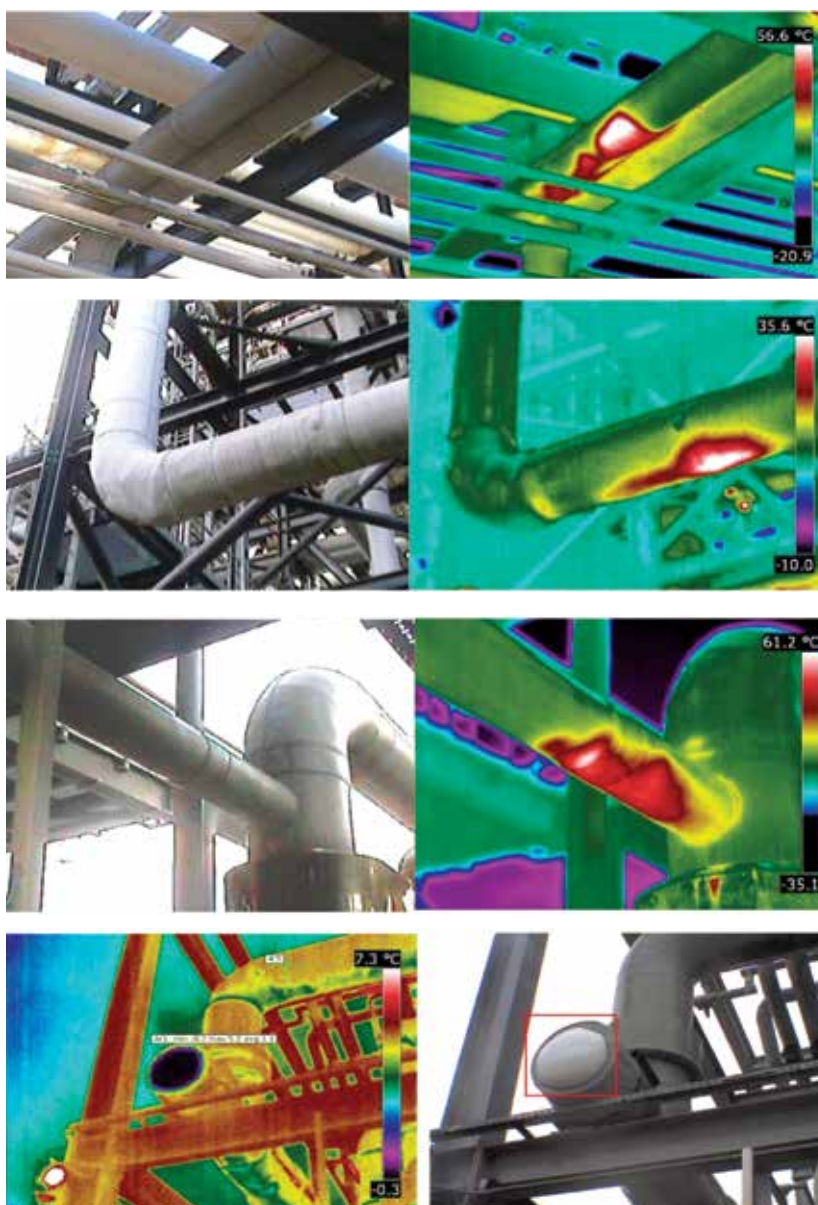
Ưu điểm của camera nhiệt là có thể kiểm tra khi thiết bị đang vận hành; có thể kiểm tra nhanh trên diện rộng; không cần đến khâu xử lý bổ sung... Tuy nhiên, thiết bị này cũng có nhược điểm là sự không đồng nhất về vật liệu dẫn đến phản xạ nhiệt khác nhau, ảnh hưởng đến độ chính xác cao; có thể bị ảnh hưởng bởi các nguồn bức xạ nhiệt xung quanh.

**2.2. Phương pháp tán xạ ngược neutron [2]**

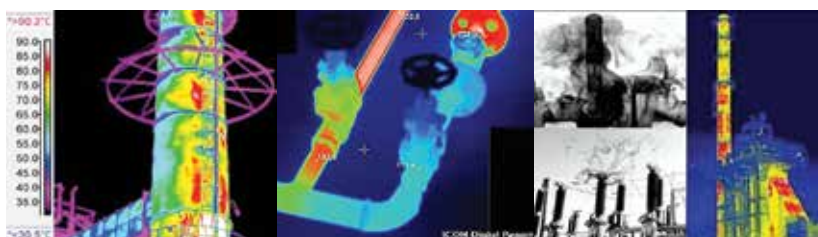
Phương pháp này dựa trên sự giảm tốc của neutron xuất phát từ một nguồn neutron nhanh do va chạm, chủ yếu với các hạt nhân hydro. Bằng cách đo số lượng các neutron làm chậm do quá trình tương tác với nguyên tử hydro khi đi qua môi trường vật liệu có thể xác định số lượng nguyên tử hydro có trong



Hình 2. Cấu tạo của camera nhiệt [2]



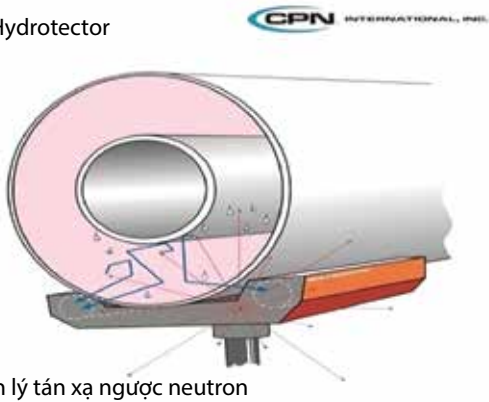
Hình 3. Hình ảnh đường ống bị ăn mòn dưới lớp bảo ôn chụp từ camera nhiệt [2]



Hình 4. Kiểm tra rò rỉ khí gas trong đường ống flare bằng camera nhiệt [2]



MCM-2 Hydrotector



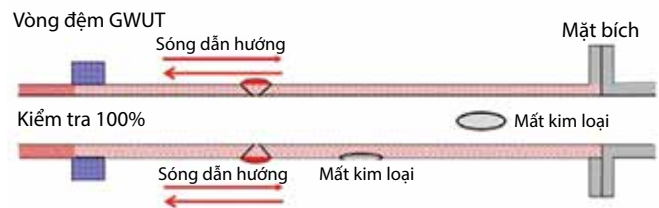
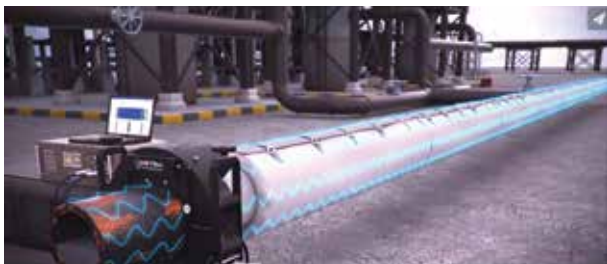
Nguyên lý tán xạ ngược neutron



Hình 5. Cấu tạo và hình ảnh thiết bị đo tán xạ ngược neutron [2]



Hình 6. Thiết bị đo tán xạ ngược neutron phát hiện độ ẩm dưới lớp bảo ôn [2]



Hình 7. Cấu tạo, nguyên lý hoạt động thiết bị siêu âm dẫn hướng [2]

vật liệu. Trên cơ sở đếm số nguyên tử hydro này cho biết lượng nước có mặt trong vật liệu. Các nguồn neutron thường được cố định trên đầu dò của máy.

Thiết bị MCM-2Hydrotector (Instrotek, Mỹ), dài đo ẩm 0 - 70% được sử dụng để phát hiện độ ẩm dưới lớp bảo ôn (Hình 6).

Phương pháp sử dụng thiết bị nhỏ gọn, có thể kiểm tra nhanh, kết quả hiển thị thời gian thực, dễ đánh giá mức độ ẩm, không cần tháo dỡ lớp bọc bảo ôn; có thể kiểm tra ngay cả khi đang vận hành thiết bị; có cần nối dài để linh động kiểm tra các vị trí khó tiếp cận; độ chính xác cao... Phương pháp tán xạ ngược neutron có thể ảnh hưởng bởi vật liệu chứa hydro (nếu có) trong lớp bảo ôn và không chính xác khi lớp bảo ôn có khoảng trống hoặc gần nguồn ẩm cao.

**3. Các phương pháp phát hiện trực tiếp ăn mòn dưới lớp bảo ôn**

**3.1. Phương pháp siêu âm dẫn hướng [2, 3]**

Phương pháp siêu âm dẫn hướng ứng dụng trong

kiểm tra đường ống (Guide Wave Ultrasonic) hay còn gọi là Long Range Ultrasonic (LRUT).

Siêu âm dẫn hướng sử dụng một vòng đệm chứa các đầu dò gắn xung quanh đường ống tạo ra sóng siêu âm tần số thấp truyền theo hướng dọc trục của đường ống về 2 phía của vòng đệm. Tại một vị trí bất thường (hao hụt về chiều dày hoặc thay đổi tiết diện ống), sóng siêu âm sẽ phản xạ xung vọng từ vị trí bất thường. Dựa vào thời gian xuất hiện của xung vọng và vận tốc lan truyền sóng xác định được vị trí bất thường (ăn mòn). Mức độ ăn mòn được ước tính dựa trên sự hao hụt diện tích mặt cắt ngang.

Phương pháp siêu âm dẫn hướng phạm vi kiểm tra rộng, có thể kiểm tra đường ống dài đến 91m. Phương pháp này giới hạn nhiệt độ vận hành dưới 125°C. Ăn mòn pitting hoặc ăn mòn lân cận mỗi hàn có thể không phát hiện được. Đường ống có chứa chất lỏng độ nhớt cao hoặc có nhiều mối hàn/mặt bích làm giảm khả năng kiểm tra. Chi phí đầu tư thiết bị lớn.

### 3.2. Phương pháp chụp ảnh X-ray kỹ thuật số [4]

Khác với chụp ảnh phóng xạ dùng phim, phim trong phương pháp này được thay bằng tấm tạo ảnh (imaging plate) có tráng lớp phosphor lưu trữ (storage) và kích thích phát sáng (photostimulable luminescence). Tấm tạo ảnh khi được tia X chiếu lên sẽ tạo nên 1 tiềm ảnh (latent image), sau đó tấm tạo ảnh này sẽ phát quang lần 2 khi quét bởi 1 tia laser trong máy kỹ thuật số hóa (digitiser), ánh sáng này được bắt lấy (capture) và cho ra hình kỹ thuật số tức là có sự chuyển đổi từ hình analog ra digital. Hình này sẽ được chuyển qua máy điện toán chủ để xử lý. Tấm tạo ảnh sẽ được xóa bởi nguồn ánh sáng trắng và tái sử dụng.

X quang kỹ thuật số có thể xem trực tiếp trên màn hình monitor và chỉnh sửa, phóng to vùng cần quan sát... Tấm tạo ảnh phosphor lưu trữ (phosphor storage plate) và bảng cảm ứng (sensor panel) có khả năng chụp lại nhiều lần, có dải phổ xạ rộng hơn phim X quang quy ước, nên không sợ hỏng phim do tia quá yếu hoặc quá mạnh. Hình X quang điện toán sau khi xử lý bằng các phần mềm chuyên dụng cho các hình ảnh chất lượng cao hơn phim X quang cổ điển. Việc lưu trữ các hình ảnh trở nên dễ dàng trong các đĩa CD-ROM. Tuy nhiên, X quang kỹ thuật số là máy móc, phim khô đắt tiền hơn so với hệ thống X quang cổ điển.

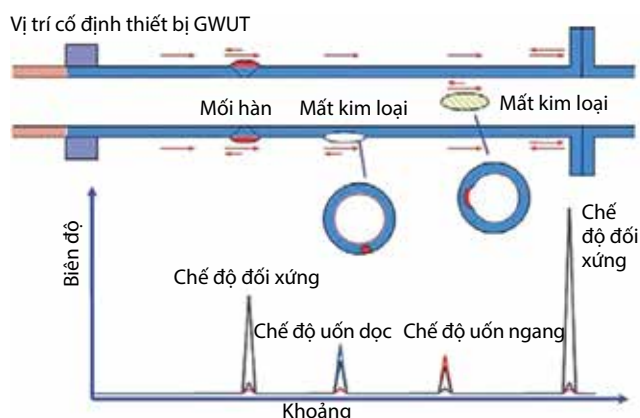
### 3.3. Phương pháp dòng xoáy xung PEC [5, 6]

Kỹ thuật dòng xoáy xung sử dụng các xung lặp đi lặp lại có bước sóng ngắn thay cho tín hiệu xung hình sin tần số đơn. Vì khả năng xuyên thấu phụ thuộc vào tần số, nên sự khuếch tán của dòng xung phát ra trùm lên hết chiều dày thành ống. Xung có tần số lớn sẽ xuyên qua kém hơn tần số thấp. Khả năng đâm xuyên phụ thuộc vào thời gian. Khi xuất hiện các vị trí bất liên tục, xung sẽ bị ngắt và hiển thị trên thiết bị bằng thời gian gián đoạn. Từ đó xác định được khuyết tật trên bề mặt và trong thân thiết bị, đường ống bọc bảo ôn.

Phương pháp dòng xoáy xung PEC không cần tháo bảo ôn, sử dụng trong khoảng nhiệt độ rộng -100°C - 550°C nhưng khó phát hiện ăn mòn pitting, không sử dụng đối với thép mạ kẽm hoặc phủ nhôm.

### 3.4. Phương pháp kiểm tra trực quan

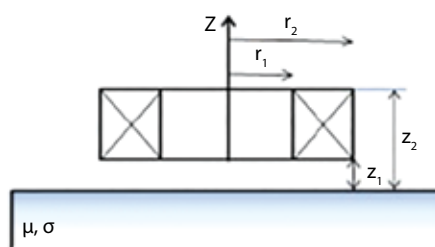
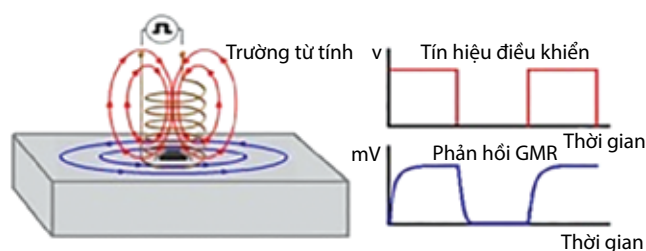
Phương pháp kiểm tra trực quan là phương pháp đơn giản nhất để kiểm tra ăn mòn dưới lớp bảo ôn. Phương pháp này chỉ cần tháo bỏ lớp bảo ôn và kiểm tra điều kiện bề mặt của đường ống hay thiết bị bọc bảo ôn bằng mắt thường. Phương pháp kiểm tra trực quan có thể chia làm



Hình 8. Hình ảnh hiển thị vùng ăn mòn dưới lớp bảo ôn tương ứng [2]



Hình 9. Hình ảnh chụp X quang kỹ thuật số đường ống xuyên qua lớp bọc bảo ôn [4]



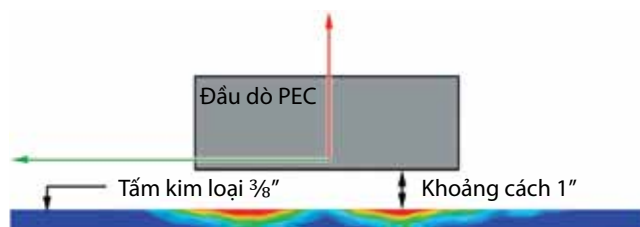
Hình 10. Nguyên lý hoạt động phương pháp dòng xoáy xung PEC [6]

2 dạng: tháo bỏ 1 phần bảo ôn hoặc tháo bỏ hoàn toàn lớp bảo ôn.

Chỉ có phương pháp này mới có thể phát hiện 100% hư hỏng ăn mòn bề mặt bên ngoài. Tuy nhiên nhược điểm là chi phí thực hiện lớn do phải tháo và lắp sửa lại lớp bảo ôn (đặc biệt vị trí phải lắp giàn giáo...); có thể ảnh hưởng đến chế độ công nghệ khi tháo bảo ôn lúc đường ống đang hoạt động.

## 4. Kết luận

Để nâng cao hiệu quả kinh tế và kỹ thuật, các nhà máy sử dụng kết hợp các phương pháp phát hiện ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn. Các nhà máy thường nhận diện và phân loại các loại đường ống, thiết bị có nguy cơ ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn từ cao tới thấp, sau đó đưa ra



Hình 11. Hình ảnh hiển thị vị trí CUI bằng phương pháp dòng xoáy xung PEC [6]



Hình 12. Phương pháp kiểm tra trực quan ăn mòn dưới lớp bảo ôn

chương trình kiểm tra ăn mòn kim loại dưới lớp bảo ôn cho từng đường ống, thiết bị định kỳ, ưu tiên kiểm tra mức rủi ro cao trước và lựa chọn các phương pháp kiểm tra tiết kiệm và hiệu quả nhất.

#### Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Văn Tư. Ăn mòn và bảo vệ vật liệu. Đại học Bách khoa Hà Nội.
2. NDT inspections. *Corrosion Under Insulation and High Temperature Corrosion Conference*.
3. ASNT. *Ultrasonic testing*. Nondestructive testing handbook, Third edition, Volum 7.
4. ASNT. *Radiographic testing*. Nondestructive testing handbook, Third edition, Volume 4.

5. Ivan C.Silva, Ygor T.B.Santos, Lurimar S.Batista, Claudia T.Farias. *Corrosion inspection using pulsed eddy current*. 11<sup>th</sup> European Conference on Non-Destructive Testing (ECNDT), Prague, Czech Republic. October 6 - 10, 2014.

6. TUV. *Pulsed eddy current - detecting corrosion under isolation*.

7. James Higgins. *Corrosion under insulation - Detection methods and inspection*. NACE meeting June 18, 2013.

8. API RP 583. *Corrosion under insulation and fireproofing*. 2014.

9. Plock WI, Barnhart JM. *Corrosion of metals under thermal insulation*. ASTM STP 880. 1985.

10. NACE SP0198. *Control of corrosion under thermal insulation and fireproofing materials - A systems approach*. 2010.

11. Robin Ellis Jones. *Use of microwaves for the detection of corrosion under insulation*. Department of Mechanical Engineering, Imperial College London. 2012.

12. Dharma Abavarathna, William G.Ashbaugh, Russell D.Kanev, Nancy McGowan. *Measurement of corrosion under insulation and effectiveness of protective coatings*.

13. Gary L.Bastin. *Detecting corrosion under paints and insulation*. PRCI pipelines research program meeting. 2011.

14. <http://vnndt.com/san-pham/kiem-soat-an-mon-duong-ong33/kiem-soat-an-mon-duoi-lop-bao-on.html>.

15. V.Mitchell Liss. *Preventing corrosion under insulation*. The National Board of Boiler and Pressure Vessed Inspectors.

## METHODS TO DETECT CORROSION UNDER INSULATION

**Pham Vu Dung, Nguyen Dinh Dung, Nguyen Thi Le Hien**

Vietnam Petroleum Institute

Email: dungpv@vpi.pvn.vn

### Summary

Corrosion under insulation (CUI) is difficult to monitor and control. It is usually only detected when the insulation layer is removed for surveying or when an incident occurs. The study of corrosive detection under the insulation layer therefore plays a very important role in accurately determining the location of high risk of corrosion under insulation, which can help prevent breakdowns and minimise maintenance costs, contributing to the stable, effective and safe operation of the plant. The paper introduces methods for detecting corrosion under insulation such as Radiography, Guided Wave Ultrasonic, Pulsed Eddy Current, Thermography, Neutron Backscatter and Visual Inspection.

**Key words:** Corrosion under insulation, Radiography, Guided Wave Ultrasonic, Pulsed Eddy Current, Thermography, Neutron Backscatter.

## TIN TRONG NƯỚC

### Tiềm năng hợp tác trong lĩnh vực năng lượng giữa Việt Nam - UAE



Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng và Bộ trưởng Bộ Năng lượng và Công nghiệp UAE. Ảnh: Trí Dũng/TTXVN

Ngày 28/3/2019, tại Phủ Chủ tịch, Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng đã tiếp ông Suhail Mohamed Faraj Al Mazrouei - Bộ trưởng Bộ Năng lượng và Công nghiệp Các Tiểu Vương Quốc Ả Rập thống nhất (UAE), nhân chuyến thăm và làm việc tại Việt Nam nhằm thúc đẩy quan hệ hợp tác song phương trong lĩnh vực năng lượng và công nghiệp.

Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng cho rằng hai nước có tiềm năng để thúc đẩy hợp tác đầu tư, đặc biệt trong lĩnh vực năng lượng (năng lượng mới, năng lượng tái tạo), dầu khí, cơ sở hạ tầng; đề nghị hai bên khuyến khích và tạo điều kiện thuận lợi cho doanh nghiệp tiến hành các dự án đầu tư, khảo sát thị trường, thăm dò, khai thác dầu khí và năng lượng tái tạo, đề nghị UAE chia

sẽ kinh nghiệm để Việt Nam có thể đảm bảo được an ninh năng lượng.

Khẳng định Việt Nam và UAE đều có lợi thế riêng, có tiềm năng hợp tác lâu dài, bổ sung cho nhau cùng phát triển, Tổng Bí thư, Chủ tịch nước Nguyễn Phú Trọng tin tưởng rằng quan hệ hữu nghị, hợp tác kinh tế, thương mại, đầu tư giữa Việt Nam và UAE sẽ phát triển năng động hơn, hiệu quả hơn vì lợi ích chung của nhân dân hai nước.

Bộ trưởng Bộ Năng lượng và Công nghiệp UAE đã chuyển thư của Tổng thống UAE Sheikh Khalifa bin Zayed Al Nahyan mời Tổng Bí thư, Chủ tịch nước sang thăm chính thức UAE và tham dự Hội nghị Năng lượng Thế giới lần thứ 24 được tổ chức vào tháng 9/2019 tại Abu Dhabi, UAE. Bộ trưởng Suhail Mohamed Faraj Al Mazrouei bày tỏ mong muốn tăng cường hơn nữa quan hệ hợp tác giữa hai nước trên lĩnh vực kinh tế, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng.

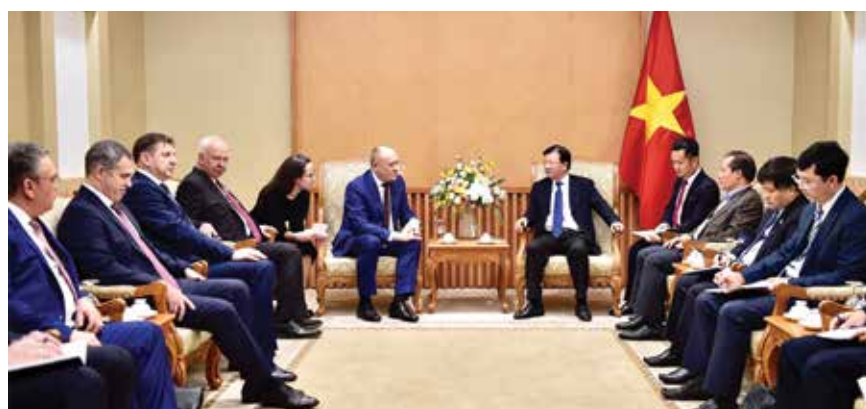
**Nguyễn Hoàng**

### Khuyến khích doanh nghiệp Liên bang Nga mở rộng đầu tư tại Việt Nam

Ngày 14/3/2019, tại Hà Nội, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng tiếp Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov; khẳng định Chính phủ Việt Nam luôn khuyến khích các nhà đầu tư quốc tế, trong đó có nhà đầu tư Nga, sang hợp tác, kinh doanh tại Việt Nam.

Đánh giá cao các dự án đầu tư của Gazprom tại Việt Nam, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đề nghị Gazprom tiếp tục phối hợp chặt chẽ với các bộ/ngành và đối tác Việt Nam để ứng dụng khoa học kỹ thuật, đổi mới quản trị nhằm tiết giảm chi phí, nâng cao hiệu quả đầu tư.

Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov cho biết Gazprom đang phối hợp chặt chẽ với Tập đoàn Dầu



Phó Thủ tướng Trịnh Đình Dũng tiếp Phó Chủ tịch Gazprom Vitaly Markelov. Ảnh: Nhật Bắc/VGP

khí Việt Nam và các đối tác Việt Nam triển khai các dự án khai thác dầu, khí. Trong thời gian tới, Gazprom mong muốn phát triển thêm các dự án đầu tư mới tại Việt Nam trong lĩnh vực dầu khí, từ thăm dò, khai thác, vận chuyển đến chế biến, kinh doanh các sản phẩm dầu khí.

Đánh giá cao ý tưởng mở rộng hợp tác đầu tư của Gazprom, Phó Thủ tướng Chính phủ Trịnh Đình Dũng đề nghị Bộ Công Thương, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam tiếp tục phối hợp chặt chẽ, hướng dẫn, tạo điều kiện để các dự án triển khai đạt hiệu quả cao nhất.

**Xuân Tuyền**

## Bổ sung nguồn khí thiếu hụt cho Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau



TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc PVN ký Thỏa thuận khung với đối tác Petronas. Ảnh: PVN

**N**gày 15/3/2019, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Petronas đã ký Thỏa thuận khung (HOA) mua bán khí bổ sung cho Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau với nguồn khí từ quyền nhận của Petronas trong Hợp đồng chia sản phẩm Lô PM3-CAA và từ các nguồn khí khác của Malaysia.

Trên cơ sở Thỏa thuận khung này, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Petronas sẽ triển khai đàm phán Hợp

đồng mua bán khí, làm cơ sở thực hiện việc cấp khí bổ sung cho Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau tiếp tục vận hành ổn định, hiệu quả.

Hiện nhu cầu tiêu thụ khí của Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau vào khoảng 2,2 tỷ m<sup>3</sup>/năm, sử dụng nguồn khí thiên nhiên từ Lô PM3-CAA. Từ năm 2007 đến nay, khí cung cấp cho Cụm công nghiệp này gồm lượng khí theo quyền nhận của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và lượng

khí nhận bù từ Petronas trong Hợp đồng chia sản phẩm Lô PM3-CAA.

Với sự hợp tác chặt chẽ trong quá trình thực hiện hợp đồng mua bán khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam luôn được ưu tiên nhận khí tối đa trong mùa khô và được Petronas hỗ trợ nhận khí dư trong mùa mưa. Nhờ đó, Cụm công nghiệp Khí - Điện - Đạm Cà Mau luôn vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho đất nước, là động lực phát triển kinh tế - xã hội cho khu vực Tây Nam bộ.

Dự kiến từ cuối năm 2019, đầu năm 2020, sau khi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nhận hết lượng khí bù từ Petronas, Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau chỉ còn được cung cấp khí theo quyền nhận của phía Việt Nam, ước tính sẽ thiếu hụt khoảng hơn 1 tỷ m<sup>3</sup>/năm. Do vậy, cần bổ sung nguồn khí kịp thời cho Cụm Khí - Điện - Đạm Cà Mau, đảm bảo an ninh năng lượng và sự phát triển kinh tế - xã hội của khu vực Tây Nam Bộ.

**Nguyễn Hoàng**

## Nâng cao hiệu quả khai thác dầu bằng máy bơm điện ly tâm ngầm

**N**gày 12/3/2019, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft đã tổ chức Hội thảo "Trao đổi kinh nghiệm, nâng cao hiệu quả khai thác dầu bằng máy bơm điện ly tâm ngầm (ESP) tại thềm lục địa Việt Nam". Hội thảo nằm trong chương trình Hội thảo chiến lược đã được Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Zarubezhneft nhất trí nhằm trao đổi kinh nghiệm công tác phát triển và vận hành khai thác các mỏ dầu khí ở Việt Nam và Liên bang Nga.

Các chuyên gia, nhà khoa học của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Zarubezhneft, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", Rusvietpetro, Cuu Long JOC, Lam Son JOC, Schlumberger, Baker Hughes và Novomet đã tập trung phân tích các khó khăn gặp phải khi sử dụng máy



Các đại biểu tham dự Hội thảo. Ảnh: PVN

bơm điện ly tâm ngầm như: nhiệt độ cao, áp suất cao, độ ngập nước, tỷ suất khí dầu cao, hiện tượng cát xâm nhập, hiện tượng lắng đọng muối, lắng đọng paraffin...

Các báo cáo tại Hội thảo cho thấy việc sử dụng máy bơm điện ly tâm ngầm tại tầng Miocene và móng giúp tăng lưu lượng khai thác của giếng, đặc biệt là các giếng tầng móng tại mỏ Sư Tử Vàng của Cuu Long JOC độ

ngập nước đã giảm sau khi sử dụng máy bơm điện ly tâm ngầm.

Kết quả nghiên cứu ban đầu của Zarubezhneft cho thấy khả năng có thể sử dụng máy bơm điện ly tâm ngầm tại tầng Miocene mỏ Bạch Hổ. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Vietsovpetro sẽ tiếp tục nghiên cứu đánh giá để có các đề xuất cụ thể cùng Zarubezhneft.

**Hoàng Anh**

## Vietsovetro đã khai thác 919 nghìn tấn dầu/condensate



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: PVN

**T**rong 3 tháng đầu năm 2019, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovetro” đã khai thác 919 nghìn tấn dầu/condensate tại Lô 09-1 (vượt kế hoạch 7,5%). Trong đó có 669,5 nghìn tấn từ mỏ Bạch Hổ, 170,1 nghìn tấn từ mỏ Rồng, 20,9 nghìn tấn từ mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, 23 nghìn tấn từ mỏ Gấu Trắng và 35,6 nghìn tấn từ mỏ Thỏ Trắng. Tại Lô 09-

3/12, Vietsovetro đã khai thác 43,7 nghìn tấn dầu/condensate (vượt kế hoạch 7,1%).

Vietsovetro cho biết khối lượng khí cung cấp về bờ trong 3 tháng đầu năm đạt 295,2 triệu m<sup>3</sup> (vượt kế hoạch 94,2%); 661,9 triệu m<sup>3</sup> khí được sử dụng cho khai thác dầu bằng gaslift tại Lô 09-1.

Từ đầu năm 2019 đến nay, Vietsovetro đã thực hiện 743m khoan thăm dò, 12.505m khoan khai thác (vượt kế hoạch 19,6%) tại Lô 09-1 và 11.251m khoan khai thác tại Lô 09-3/12.

Về xây dựng công trình biển, khối lượng gia công đạt 2.076 tấn (vượt kế hoạch 6,1%); lắp ráp ngoài biển 1.795,2 tấn kết cấu kim loại (vượt kế hoạch 259,5%), chống ăn mòn 28.298m<sup>2</sup> (vượt kế hoạch 8,2%).

Trong 3 tháng đầu năm, doanh thu bán dầu của Vietsovetro đạt 451,5 triệu USD (vượt kế hoạch 8,7%), nộp ngân sách Nhà nước đạt 184,1 triệu USD (vượt kế hoạch 8,5%). Lợi nhuận phía Việt Nam đạt 33,5 triệu USD (vượt kế hoạch 8,5%) và lợi nhuận phía Nga đạt 32,5 triệu USD (vượt kế hoạch 9,3%).

**Thanh Cảnh**

## Lắp dựng Panel Row 8 chân đế Sao Vàng



Chân đế Sao Vàng được lắp dựng tại Cảng Vietsovetro. Ảnh: VSP

**N**gày 29/3/2019, tại Cảng Vietsovetro, Xí nghiệp Xây lắp Khảo sát và Sửa chữa các công trình Khai thác Dầu khí - Liên doanh Việt - Nga “Vietsovetro” đã lắp dựng thành công Panel Row 8 chân đế Sao Vàng. Đây là mốc quan trọng của dự án với khối lượng lớn (1.800 tấn), Vietsovetro đã huy động 8 cầu bánh xích để tiến hành công tác lắp dựng.

Dự án Sao Vàng - Đại Nguyệt do Idemitsu Kosan (Nhật Bản) là đại diện chủ đầu tư, Công ty TNHH MTV Dịch vụ Cơ khí Hàng hải (PTSC M&C) là tổng thầu EPCIC, gồm 2 mỏ Sao Vàng (Lô 05-1b) và Đại Nguyệt (Lô 05-1c), bể Nam Côn Sơn. Theo kế hoạch, mỏ Sao Vàng sẽ được đưa vào khai thác từ Quý III/2020.

**Nguyễn Thanh**

## CÁC GIẢI PHÁP KỸ THUẬT BẢO VỆ ĂN MÒN

Ngày 29/3/2019, tại Tp. Đà Lạt, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovetro” đã tổ chức Hội thảo với chủ đề “Thực trạng và các giải pháp kỹ thuật bảo vệ ăn mòn các hệ thống công nghệ tại các công trình dầu khí của Vietsovetro”.

Hội thảo đã tập trung thảo luận các vấn đề: “Thực trạng ăn mòn hệ thống ở các công trình dầu khí của Vietsovetro”; “Thực trạng công tác tổ chức chống ăn mòn hệ thống các bình áp lực và đường ống tại các công trình biển”; “Nguyên nhân gây ăn mòn các đường ống và thiết bị tại Lô 09-1 và các giải pháp kiểm soát ăn mòn bên trong và bên ngoài hệ thống công nghệ tại các mỏ dầu khí”. Hội thảo chia sẻ kinh nghiệm: “Bảo vệ các đường ống ngầm vận chuyển dầu chống lại nguy cơ ăn mòn bên trong”; “Kinh nghiệm chống ăn mòn thiết bị và hệ thống đường ống công nghệ ở các mỏ dầu ngoài khơi Azerbaijan và các giải pháp đề xuất để bảo vệ ăn mòn thiết bị dầu khí và đường ống tại các mỏ của Vietsovetro”; “Tổng quan về ăn mòn thiết bị công nghệ trong và ngoài nước, kinh nghiệm xử lý chống ăn mòn và kiểm soát các hệ thống công nghệ trong ngành công nghiệp dầu khí”.

**Nguyễn Thanh**

## Sản lượng khai thác của PVEP vượt kế hoạch 4%



Sản lượng khai thác của riêng PVEP trong Quý I/2019 đạt 1,17 triệu tấn quy dầu (vượt kế hoạch 4%). Ảnh: PVEP

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) cho biết tổng sản lượng khai thác của riêng PVEP trong Quý I/2019 đạt 1,17 triệu tấn quy dầu (vượt kế hoạch 4%), trong đó có 0,81 triệu tấn dầu và 362 triệu m<sup>3</sup> khí. Tổng doanh thu của PVEP ước đạt 9.037 tỷ đồng (đạt 101% so với kế hoạch); lợi nhuận trước thuế ước đạt 2.739 tỷ đồng (vượt kế hoạch 41%); nộp ngân sách Nhà nước 2.525 tỷ đồng (đạt 101% so với kế hoạch).

Trong Quý I/2019, PVEP triển khai 4 giếng khoan thăm dò; gia tăng trữ lượng đạt 1,21 triệu tấn quy dầu. PVEP đã triển khai công tác phát triển tại các dự án theo kế hoạch đề ra, đặc biệt đã cùng với các đối tác (Vietsovpetro, Bitexco) tập trung triển khai Dự án Lô 09-3/12 (mỏ Cá Tầm) và có dòng dầu đầu tiên vào ngày 25/1/2019 với sản lượng trung bình ước đạt 9.000 thùng/ngày.

Hoạt động đầu tư của PVEP tiếp tục được rà soát, thực hiện dựa trên

cơ sở xem xét mức độ cần thiết/đáp ứng điều kiện triển khai về mặt kỹ thuật, hiệu quả kinh tế/thủ tục pháp lý với nguyên tắc tiết kiệm, tối ưu trong quá trình thực hiện. Kết quả, giá trị thực hiện đầu tư (Capex) Quý I/2019 ước khoảng 57,51 triệu USD (tương đương 1.323 tỷ đồng) và chi phí vận hành khai thác (Opex) ước khoảng 106,40 triệu USD (tương đương 2.447 tỷ đồng).

PVEP cho biết sẽ tiếp tục theo dõi sát sao sản lượng khai thác thực tế so với kế hoạch được giao, thường xuyên cập nhật số liệu khai thác, rà soát và phân tích thường xuyên để có những kiến nghị kịp thời, hiệu quả nhằm tối ưu khai thác, thực hiện các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu nhằm đảm bảo sản lượng khai thác dầu khí trong và ngoài nước theo kế hoạch được giao trong Quý II/2019 là 0,68 triệu tấn dầu và 308 triệu m<sup>3</sup> khí.

**Nguyễn Mạnh**

## Chiến lược tìm kiếm thăm dò - phát triển khai thác PVEP giai đoạn 2019 - 2025

Ngày 29/3/2019, tại Hải Phòng, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) tổ chức Hội nghị chiến lược tìm kiếm thăm dò - phát triển khai thác giai đoạn 2019 - 2025. Hội nghị đã tập trung phân tích, đánh giá kết quả tìm kiếm, thăm dò, phát triển khai thác của PVEP trong giai đoạn 2007 - 2018; hiện trạng các dự án/lô dầu khí PVEP đang triển khai ở trong và ngoài nước; kế hoạch, định hướng công tác tìm kiếm, thăm dò, phát triển khai thác trong giai đoạn 2019 - 2025...

Trong giai đoạn 2007 - 2018, PVEP đã thực hiện thu nổ trên 140.000km địa chấn 2D và khoảng 50.000km<sup>2</sup> địa chấn 3D; khoan thăm dò thăm lượng 238 giếng; có 41 phát hiện dầu khí mới. Gia tăng trữ lượng giai đoạn 2007 - 2018 đạt 126 triệu tấn quy

đổi (đạt 110% kế hoạch), trong đó gia tăng trữ lượng dầu chiếm 65%, khí chiếm 35%.

Về công tác phát triển mỏ, PVEP đã đưa vào khai thác 43 mỏ mới gồm 34 mỏ dầu, 9 mỏ khí trong giai đoạn 2007 - 2018. Tổng sản lượng khai thác đạt 60 triệu tấn quy đổi (đạt 103% kế hoạch). Trong đó, sản lượng khai thác PVEP đạt đỉnh vào năm 2015 với 4,65 triệu tấn dầu và 1,27 tỷ m<sup>3</sup> khí.

Tại Hội thảo, TS. Nguyễn Quốc Thập - Phó Tổng giám đốc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam yêu cầu PVEP phối hợp với các chuyên gia đầu ngành tìm kiếm các giải pháp kỹ thuật nhằm nâng cao hiệu quả của công tác tìm kiếm, thăm dò, phát triển khai thác, đồng thời tiếp tục tăng cường đầu tư cho công tác thăm dò thăm lượng. Lãnh đạo Tập đoàn đề nghị PVEP cần

rà soát, hoàn thiện chiến lược đầu tư, từ đó đưa ra kế hoạch, giải pháp cụ thể để xây dựng PVEP phát triển bền vững, tạo tiền đề cho sự phát triển của Tập đoàn trong giai đoạn tới.

Trên cơ sở ý kiến trao đổi tại Hội thảo, Lãnh đạo PVEP yêu cầu khối tìm kiếm, thăm dò, phát triển, khai thác của Tổng công ty tiếp thu đầy đủ các ý kiến trao đổi tại hội thảo để hoàn chỉnh báo cáo chiến lược tìm kiếm thăm dò - phát triển khai thác giai đoạn 2019 - 2025. Tổng giám đốc PVEP Trần Quốc Việt nhấn mạnh, việc thực hiện tốt, hiệu quả, an toàn công tác tìm kiếm, thăm dò, phát triển, khai thác dầu khí sẽ đảm bảo quá trình phát triển bền vững của PVEP trong giai đoạn tới được đánh giá còn nhiều khó khăn, thách thức.

**Mạnh Hòa**

## Bàn giao mặt bằng Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất trước 30/5/2019

**N**gày 29/3/2019, Văn phòng UBND tỉnh Quảng Ngãi cho biết Chủ tịch UBND tỉnh Trần Ngọc Căng đã chủ trì họp giải quyết vướng mắc liên quan đến công tác bồi thường, giải phóng mặt bằng Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Chủ tịch UBND tỉnh Quảng Ngãi chỉ đạo đến ngày 30/5/2019 phải hoàn thành dứt điểm công tác giải phóng mặt bằng và bàn giao cho Công ty CP Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR).

Theo Ban quản lý Khu kinh tế Dung Quất và các khu công nghiệp tỉnh Quảng Ngãi, đến nay công tác bồi thường, giải phóng mặt bằng Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất cơ bản hoàn thành khoảng 105,4 ha/108,2 ha (đạt 97%), tổng giá trị bồi thường theo phương án được duyệt hơn 323 tỷ đồng. Hiện



Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Ảnh: BSR

nay, còn 48 nhà chưa tháo dỡ, bàn giao mặt bằng, trong đó có 47 nhà đã nhận tiền bồi thường.

Trước đó ngày 27/2/2019, Bộ Tài nguyên và Môi trường đã chính thức phê duyệt Báo cáo đánh giá tác động môi trường của dự án.

Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất được Ban quản lý Khu kinh tế Dung Quất trao Giấy chứng nhận đầu tư từ năm 2014, tổng mức đầu tư khoảng 1,82 tỷ USD.

**Khôi Nguyên**

## DMC và BIG hợp tác kinh doanh khí công nghiệp

**N**gày 8/3/2019, tại Hà Nội, Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí (DMC) và Bangkok Industrial Gas Co., Ltd. (BIG) đã ký Thỏa thuận hợp tác phát triển kinh doanh lĩnh vực khí công nghiệp tại Việt Nam.

Thỏa thuận hợp tác có 2 điểm quan trọng gồm: Thành lập nhóm công tác nghiên cứu thị trường khí tại Việt Nam, tiến tới thành lập liên doanh giữa DMC và BIG (dự kiến vào Quý III/2019) và tiếp cận các doanh nghiệp tiềm năng có nhu cầu lớn về khí công nghiệp, triển khai cung cấp khí công nghiệp cho các đơn vị như BSR, NSRP... Trong thời gian tới, DMC và BIG sẽ thành lập nhóm nghiên cứu chung, triển khai nghiên cứu thị trường khí công nghiệp Việt Nam, hoàn thành báo cáo phương án kinh doanh khí công nghiệp tại Việt Nam. Trên cơ sở kết quả phương án kinh



Đại diện DMC và BIG ký kết thỏa thuận hợp tác kinh doanh khí công nghiệp. Ảnh: PVN

doanh khả thi, hiệu quả, DMC và BIG sẽ tiến hành các thủ tục để thành lập công ty liên doanh có tên PVIG.

Tổng giám đốc DMC Hoàng Trọng Dũng tin tưởng với nền tảng công nghệ, kỹ thuật của BIG và sự am hiểu thị trường Việt Nam, kinh nghiệm kinh doanh của DMC sẽ đem đến lợi ích lâu dài cho các bên và cả thị trường khí công nghiệp Việt Nam.

TS. Chokchai Aksaranan - Chủ

tịch BIG tin tưởng việc ký kết thỏa thuận hợp tác sẽ đem đến lợi ích lớn nhất cho thị trường khí công nghiệp Việt Nam.

BIG là doanh nghiệp có trên 30 năm kinh nghiệm về khai thác và kinh doanh khí công nghiệp. BIG đã phát triển cùng với Khu công nghiệp Map Ta Phut, Rayong, Thái Lan và có tiềm năng kỹ thuật, công nghệ tiên tiến về công nghiệp khí.

**Hồng Trang**



## PV Drilling liên tiếp trúng thầu cung cấp giàn khoan tại Malaysia



Giàn khoan PV Drilling III. Ảnh: PVN

**T**ổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) cho biết đã liên tiếp trúng thầu cung cấp giàn khoan tự nâng cho các đối tác lớn như Repsol, Sapura... để triển khai các chiến dịch khoan tại Malaysia.

Được đóng mới tại Singapore và đưa vào vận hành từ ngày 4/3/2015, giàn tự nâng PV Drilling VI có hiệu suất vận hành cao và được Hiệp hội các nhà thầu khoan quốc tế (IADC)

chứng nhận 4 năm vận hành không để xảy ra tai nạn gây mất thời gian lao động (Zero LTI). Sau khi hoàn thành chương trình khoan cho Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" tại mỏ Cá Tầm (cuối tháng 4/2019), giàn PV Drilling VI sẽ tiếp tục thực hiện chiến dịch khoan của ENI tại Lô 114, bể Sông Hồng đến cuối tháng 6/2019, sau đó sẽ thực hiện chương trình khoan tại Malaysia trong thời gian 9 tháng.

Giàn khoan tự nâng PV Drilling I được IADC chứng nhận 12 năm vận hành không để xảy ra tai nạn gây mất thời gian lao động. Hiện nay, giàn PV Drilling I đang khoan cho Murphy Oil tại mỏ Lạc Đà Trắng (LDT-1X) và đến đầu tháng 5/2019 sẽ chuyển sang khoan tại Malaysia đến cuối năm 2019.

Trước đó, giàn khoan tự nâng PV Drilling II đã di chuyển an toàn đến Malaysia, để thực hiện chiến dịch khoan trong 120 ngày.

Malaysia là thị trường khoan lớn tại khu vực Đông Nam Á với các tiêu chí lựa chọn nhà thầu khắt khe. Nhờ chú trọng nâng cao năng lực cung cấp dịch vụ, hiệu suất hoạt động, chỉ số an toàn, giá chào thầu cạnh tranh... PV Drilling đã tham gia đấu thầu và thắng thầu quốc tế, xây dựng và nâng cao uy tín của nhà thầu khoan Việt Nam.

**Phạm Minh**

## PV Drilling thuê giàn tự nâng Hakuryu-11 để khoan trong nước



Giàn khoan biển tự nâng Hakuryu-11. Nguồn: JDC

**N**gày 25/3/2019, Tổng công ty CP Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PV Drilling) đã ký hợp đồng cung cấp giàn khoan tự nâng

và các dịch vụ khoan cho đối tác ở ngoài khơi Vũng Tàu. Chương trình khoan dự kiến bắt đầu vào tháng 10/2019 với 5 giếng chắc chắn, 1 giếng gia hạn với tổng thời gian thực hiện khoảng 12 tháng.

Để triển khai hợp đồng vừa ký kết, PV Drilling đã thuê giàn khoan Hakuryu-11 của Japan Drilling (JDC). Đây là giàn khoan tự nâng 3 chân, thuộc thế hệ giàn khoan hiện đại, phiên bản Super B Class, do Keppel FELS Singapore sản xuất năm 2013, giàn có thể khoan đến 10.668m ở mức nước sâu tối đa 130m.

Theo kế hoạch Quý III/2019, 4 giàn khoan tự nâng của PV Drilling sẽ thực hiện các chiến dịch khoan tại Malaysia.

**Hồng Minh**

## PETROSETCO ĐỘC QUYỀN PHÂN PHỐI SẢN PHẨM PHÂN BÓN HỮU CƠ CỦA MỸ



Lễ ký hợp đồng độc quyền phân phối sản phẩm phân bón hữu cơ Humate của Humate USA Inc. tại Việt Nam.

Ảnh: Petrosetco

Ngày 23/3/2019, tại Tp. Hồ Chí Minh, Tổng công ty CP Dịch vụ Tổng hợp Dầu khí (Petrosetco) đã ký hợp đồng độc quyền phân phối sản phẩm phân bón hữu cơ Humate của Humate USA Inc. tại Việt Nam. Humate USA Inc. là doanh nghiệp chuyên cung cấp và đáp ứng kỹ thuật về nông nghiệp, đặc biệt về các sản phẩm hữu cơ cung cấp nguồn dinh dưỡng tái tạo đất. Sản phẩm đạt chứng nhận OMRI (Organic Materials Review Institute) được cấp bởi Viện Nghiên cứu Vật liệu Hữu cơ Mỹ.

**Trúc Lâm**

## TIN THẾ GIỚI

### Aker Energy phát hiện dầu ngoài khơi Ghana

Aker Energy, điều hành Lô Deep-water Tano Cape Three Points (DWT/CTP), cho biết đã phát hiện dầu ở giếng Pecan South-1A, phía Nam mỏ Pecan, ngoài khơi Ghana.

Aker Energy cho biết sẽ tiếp tục khoan thêm 1 giếng mới bằng tàu khoan Maersk Viking để xác minh trữ lượng của mỏ Pecan (hiện trữ lượng ước tính khoảng 450 - 550 triệu thùng dầu quy đổi).

Dựa trên kết quả khoan này, Aker Energy ước tính tổng trữ lượng có thể đưa vào kế hoạch đại cương phát triển mỏ (ODP) có khả năng tăng lên 600 - 1.000 triệu thùng dầu quy đổi. Sau khi trình ODP vào cuối tháng 3/2019, Aker Energy đã xác



Tàu khoan Maersk Viking. Nguồn: Maersk Drilling

định thêm nhiều giếng khoan mục tiêu với hy vọng trữ lượng tại mỏ Pecan có thể tăng hơn nữa.

Aker Energy là nhà điều hành Lô DWT/CTP với 50% cổ phần. Các đối

tác của Aker Energy là LUKOIL (38%), Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Ghana (GNPC) (10%) và Fueltrade (2%).

**Quang Trung** (theo Aker Energy)

### Gazprom khởi động kế hoạch phát triển toàn diện mỏ Kharasaveyskoye



Mỏ Kharasaveyskoye. Nguồn: Gazprom

**G**azprom bắt đầu phát triển toàn diện mỏ khí và condensate Kharasaveyskoye trên bán đảo Yamal của Liên bang Nga.

Mỏ Kharasaveyskoye bắt đầu cung cấp khí đốt vào năm 2023 với sản lượng đạt 32 tỷ m<sup>3</sup>/năm tại thành tạo tuổi Cenomanian-Aptian. Và sau đó sẽ khai thác đến tầng sâu hơn tuổi Neocomian-Jurassic.

Việc khoan giếng khai thác sẽ được triển khai vào tháng 6/2020. Kế hoạch phát triển mỏ

gồm: khoan 236 giếng khai thác khí, xây dựng 1 nhà máy xử lý khí, 1 trạm nén khí tăng áp, cơ sở hạ tầng vận chuyển và điện. Một đường ống mới dài 106km sẽ kết nối mỏ Kharasaveyskoye với mỏ Bovanenkovskoye ở phía Nam và đưa khí vào Hệ thống cung cấp khí thống nhất của Liên bang Nga. Gazprom ước tính mỏ Kharasaveyskoye có trữ lượng khoảng 2 nghìn tỷ m<sup>3</sup>.

**Hiền Trang** (theo Gazprom)

### INDONESIA PHÁT HIỆN 10 KHU VỰC CÓ TRỮ LƯỢNG LỚN DẦU KHÍ

Cơ quan đặc trách hoạt động thăm dò dầu khí Indonesia (SKK Migas) công bố 10 khu vực có trữ lượng dầu khí tiềm năng gồm: Bắc Sumatra, Trung Sumatra, Nam Sumatra, ngoài khơi Tarakan, Đông Bắc eo biển Java-Makassar, ngoài khơi Kutai, ngoài khơi Buton, Bắc Papua, Bird Body Papua và Warim Papua.

Thứ trưởng Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản Indonesia Arcandra Tahar cho biết các mỏ dầu khí ở một số khu vực có trữ lượng khổng lồ. Indonesia xác nhận đã phát hiện trữ lượng khí đốt tự nhiên khoảng 2.000 tỷ ft<sup>3</sup> ở phía Nam Sumatra, Lô Sakakemang, quận Musi Banyuasin. Hiện Repsol đang khẩn trương tổ chức triển khai các hợp đồng hợp tác khai thác ở khu vực này.

Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản Indonesia cho rằng việc phát hiện các mỏ dầu mới sẽ khuyến khích hoạt động thăm dò dầu khí ở Indonesia, vì có khu vực vẫn chưa được khám phá rất có thể có tiềm năng lớn. Trong tương lai, chính phủ Indonesia sẽ đơn giản hóa quy trình cấp phép ở các khu vực khai thác dầu khí, đồng thời sẽ tiếp tục cho phép phân tích các dữ liệu tại các khu vực đăng ký thăm dò dầu khí.

**Đỗ Quyền** (theo TTXVN)

## Vår Energi phát hiện dầu khí mới tại Biển Bắc

**N**gày 19/3/2019, Vår Energi công bố phát hiện dầu khí tại giếng thăm dò 24/9-14S và giếng thăm lượng 24/9-14A trong cấu tạo triển vọng Froskelår Main thuộc khu vực giấy phép khai thác 869 ở Biển Bắc. Vår Energi nắm giữ 20% cổ phần tại khu vực này, trong khi Aker BP ASA (nhà điều hành) nắm giữ 60% và Lundin Na Uy AS chiếm 20%. Các giếng nằm trong khu vực nước sâu 120m, cách mỏ Bøyla khoảng 4km về phía Tây Bắc và được khoan bằng giàn bán chìm Scarabeo 8.

Giếng thăm dò 24/9-14S được khoan tới hệ tầng Paleocene Sele với

tổng chiều sâu khoan đạt 2.097m. Giếng phát hiện cột khí 68m và vỉa dầu 38m.

Giếng đã gặp tầng cát chứa dầu và khí tương ứng với kết quả minh giải của Hordaland, đặc tính của tầng chứa từ tốt đến rất tốt. Giếng khoan xiên 24/9-14A xác định ranh giới dầu nước tại độ sâu tương ứng là 1.847m và 4.432m. Giếng đã gặp tầng cát kết có chiều dày tầng sản phẩm đạt 540m.

Trữ lượng thu hồi ước tính của phát hiện này đạt từ 63 - 132 triệu thùng dầu quy đổi. Phát hiện có thể

được kết nối với cơ sở hạ tầng hiện có ở khu vực Alvheim gần đó.

Vår Energi là kết quả của việc hợp nhất Point Resources AS và Eni Norge AS vào cuối năm 2018. Vår Energi thuộc sở hữu của ENI với 69,9% cổ phần và được điều hành bởi HitecVision với 30,4% cổ phần. Vår Energi đang sở hữu trên 100 giấy phép và quyền điều hành khai thác dầu khí trên thềm lục địa Na Uy; mỏ Goliat ở biển Barents, mỏ Marulk ở biển Na Uy và các mỏ Balder, Jotun, Ringhorne ở Biển Bắc. Sản lượng hiện tại của Vår Energi đạt khoảng 160.000 thùng/ngày.

**Linh Chi** (theo Eni)

## Petrobras đưa vào vận hành FPSO tại mỏ Búzios



FPSO P-76 có công suất xử lý tới 150.000 thùng dầu và nén tới 6 triệu m<sup>3</sup> khí tự nhiên mỗi ngày. Nguồn: Petrobras

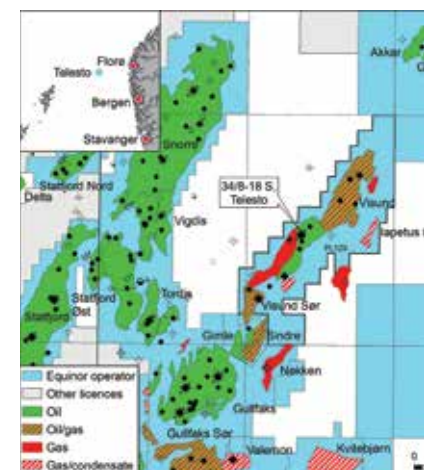
Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Brazil (Petrobras) thông báo đã bắt đầu khai thác dầu và khí tự nhiên bằng FPSO P-76 tại khu vực nước sâu 2.030m thuộc mỏ Búzios, trong khu vực tiền muối (Pre-salt) bể Santos, cách bờ biển bang Rio de Janeiro, Brazil khoảng 180km. FPSO P-76 có công suất xử lý mỗi ngày lên tới 150.000 thùng dầu và 6 triệu m<sup>3</sup> khí tự nhiên, được kết nối với 10 giếng khai thác và 7 giếng bơm ép. Đây là FPSO thứ hai trong số 4 FPSO Petrobras đưa vào sử dụng

trong năm nay. Trước đó, FPSO P-75 đã được đưa vào khai thác tại mỏ Búzios khu vực nước sâu 2.000m.

Theo thống kê, Petrobras đã khai thác trung bình 2,63 triệu thùng dầu quy đổi/ngày gồm 2,53 triệu thùng/ngày ở Brazil và 101.000 thùng/ngày ngoài Brazil. Trung bình năm 2018, tổng sản lượng khai thác của Petrobras (gồm sản lượng của Petrobras và chia sản phẩm từ đối tác) đạt 3,29 triệu thùng quy đổi, trong đó có 3,16 triệu thùng được khai thác ở Brazil.

**Trang Yến** (theo TTXVN)

## EQUINOR PHÁT HIỆN DẦU Ở BIỂN BẮC



Vị trí giếng Telemo. Nguồn: Equinor

Equinor cùng với các đối tác là Petoro, ConocoPhillips và Repsol đã phát hiện dầu từ giếng thăm dò Telemo ở Biển Bắc. Trữ lượng thu hồi ước tính 12 - 28 triệu thùng.

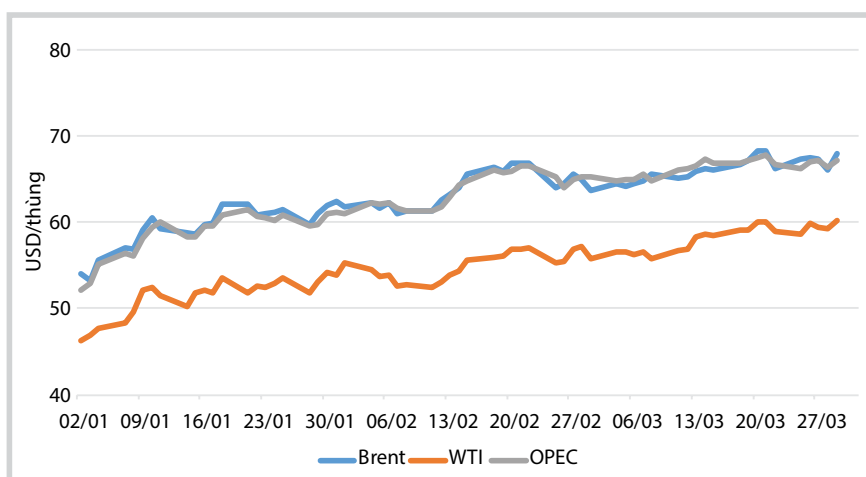
Giếng thăm dò Telemo số 34/8-18 S được khoan ở khu vực Tampen, phía Bắc Biển Bắc theo giấy phép khai thác 120 cấp ngày 9/2/2019. Giếng được khoan tới thành tạo Lunde tuổi Triassic muộn với tổng chiều sâu khoan đạt 6.039m. Giếng đã gặp tầng sản phẩm có chiều dày 115m.

Equinor và các đối tác đang xem xét kết nối các phát hiện gần đây và giếng thăm dò Telemo với cơ sở hạ tầng sẵn có ở mỏ Visund.

**Hiên Trang** (theo Equinor)



## THỊ TRƯỜNG DẦU KHÍ



Hình 1. Diễn biến giá dầu giao ngay trong 3 tháng đầu năm 2019. Nguồn: EIA & OPEC

### Đầu tư cơ bản

Đầu tư cơ bản (capex) trong lĩnh vực dầu khí ở Bắc Mỹ tăng 20% trong năm 2018 đã đưa capex trung bình toàn thế giới lên mức 9%. Theo khảo sát của World Oil, trong năm 2019, Mỹ chỉ tăng đầu tư ở mức 10%, còn ở Canada chỉ tăng 5% nên so với năm trước mức tăng đầu tư cho các hoạt động thượng nguồn ở khu vực Bắc Mỹ sẽ chỉ đạt 10,3% (Bảng 1).

Đầu tư toàn cầu được dự báo tăng 7% năm 2019 - tăng liên tục kể từ sau năm 2014. Đây là điều đáng mừng khi các công ty dầu khí đã phải đối mặt với khó khăn về huy động vốn đầu tư cho các dự án thượng nguồn, cả ở đất liền và trên biển (Bảng 2).

Mặc dù trong 2 năm liên tiếp ngân sách đầu tư liên tục được cải thiện nhưng trong năm 2019, có thể vẫn thấp hơn 35% so với mức đỉnh

đã đạt được năm 2014. Mức tăng này chưa đủ để đảm bảo an toàn (còn rủi ro) khi nguồn cung dầu thô bị gián đoạn.

Vấn đề dòng tiền mặt (cash flow) và giá dầu vẫn là yếu tố hàng đầu quyết định ngân sách đầu tư trong năm 2019. Hai yếu tố này đã được xếp hạng 1 hoặc 2 trong 9 năm qua sau giai đoạn kéo dài 11 năm giá khí đốt chiếm ưu thế.

Các chuyên gia phân tích thị trường cho rằng giá dịch vụ dầu khí trong năm 2019 sẽ không có biến động lớn. Evercore dự báo ngân sách dành cho hoàn thiện giếng sẽ cao hơn khoan giếng do số lượng giếng mới không tăng nhiều.

Chi phí hoạt động thăm dò được dự báo sẽ tăng đáng kể trong năm 2019 vì các công ty dầu khí cần gia tăng trữ lượng để bảo đảm chiến

lược phát triển từ ngắn hạn đến dài hạn. Gần 1/3 ý kiến được khảo sát cho rằng ngân sách thăm dò 2019 sẽ tăng thêm 50% hoặc ít nhất là giữ bằng năm trước, chỉ có 20% ý kiến cho rằng sẽ giảm 20%.

Các hoạt động dầu khí biển đang tăng trở lại mặc dù giá dầu đầu năm 2019 chưa ổn định (Hình 1). Số lượng giàn khoan biển và tàu khoan làm việc trong điều kiện khắc nghiệt được đóng mới và đưa vào hoạt động nhiều hơn.

### Hoạt động thượng nguồn

Bắc Mỹ: Trữ lượng tại chỗ/địa chất của các thành tạo chứa dầu khí có độ thấm thấp và đá phiến sét tại Mỹ đã tăng 19,2%, từ 35,213 tỷ thùng lên 41,990 tỷ thùng. Trong khi đó, trữ lượng khí đốt xác minh tăng 36,1%, từ 341,1 nghìn tỷ ft<sup>3</sup> lên 464,3 nghìn tỷ ft<sup>3</sup>, chủ yếu từ các play ở vùng Đông Bắc Mỹ. Trữ lượng xác minh tăng gần gấp đôi so với 10 năm trước và sẽ được bổ sung thông qua chương trình gia tăng trữ lượng trong các năm tiếp theo. Sản lượng dầu thô và condensate của Mỹ đã đạt mốc 10,9 triệu thùng/ngày, đứng thứ 3 thế giới, sau Liên bang Nga và Saudi Arabia. Điều này giúp Mỹ có thể điều khiển giá dầu toàn cầu do nước này tiêu thụ đến 1/4 lượng dầu giao dịch trên thị trường. Trữ lượng dầu khí khổng lồ không những giúp Mỹ có thể bảo đảm an ninh năng lượng lâu dài mà còn giữ giá dầu

thấp một cách hợp lý, có lợi cho nền kinh tế Mỹ cũng như đối phó với các đối thủ sở hữu trữ lượng dầu khí lớn (như Liên bang Nga, OPEC) dùng giá dầu cao làm vũ khí kìm chế sự phát triển của nền kinh tế Mỹ trước khi nhân loại chuyển sang sử dụng các nguồn năng lượng tái sinh, sạch, thay thế cho dầu khí.

Hoạt động thăm dò dầu khí được Mỹ tăng cường trên cả đất liền lẫn trên biển. Chính phủ Mỹ cho phép thăm dò - khai thác ở các khu vực trước đây bị cấm thăm dò vì lý do an ninh quốc phòng, bảo vệ động vật hoang dã hoặc bảo vệ môi trường... Do đó, hoạt động thăm dò địa vật lý và khoan tăng lên rất nhanh trong 2 năm gần đây. Theo kết quả khảo sát của Evercore, chi đầu tư cho capex tại Mỹ trong năm 2019 sẽ tăng 10%.

Canada: Bang Alberta yêu cầu các công ty khai thác dầu cắt giảm sản lượng 160.000 thùng/ngày để hưởng ứng chương trình chống dư thừa quá nhiều dầu trên thị trường. Do đó, sản lượng khai thác của Canada trong năm 2019 tuy có tăng 13,4% so với năm 2018 nhưng vẫn chỉ đạt 4,5 triệu thùng/ngày. Hiệp hội khoan Canada dự báo số lượng giàn khoan hoạt động sẽ giảm 10% trong năm 2019. Giá dầu thấp cộng với sự chậm trễ trong xây dựng đường ống dẫn dầu - khí làm giảm chi capex đến 1 tỷ USD so với kế hoạch.

Trung Đông: Các công ty dầu khí tiếp tục mở rộng hoạt động trong năm 2019. Chi capex năm 2019 của các nước Trung Đông, chủ yếu của Saudi Arabia, tiếp tục tăng so với năm 2018 và dự báo sẽ tăng gấp đôi trong năm 2020. Mặc dù, Iran bị cấm vận nhưng tổng sản lượng khai thác năm 2019 của Trung Đông dự kiến sẽ tăng so với năm trước và đạt 27.848 thùng/ngày, dẫn đầu là Iraq và UAE.

Hiện nay, sản lượng dầu của Iraq đã vượt Canada, chiếm vị trí thứ 3 trong các nước khai thác dầu khí thế giới. Trữ lượng dầu của Saudi Arabia cũng tăng 2,4 tỷ thùng, lên mức 268,5 tỷ thùng. Những nỗ lực mở rộng công nghiệp khí đốt với mục tiêu chuyển dịch từ kinh tế dầu mỏ sang kinh tế khí ở Saudi Arabia và Kuwait đang được đẩy mạnh. Trữ lượng khí đốt của Saudi Arabia hiện nay đạt 25,1 tỷ ft<sup>3</sup>. Các công ty dịch vụ dầu khí quốc tế đang tham gia cuộc đua giành thị trường ở đây.

Theo SPE, mỏ dầu Ghawar của Aramco (Saudi Arabia) đang trong tình trạng suy giảm, sản lượng tối đa chỉ còn 3,8 triệu thùng/ngày, chỉ bằng 1/4 so với sản lượng cách đây 15 năm. Mỏ dầu này được phát hiện năm 1948, được coi là mỏ dầu lớn nhất thế giới và chiếm hơn một nửa sản lượng khai thác của Saudi Arabia.

Các công ty ADIPEC, ADNOC (UAE-Abu Dhabi) đạt thỏa thuận với các đối tác cùng tham gia chương trình Chiến lược phát triển (Future Growth) đến 2030, trong đó ENI cam kết đầu tư 230 triệu USD để thăm dò và đánh giá tiềm năng dầu khí của thềm lục địa tiểu vương quốc này. ADNOC đầu tư 1,4 tỷ USD để nâng cấp và mở rộng công suất mỏ Bu Hasa lên 650.000 thùng/ngày. Số lượng giếng khoan sẽ tăng 1% trong năm 2019.

Nga và các nước thuộc Liên Xô cũ: Đầu tư capex cho hoạt động thượng nguồn sụt giảm bất ngờ 3% trong năm 2018 trong khi dự báo sẽ tăng 13%. Trong khi Gazprom tăng đầu tư cho các đề án như LNG Yamal và các đề án khí đốt khác thì Gazprom Neft, Lukoil, Rosneft cắt giảm đầu tư. Mặc dù có sản lượng và lợi nhuận cao nhưng Gazprom Neft đã trì hoãn kế hoạch phát triển mỏ Neptune (trữ lượng lên đến 5,6 tỷ thùng) và kêu gọi thêm đối tác để có



19,2 tỷ USD cho hoạt động thượng nguồn, trong đó bao gồm cả chi phí xây dựng đường ống mới.

Tại Kazakhstan, Reach Energy đã có giếng khoan đầu tiên đạt kết quả tốt trong chương trình khoan 6 giếng thăm dò dầu tại Lô tô nhượng Emir Oil (Kazakhstan). Lukoil và KazmunaiGaz cũng mới đạt thỏa thuận đầu tư 300 triệu USD để phát triển Lô Zhenis. Chevron đang đầu tư 4,3 tỷ USD cho đề án Future Growth tại mỏ Tengiz.

Theo thỏa thuận với OPEC, Liên bang Nga sẽ cắt giảm sản lượng 228.000 thùng/ngày, kéo dài từ Quý I đến hết tháng 6/2019 để hỗ trợ mục tiêu tăng giá dầu. Bên cạnh đó, 5 nước quanh biển Caspi đã ký thỏa thuận phân chia chủ quyền thềm lục



Nguồn: Bahrain Petroleum Company

địa Caspi, mở đường cho hoạt động thượng nguồn ở địa bàn giàu tài nguyên dầu khí này.

**Mỹ Latinh:** Khuynh hướng tăng đầu tư cho hoạt động thượng nguồn ở khu vực này vẫn chưa bền vững, đặc biệt là ở Mexico, Brazil và Venezuela. Nền kinh tế của Argentina đang suy giảm nên nhu cầu khí đốt cũng giảm mạnh, do đó một số mỏ khí phải dừng hoạt động. Sản lượng khai thác dầu tại Mỹ Latinh trong năm 2019 dự báo sẽ tăng 1,3% và kế hoạch khoan thăm dò có tăng nhưng không đáng kể. Hoạt động thăm dò vùng nước sâu quá tốn kém ở Brazil nên có thể sẽ bị cắt giảm, tuy nhiên đối tượng thành tạo tiền muối (presalt) có nhiều triển vọng nên vẫn được đặc biệt quan tâm. Riêng tình hình sản xuất dầu của Venezuela giảm sút đến mức

báo động. Sản lượng sụt giảm hàng năm lên đến 29,1% và số lượng giếng khoan năm 2019 dự báo giảm 15,8%.

Brazil đã công bố sản lượng tháng 3/2019 giảm 5,5% so với tháng trước, chỉ còn 2,48 triệu thùng/ngày, thấp hơn dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (2,8 triệu thùng/ngày). Tuy nhiên, sự sụt giảm này có thể chỉ là tạm thời vì Brazil đang chờ 4 FPSO mới và các mỏ mới có thể đưa vào hoạt động cuối năm nay, giúp sản lượng tăng khoảng 10% so với hiện nay.

**Châu Âu:** Capex hiện nay đã cao hơn mức đáy (năm 2016) khoảng 14% nhưng vẫn còn thấp hơn 30% so với mức đỉnh đạt được vào năm 2014. Mức gia tăng đầu tư của các doanh nghiệp dầu khí lớn gần như không đáng kể trong năm 2019 nên

mức độ gia tăng capex chủ yếu đến từ các doanh nghiệp dầu khí độc lập (independents) và tư nhân. Dự báo capex của châu Âu trong năm 2019 chỉ tăng 1% so với năm 2018. Hoạt động khoan năm nay sẽ tăng nhẹ so với năm ngoái, tập trung trên thêm lục địa Na Uy (NCS), với mức tăng dự báo 3,9% và sản lượng tăng 2,3%, đạt 2,842 triệu thùng/ngày. Hoạt động thượng nguồn tại Na Uy diễn ra sôi nổi khi mỏ Aasta Hansteen cho dòng dầu đầu tiên cùng với 83 mỏ khác đang hoạt động từ cuối năm trước. 87 giấy phép khai thác được cấp và 53 giếng thăm dò được khoan, tăng 32% so với năm 2017, 11 phát hiện mới, 2/3 số đó nằm trên biển Barents. Năm 2019, đầu tư sẽ tăng 13% lên mức 16,35 tỷ USD, chưa kể ngân sách dành cho hoạt động thăm dò.

**Bảng 1. Dự báo chi phí hoạt động thượng nguồn khu vực Bắc Mỹ**

Đơn vị: triệu USD

Nước	Năm 2018	Năm 2019	+/- triệu USD	% tăng
Mỹ	112.361,50	123.940,00	11.579	10,30
Canada	15.940,70	17.549,20	1.608	10,10
Bắc Mỹ	128.302,20	141.489,20	13.187	10,30

Nguồn: Evercore ISI Research/World Oil, 2/2019

**Bảng 2. Dự báo chi phí hoạt động thượng nguồn thế giới, trừ Bắc Mỹ**

Đơn vị: triệu USD

Khu vực	Năm 2018	Năm 2019	+/- triệu USD	% tăng
Trung Đông	42.485,50	49.182,20	6.697	15,8
Mỹ Latinh	34.068,20	33.388,30	-680	-2,0
Nga/Liên Xô cũ	43.239,40	45.917,10	2.678	6,2
Châu Âu	19.665,80	19.883,40	218	1,1
Ấn Độ, châu Á, Australia	59.267,20	68.709,10	9.442	15,9
Các tập đoàn quốc tế lớn	52.190,70	56.811,20	4.621	8,9
Châu Phi	17.326,30	17.573,50	247	1,4
Các công ty độc lập Bắc Mỹ	3.844,60	3.768,60	-76	-2,0
Các công ty/khu vực khác	47.102,40	46.823,10	-279	-0,6
Tổng chi phí toàn cầu	319.190,10	342.056,40	22.866	7,2

Nguồn: Evercore ISI Research/World Oil, 2/2019

Mỏ Sverdrup và Castberg dự kiến sẽ được đưa vào khai thác năm 2022.

Các công ty dầu khí của Anh cải thiện hiệu quả khai thác thông qua sử dụng kết quả phân tích tổng hợp số liệu lịch sử và ứng dụng các kỹ thuật số, giúp tiết kiệm 1,94 tỷ USD từ chi phí bảo dưỡng và chi phí điều hành. Công nghệ 4.0 sẽ được BP áp dụng cho công tác phát triển mỏ Alligin với mục tiêu đạt sản lượng đỉnh 12.000 thùng dầu quy đổi/ngày sau khi đưa mỏ vào khai thác năm 2020. Equinor đã mua 40% cổ phần của Chevron trong đề án Rosebank, phía Tây Shetland. Apache bắt đầu khai thác mỏ Garten tại Biển Bắc. Hoạt động khoan năm 2019 ở Anh dự báo tăng 5,7%.

Châu Á và châu Đại Dương được dự báo trong năm 2019 sẽ tăng 16% đầu tư capex so với năm 2018.

Sản lượng dầu khí phiến sét của Trung Quốc có thể đạt 12,5 tỷ m<sup>3</sup> trong năm 2019. Các tập đoàn/công ty dầu khí quốc doanh Trung Quốc đang thực hiện kế hoạch tăng ngân sách đầu tư, trong đó khí đốt được coi là mục tiêu chiến lược. Sản lượng dầu khí nội địa có thể tăng 6% trong

năm 2019 (bồn trũng Sichuan đóng góp 1/3 sản lượng). Khí phiến sét sẽ chiếm khoảng 10% tổng sản lượng khí khai thác. Sản lượng dầu thô Trung Quốc đã đạt mức 3,764 triệu thùng/ngày.

Indonesia kêu gọi các nhà đầu tư tham gia đầu thầu 26 lô dầu khí trên đất liền và trên biển nhưng số lượng dự thầu rất ít, mặc dù đã cải tiến quy trình đấu thầu. Mỏ khí Tanggush của BP có trữ lượng 4,4 tỷ ft<sup>3</sup> ở vịnh Bintuni sẽ cung cấp nguyên liệu đầu vào cho nhà máy khí hóa lỏng nổi tại chỗ với công suất chế biến 7,6 triệu tấn LNG/năm. ENI có kế hoạch khoan 6 giếng ngầm để phát triển sớm mỏ Merakas có trữ lượng 2 tỷ ft<sup>3</sup> khí nhằm phát triển công nghiệp khí đốt Indonesia. Hoạt động khoan tại nước này được dự báo sẽ tăng 5,1% trong năm 2019.

Các đề án khí đốt ở Australia vượt tiến độ, trong đó có đề án FID của ExxonMobil (mỏ Baracouta Tây ở Bass Strait) và 2 đề án FID của Senex Energy tại bể Surat. Hoạt động khoan ở Australia năm 2019 được dự báo sẽ tăng 2%.

Tại Papua New Guinea, 1 thỏa thuận có thể sớm được ký để xây

dựng nhà máy LNG với công suất 5,4 triệu tấn/năm. Total (Pháp) đang khoan giếng thăm dò Mailu-1 tìm dầu ở vùng biển sâu 6.500ft tại quốc gia này.

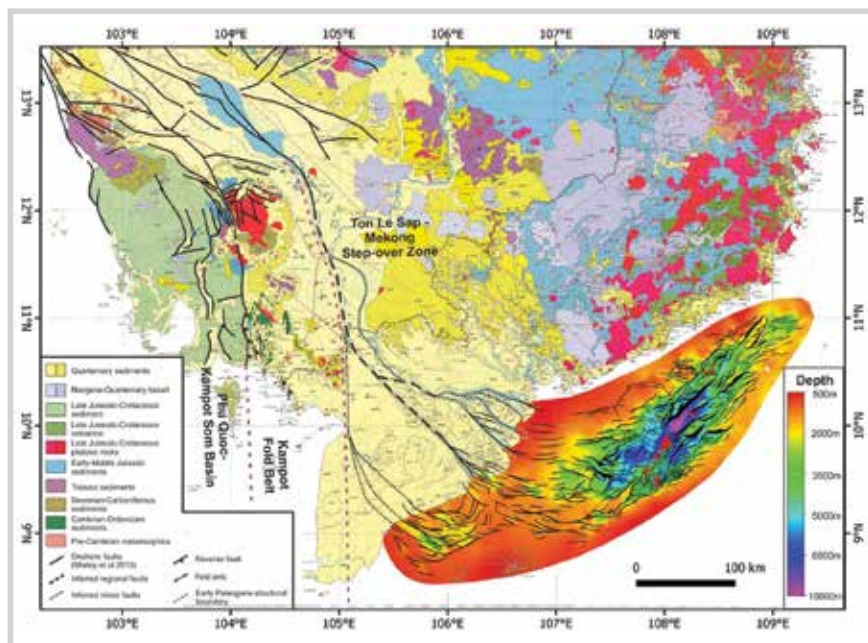
Gần 200 tỷ USD cho các dự án thăm dò khai thác ở châu Phi đã được đưa vào kế hoạch đầu tư từ nay đến năm 2025. Dự báo tăng trưởng đầu tư capex năm 2019 có thể đạt 23%. Theo World Oil, tổng sản lượng khai thác dầu khí của châu lục này đạt 8,052 triệu thùng/ngày.

Hoạt động khoan tại Angola được dự báo sẽ tăng 8,8% trong năm 2019 và dự kiến sẽ đưa nhiều mỏ mới vào khai thác. Total đang triển khai đề án Kambo tại Lô 32 sử dụng thiết bị khai thác nổi (FPSO) công suất 115.000 thùng dầu/ngày. FPSO thứ hai sẽ được đưa vào hoạt động cuối năm nay.

Tại Nigeria, NNPC đã đưa mỏ Egina vào khai thác và cho biết 2/3 sản lượng dầu mỏ của quốc gia này sẽ được khai thác từ vùng nước sâu sau năm 2022. Sản lượng dầu khí của Nigeria đang ở mức 1,984 triệu thùng/ngày.

**Trần Ngọc Toàn**  
Đại học Duy Tân Đà Nẵng

## CẤU TRÚC VÀ LỊCH SỬ KIẾN TẠO KHU VỰC BỂ CỬU LONG



Hình 1. Liên kết đặc điểm cấu trúc bể Cửu Long với đặc điểm địa chất trên bờ

Nghiên cứu mới nhất của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) về cấu trúc và lịch sử kiến tạo khu vực bể Cửu Long (“Tectonic evolution and regional setting of the Cuu Long basin, Vietnam”) vừa được công bố trên Tectonophysics số 757, trang 36 - 57. Đây là tạp chí khoa học quốc tế uy tín, công bố các nghiên cứu mới nhất về khoa học trái đất với chỉ số impact factor 2,686 và CiteScore 2,72 vào năm 2017...

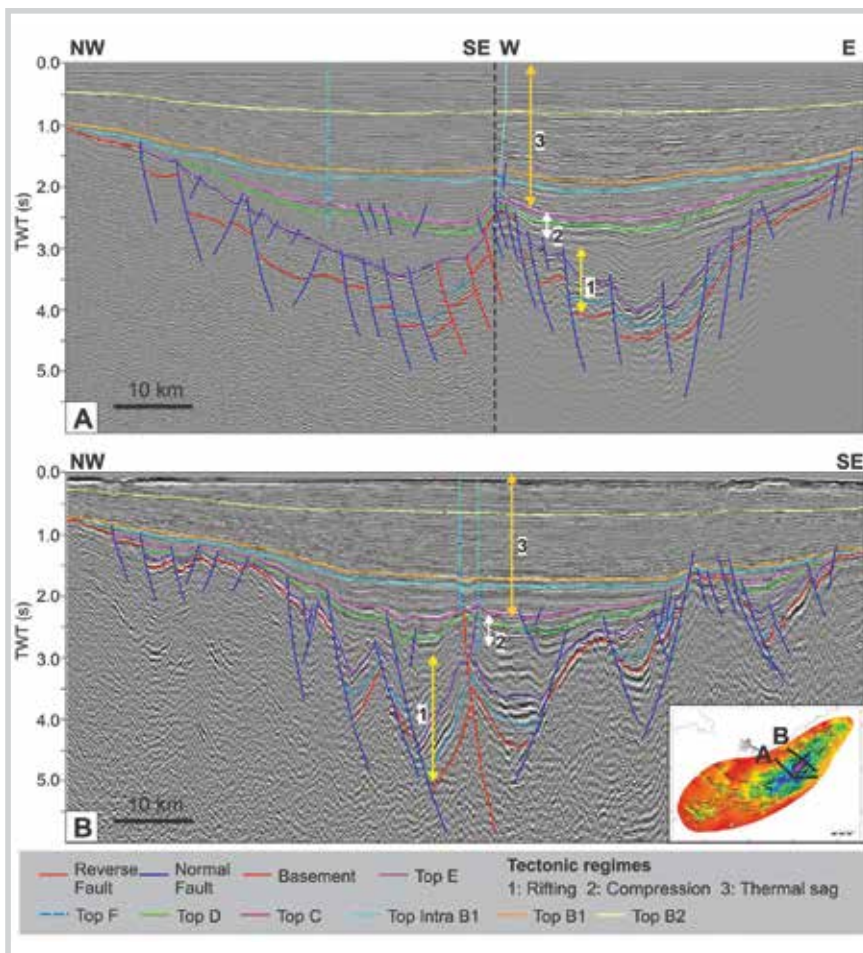
Bài báo đã giới thiệu chi tiết cấu trúc và lịch sử biến dạng bể Cửu Long, xác định mối liên hệ giữa hệ thống đai mạch mafic phương Bắc Đông Bắc trên bờ và hệ thống đứt gãy phương tương tự ở bể Cửu Long. Hệ thống đai mạch này được cho là các đới xung yếu trong móng trước giai đoạn tách giãn, sau đó được tái hoạt động trong giai đoạn đầu tách giãn trong Eocene. Bên cạnh đó, bài báo mô tả hệ thống đứt gãy đồng bằng Mekong và xác định mối liên kết giữa đứt gãy Mae Ping ở Thái Lan và Campuchia đi qua sườn Đông của đới uốn nếp Kampot.

Để xác định lịch sử kiến tạo của khu vực bể Cửu Long, nghiên cứu đã sử dụng các dữ liệu địa chấn có sẵn trong bể Cửu Long, bể Vĩnh Châu và đồng bằng sông Cửu Long bao gồm dữ liệu của 144 giếng thăm dò, 46.717km địa chấn 2D, 14.115km<sup>2</sup> địa chấn 3D cùng nhiều tài liệu khu vực khác như tài liệu trọng lực, ảnh vệ tinh, địa chấn trên bờ... Các dữ liệu này là kết quả của công tác tìm kiếm, thăm dò trong hơn 40 năm và được xử lý bằng các kỹ thuật tiên tiến như: dịch chuyển sâu trước cộng (pre-stack depth migration) và dịch chuyển CBM (controlled beam migration). Để thực hiện nghiên cứu này, nhiều phương pháp nghiên cứu đã được nhóm tác giả áp dụng như: kết hợp giữa tài liệu địa chấn và giếng khoan để minh giải cấu trúc; phân tích đặc điểm cấu trúc biến dạng trên tài liệu địa chấn; bóc tách các giai đoạn phát triển cấu trúc; phục hồi mức độ biến dạng dựa trên các mặt cắt cấu trúc khu vực; phân tích cấu trúc khu vực dựa trên bản đồ địa chất, tài liệu trọng lực và tài liệu vệ tinh.

Kết quả cho thấy, bể Cửu Long kéo dài theo phương Đông Bắc nằm ở phần đuôi phía Đông Nam của hệ thống đứt gãy trượt bằng Mae Ping (còn gọi là đứt gãy Wang Chao). Bể hình thành do hoạt động tách giãn có biên độ lên tới 21km trong thời gian 40-31Ma. Hoạt động nén ép xảy ra sau đó với biên độ lên tới 5km trong 31-25Ma. Phương cấu trúc của bể nằm song song với cung magma Jurassic muộn - Cretaceous, nhưng nhiều đứt gãy thuận trong bể có phương Bắc Đông Bắc song song với hệ thống đai mạch mafic trên bờ. Tập E và F hình thành trong giai đoạn đồng tách giãn. Tập D hình thành trong giai đoạn tách giãn muộn và đầu của sau tách giãn phủ onlap lên mặt bất chỉnh hợp nóc tập E. Đây là tập trầm tích chứa đá sinh giàu vật chất hữu cơ và là đá sinh chính ở bể.

Pha nén ép bắt đầu ở phần trên cùng của tập D. Các biểu hiện nén ép tập trung chủ yếu ở phần trung tâm của bể Cửu Long, nơi trong giai đoạn trước đó có biên độ tách giãn lớn nhất. Các nếp uốn và đứt gãy nghịch phương Bắc Đông Bắc là kết quả tái hoạt động của các đứt gãy thuận cùng phương. Hoạt động nghịch đảo cũng ảnh hưởng tới một số đứt gãy lớn xuất phát từ móng. Các đứt gãy thuận phương Tây Tây Bắc trong tập D, C và phần dưới tập B1 hình thành đồng thời và vuông góc với các cấu trúc nghịch đảo. Pha nén ép kéo dài từ giữa Oligocene sớm tới giữa Oligocene muộn. Tiếp sau đó là hoạt động nguội chìm nhiệt trên toàn bể. Một số đứt gãy thuận hình thành dọc theo rìa các khối nâng móng liên quan tới tốc độ nén ép chôn vùi khác nhau giữa đới cao và đới trũng. Không có bằng chứng cho hoạt động tách giãn trong giai đoạn này.





Hình 2. Mặt cắt địa chấn qua khu vực trung tâm bể Cửu Long

Phương tách giãn Tây Bắc - Đông Nam của bể Cửu Long trùng với các nhánh sông ở đồng bằng châu thổ Mekong. Các đứt gãy này hình thành hệ thống đứt gãy đồng bằng Mekong. Đứt gãy đồng bằng Mekong có thể kéo dài về phía Tây Bắc dọc theo các nhánh sông Mekong lên tới phần rìa Đông của đới uốn nếp Kampot và đổi hướng về phía Bắc. Phần rìa Đông của đới uốn nếp Kampot hình thành một "bậc nhảy phải" (right step) của hệ thống đứt gãy Mae Ping, được gọi là cấu trúc step-over Mekong-Tonle Sap, nối giữa đứt gãy đồng bằng Mekong và đứt gãy Mae Ping. Biên độ trượt bằng trái 21km và trượt bằng phải 5km cho đứt gãy đồng bằng Mekong phù hợp với kết luận của

Morley (2013) cho rằng biên độ dịch chuyển của hệ thống đứt gãy Mae Ping đã suy yếu ở phần phía Đông Nam khu vực Tonle Sap. Cấu trúc step-over Mekong - Tonle Sap cũng đóng vai trò là đới nén ép trong giai đoạn trượt bằng trái và đới tách giãn trong giai đoạn trượt bằng phải.

Hoạt động tách giãn ở bể Cửu Long không bị ảnh hưởng bởi hoạt động giãn đáy Biển Đông. Hoạt động tách giãn ở bể Nam Côn Sơn, bắt đầu vào gần cuối giai đoạn tách giãn ở bể Cửu Long (32Ma) có phương Bắc - Nam, khác với phương Tây Bắc - Đông Nam ở bể Cửu Long. Tách giãn phương Tây Bắc - Đông Nam ở bể Nam Côn Sơn và giãn đáy Biển Đông hoạt động sau giai đoạn tách giãn ở

bể Cửu Long. Đới nâng Côn Sơn gần như không bị ảnh hưởng đứt gãy, đóng vai trò phân chia cấu trúc 2 bể. Mặc dù cả 2 bể có thể đã dịch chuyển về phía Đông Nam do hoạt động di thoát (escape) của Indochina, hoạt động tách giãn ở bể Cửu Long liên quan trực tiếp tới quá trình thúc trôi trong khi tách giãn ở bể Nam Côn Sơn liên quan tới hoạt động giãn đáy Biển Đông.

Sau với các nghiên cứu trước đó, nghiên cứu của VPI đã phân tích chi tiết đặc điểm cấu trúc 3D và lịch sử biến dạng của bể Cửu Long dựa trên bộ tài liệu địa chấn 3D phủ phần lớn diện tích bể; liên hệ giữa đặc điểm phát triển cấu trúc bể Cửu Long với các cấu trúc cổ như đai uốn nếp Kampot và chùm đai mạch trên bờ phương Bắc Đông Bắc. Bên cạnh đó, liên hệ lịch sử phát triển bể Cửu Long với hệ thống đứt gãy Mae Ping dựa trên cơ sở cho các tài liệu mới. Nghiên cứu đã làm rõ lịch sử phát triển cấu trúc-kiến tạo bể Cửu Long dựa trên một bộ tài liệu đồ sộ và có độ chi tiết cao, cũng như liên hệ chặt chẽ với lịch sử phát triển địa chất khu vực. Đây là cơ sở quan trọng cho việc đánh giá tiềm năng dầu khí và giảm thiểu rủi ro trong công tác tìm kiếm thăm dò ở bể Cửu Long.

Bài báo "Tectonic evolution and regional setting of the Cuu Long basin, Vietnam" được Tectonophysics công bố do các tác giả của Viện Dầu khí Việt Nam (gồm: TS. William J.Schmidt, KS. Bùi Huy Hoàng, TS. James W.Handschy, KS. Vũ Trọng Hải, TS. Trịnh Xuân Cường, TS. Nguyễn Thanh Tùng) thực hiện, được đăng tải trên đường link: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040195119300733?via%3Dihub>.

**Bùi Huy Hoàng** (giới thiệu)