

Dầu Khí



KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

ĐẶC SAN CỦA TẬP ĐOÀN CÔNG NGHIỆP - NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA VIỆT NAM

■ SỐ 1/2025

ISSN 3030-4075





TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

ThS. Lê Ngọc Sơn

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

BAN TRỊ SỰ

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

ThS. Nguyễn Trung Đạt

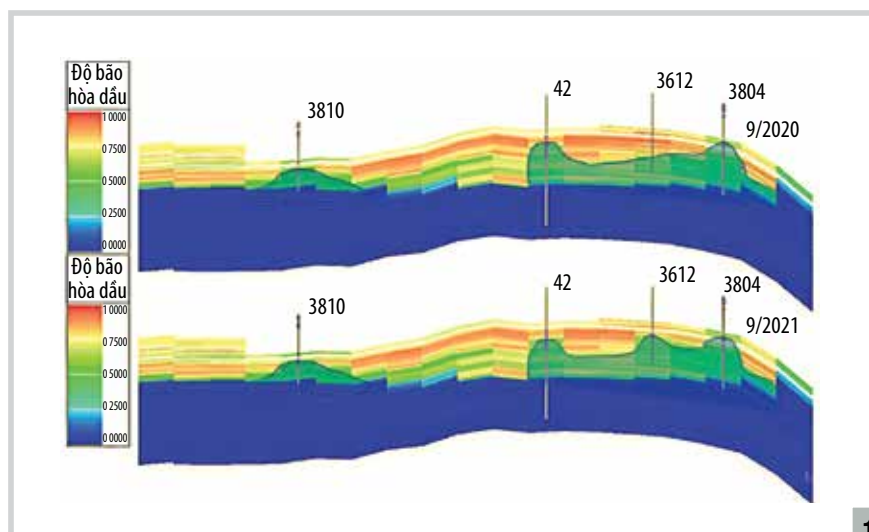
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Viện Dầu khí Việt Nam

BAN TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Phố Trung Kính, Phường Yên Hòa, Thành phố Hà Nội

Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37844156 * Email: tcdk@pvn.vn



12



4. Tăng cường thu hồi dầu (EOR) trong đá móng granite nứt nẻ: Các giải pháp phi hóa học cho mỏ Bạch Hổ

12. Đánh giá kết quả triển khai thử nghiệm công nghiệp hệ hóa phẩm tạo gel ngăn cách nước tại các giếng khai thác mỏ Tây Khosedayu và khả năng ứng dụng tại Việt Nam

22. Nghiên cứu, ứng dụng công nghệ giở xi măng trong ngăn cách vỉa nước không sử dụng giãn khoan: Đánh giá kỹ thuật và hiệu quả kinh tế trên đối tượng khai thác tại Lô 09-1, bể Cửu Long

30. Đặc điểm thạch học và khả năng chứa của đá móng nứt nẻ trước Đệ Tam khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a), bể Nam Côn Sơn

38. Nghiên cứu phát triển tổ hợp phụ gia nâng cao tính đàn hồi, độ bền kéo, chống lan truyền vết nứt cho vành đá xi măng trám giếng khoan dầu khí

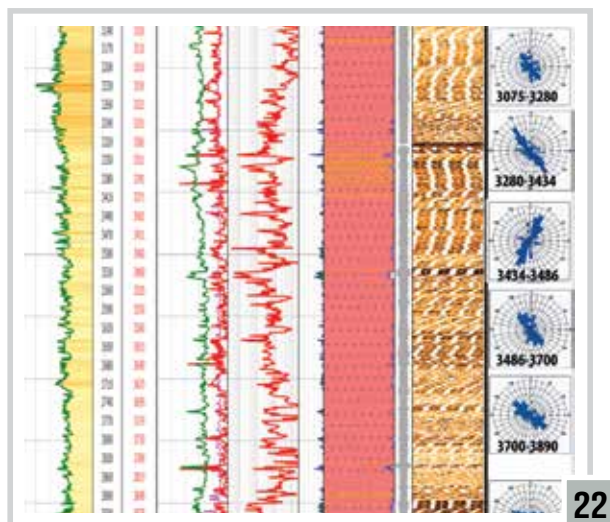
49. Nghiên cứu chế tạo xi măng siêu mịn bền nhiệt ứng dụng trong công nghệ trám ép nhằm nâng cao hiệu quả khai thác dầu khí

64. Ứng dụng kỹ thuật mô phỏng động theo thời gian thực vào vận hành an toàn, hiệu quả đường ống 2 pha Nam Côn Sơn

70. Nứt vỉa thủy lực tối ưu kết hợp khe nứt p-3D cho giếng đơn, đối tượng Oligocene trên

79. Công nghệ dầu khí và y học: Tiềm năng hợp tác và ứng dụng chéo

LỜI GIỚI THIỆU



4. Enhanced oil recovery (EOR) in fractured granite basement reservoirs: Non-chemical solutions for the Bach Ho field

12. Evaluation of field trials of an in-situ gel-forming chemical system for water shut-off in production wells at the West-Khosedayu field and it's application potential in Vietnam

22. Research and application of "cement basket" technology in water shut-off without jack-ups: Technical and economic evaluation on production objects at Block 09-1, Cuu Long basin

30. Petrographic characteristics and fractured reservoir potential of the pre-tertiary basements in Dai Hung field, Block 05-1(a), Nam Con Son basin

38. Study on the formulation of additives to improve elasticity, tensile strength, and crack propagation resistance of the cement sheath in oil and gas well cementing

49. Development of heat-resistant ultra-fine cement for well cementing to improve oil and gas recovery efficiency

64. Application of real-time dynamic simulation for safe and efficient operation of the Nam Con Son two-phase pipeline

70. Optimisation of hydraulic fracturing design with pseudo-3D modeling for a single well in Upper Oligocene formation

79. Petroleum and medical technologies: Collaboration potential and cross-industry applications

Trong bối cảnh tiềm năng, trữ lượng dầu khí còn lại không nhiều, sản lượng khai thác đang trên đà suy giảm, cạnh tranh và áp lực từ các xu hướng chuyển dịch năng lượng, kinh tế carbon thấp, chuyển đổi số, trí tuệ nhân tạo đang diễn ra mạnh mẽ, Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) xác định khoa học công nghệ, đổi mới sáng tạo và chuyển đổi số là "chìa khóa" để tối ưu hóa sản xuất, nâng cao năng lực cạnh tranh theo tinh thần Nghị quyết số 57-NQ/TW ngày 22/12/2024 của Bộ Chính trị.

Trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo giới thiệu các nghiên cứu, ứng dụng công nghệ trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí, đặc biệt là nghiên cứu tính khả thi của các giải pháp tăng cường thu hồi dầu (EOR) vật lý - cơ học phù hợp với điều kiện đá móng, từ đó đề xuất áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu khả thi, phù hợp đối với đá móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn hiện nay. Kết quả nghiên cứu cho thấy cần tập trung vào 2 hướng nghiên cứu ứng dụng có tính khả thi và ưu tiên cao nhất với thân dầu móng granite nứt nẻ Bạch Hổ là: (i) Bơm ép nước theo chu kỳ, tạo dao động áp suất cục bộ và liên tục, hỗ trợ dầu thoát khỏi vi nứt nẻ; (ii) Khai thác hỗn hợp bằng gaslift kết hợp bơm điện chìm, tạo chênh lệch áp suất trong cùng một giếng để huy động dầu còn mắc kẹt.

Cũng trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo giới thiệu kết quả triển khai thử nghiệm công nghệ hệ hóa phẩm tạo gel ngăn cách nước tại các giếng khai thác mỏ Tây Khosedayu và khả năng ứng dụng tại Việt Nam; Ứng dụng công nghệ giỏ xi măng trong ngăn cách vỉa nước không sử dụng giàn khoan trên các đối tượng khai thác tại Lô 09-1, bể Cửu Long; Nghiên cứu phát triển tổ hợp phụ gia nâng cao tính đàn hồi, độ bền kéo, chống lan truyền vết nứt cho vành đá xi măng trám giếng khoan dầu khí; Ứng dụng kỹ thuật mô phỏng động theo thời gian thực vào vận hành an toàn, hiệu quả đường ống 2 pha Nam Côn Sơn; Đặc điểm thạch học và khả năng chứa của đá móng nứt nẻ trước Đệ Tam khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a), bể Nam Côn Sơn...

Ban Biên tập hy vọng từ góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học cùng các giải pháp về công nghệ, quản lý, quản trị, sẽ góp phần phát triển lĩnh vực E&P, gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, khẳng định vai trò lĩnh vực cốt lõi và ưu tiên đi trước trong thúc đẩy triển khai các hoạt động dầu khí.

TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam

TS. Lê Xuân Huyền

TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU (EOR) TRONG ĐÁ MÓNG GRANITE NÚT NẸ: CÁC GIẢI PHÁP PHI HÓA HỌC CHO MỎ BẠCH HỔ

Phùng Đình Thực^{1,2}, Phan Ngọc Trung^{1,2}

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

²Hội Dầu khí Việt Nam (VPA)

Email: thucphung125@gmail.com

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-01>

Tóm tắt

Đá móng nứt nẻ chứa dầu, điển hình là đá móng granite tại mỏ Bạch Hổ (bể Cửu Long) có cấu trúc đặc biệt với độ rỗng và độ thấm thấp, nhiệt độ cao, hệ thống khe nứt phức tạp... là thách thức lớn đối với công tác nghiên cứu và lựa chọn công nghệ tăng cường thu hồi dầu (enhanced oil recovery - EOR), do các phương pháp hóa học thường không đạt hiệu quả.

Nghiên cứu này tập trung tổng hợp và phân tích sự khác biệt của thân dầu trong đá móng nứt nẻ, xác định những vấn đề tồn tại và khó khăn trong quá trình khai thác, đánh giá tính khả thi của các giải pháp EOR vật lý - cơ học phù hợp với điều kiện đá móng, từ đó đề xuất áp dụng các giải pháp khả thi, phù hợp nhằm tăng cường thu hồi dầu tại mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn hiện nay.

Từ khóa: Tăng cường thu hồi dầu (EOR), đá móng nứt nẻ, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Bạch Hổ là mỏ dầu khí có quy mô lớn nhất Việt Nam, sản lượng khai thác chủ yếu từ đối tượng đá móng granite nứt nẻ chứa dầu [1, 2]. Đá móng granite nứt nẻ chứa dầu thuộc nhóm vỉa chứa phi truyền thống, có cấu trúc phức tạp với mức độ bất đồng nhất rất cao - nơi dầu tập trung chủ yếu trong hệ thống khe nứt tự nhiên thay vì lỗ rỗng. Với đặc tính vật lý đa độ rỗng, trong đó phần nhiều dầu tồn tại trong đới vi nứt nẻ có độ rỗng < 5%, độ thấm rất thấp xung quanh 1 mD và nhiệt độ cao (> 150°C), các giải pháp hóa học trở nên không khả thi, đòi hỏi các giải pháp vật lý, cơ học nhằm tăng cường thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ.

Tăng cường thu hồi dầu (EOR) cho đối tượng đá móng granite nứt nẻ theo bản chất được xác định là tập hợp các phương pháp kỹ thuật nhằm thúc đẩy/kích thích quá trình dịch chuyển dầu từ các vi nứt nẻ và vi lỗ rỗng trong đá móng (có độ thấm rất thấp) về các khe nứt lớn và giếng khai thác, thông qua việc thay đổi cơ chế dịch chuyển chất lưu bằng các tác nhân cơ học, vật lý hoặc năng lượng, trong điều kiện nhiệt độ cao, độ thấm siêu thấp, nơi mà tính tương tác hóa học gần như không đáng kể.

2. Đặc điểm địa chất của thân dầu trong đá móng nứt nẻ và sự khác biệt với thân dầu truyền thống

Thân dầu trong đá móng và thân dầu truyền thống có 3 sự khác biệt lớn: (i) Cơ chế và quá trình hình thành không gian rỗng trong đá móng; (ii) Quá trình dịch chuyển và hình thành thân dầu trong đá móng, và (iii) Đặc trưng thẩm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của đá móng [1 - 6].

Khác với thân dầu truyền thống, hệ thống không gian rỗng trong đá móng được hình thành và biến đổi qua các quá trình địa chất như sự co giãn thể tích khi magma đông cứng, các hoạt động kiến tạo, các hoạt động thủy nhiệt và quá trình phong hóa.

Sau những quá trình biến đổi địa chất đó đã hình thành hệ thống không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng nứt nẻ với đặc trưng bất đồng nhất rất cao về khả năng thẩm chứa. Từ cấu trúc phức tạp đó, hệ thống không gian rỗng trong đá móng granite nứt nẻ mỏ dầu Bạch Hổ có thể được phân chia thành 2 nhóm chính [6]:

- Đới nứt nẻ lớn (macrofractures) gồm những khe nứt lớn và hang hốc, có kích thước trên 0,1 mm phổ biến trên 0,5 mm có khi lên đến hàng centimet. Mặc dù giá trị độ rỗng nứt nẻ hang hốc không lớn, được xác định không tới 1,5%, nhưng độ thấm tốt và rất tốt có khi lên đến 20D



Ngày nhận bài: 5/1/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 5/1 - 7/2/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/2/2025.

(Darcy). Đối với nứt nẻ lớn đóng vai trò là kênh chính dẫn chất lưu trong quá trình khai thác, với khoảng 80% lượng dầu thu hồi được từ không gian rỗng đó. Cơ chế dòng chảy trong không gian rỗng này có thể đạt được dạng “piston” nếu được đẩy bằng chất lưu phù hợp với áp lực và tốc độ phù hợp.

- Đối với nứt nẻ (microfractures) gồm những khe nứt có kích thước dưới 0,1 mm. Giá trị độ rỗng đá móng ở đới vi nứt nẻ trung bình 4 - 5%, nhưng độ thấm pha chỉ khoảng 1 - 5mD.

Dầu di chuyển từ tầng trầm tích xung quanh/kể sát xâm nhập vào các khe nứt trong tầng móng (theo giả thuyết áp suất bên trong khe nứt lúc mới hình thành rất thấp, thậm chí là chân không). Trước hết dầu di chuyển và lấp đầy các khe nứt lớn, dần dần thấm thấu vào các khe nứt nhỏ và có thể cả trong khối đá chặt sít cho đến khi đạt được cân bằng thủy động lực. Dầu bị lưu giữ/mắc kẹt trong đới vi nứt nẻ chủ yếu do lực hút mao dẫn. Thể tích chứa chất lưu ở đây rất lớn, ước tính lên đến 30 - 70% tổng thể tích chứa dầu của đá chứa, do đó đới vi nứt nẻ có vai trò chứa và là vùng nuôi cung cấp chất lưu cho đới nứt nẻ lớn.

Ngoài ra, còn độ hồ cấu trúc (môi trường matrix) trong đá móng, tuy nhiên môi trường này qua thực tế nghiên cứu và theo dõi số liệu, cho thấy không có vai trò và không đóng góp chất lưu vào quá trình khai thác (Hình 1).

Số liệu khảo sát thủy động học và địa vật lý giếng khoan cũng cho thấy mức độ bất đồng nhất ở quy mô của toàn bộ thân dầu móng rất cao kèm theo sự phân bố xen kẽ của các đới nứt nẻ và giữa đới vi nứt nẻ và các đới đặc sít không thấm [1 - 6]. Số liệu FMS/FMI, mật độ khe nứt dọc theo thân giếng giảm dần từ phần nóc xuống tới đáy trong khoảng từ gần 200 - 50 khe nứt/100 m độ sâu với độ mở trung bình của các khe nứt là 950 micromet. Độ thấm biến đổi trong khoảng rộng, từ vài mD cho tới 300 mD và hệ số biến thiên Dykstra-Parson là 0,71.

Một đặc thù của khối đá móng nứt nẻ chứa dầu mỏ Bạch Hổ là cho đến nay hoàn toàn chưa xác định/phát hiện được nước đáy tại độ sâu có dầu -4.850m ở khối trung tâm và tại độ sâu -3.700 m đến -4.450m ở các khối khác. Dầu bắt đầu được khai thác từ đối tượng móng mỏ Bạch Hổ từ năm 1988 ở chế độ giảm áp và từ cuối năm

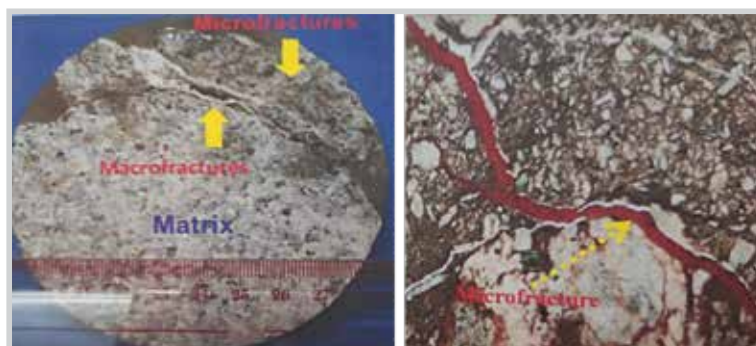
1993 nước được bơm ép với mục đích duy trì áp suất vỉa. Trong quá trình đó, nước bơm ép dần dâng lên và dễ dàng xâm nhập chiếm toàn bộ các khe nứt lớn và di chuyển với tốc độ vượt trội, để hướng tới các giếng khai thác, bỏ qua một lượng dầu lớn có trong các đới vi nứt nẻ không thể thoát ra được. Dầu “mắc kẹt” phần lớn trong đới vi nứt nẻ do lực mao dẫn lớn hơn nhiều lực do chênh lệch áp suất tối đa mà nước bơm ép tạo ra.

Rõ ràng có sự khác biệt rất lớn giữa thân dầu trong đá móng và thân dầu truyền thống. Do đó, cần những giải pháp/công nghệ khác nhau để khai thác và tăng cường thu hồi dầu, đặc biệt là đối tượng móng nứt nẻ chứa dầu ở giai đoạn khai thác cuối như tại mỏ Bạch Hổ.

3. Các nghiên cứu và giải pháp công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu

Từ thực tiễn và kết quả nghiên cứu cho thấy tầng đá móng granite nứt nẻ tại mỏ Bạch Hổ bao gồm đá magma acid (granite, granite porphyry) có độ rỗng thứ sinh từ 2 - 5%. Hệ thống khe nứt quyết định khả năng chứa và di chuyển dầu. Điều kiện nhiệt độ cao (> 150°C), dầu có độ nhớt tương đối thấp, khí hòa tan ít. Vỉa mang đặc tính hệ thống chứa kép (dual porosity), trong đó dầu tồn tại trong vi nứt, di chuyển tới/quá nứt nẻ lớn. Trong điều kiện nhiệt độ cao và vỉa có tính chất silicat, khá “trơ” dưới tác động của hóa chất, nên các giải pháp EOR hóa học (polymer, surfactant, ASP...), đang áp dụng cho thân dầu truyền thống, không mang lại hiệu quả với đối tượng đá móng chứa dầu, đòi hỏi các giải pháp EOR khác như vật lý, cơ học.

Đá móng granite nứt nẻ chứa dầu Bạch Hổ có tính dính ướt đối với nước khá mạnh nên vẫn có thể nghiên cứu nước bơm ép để điều khiển xâm nhập theo cơ chế thấm mao dẫn để đẩy dầu chứa trong các đới vi nứt nẻ. Do độ rỗng đới vi nứt nẻ chiếm tỷ phần trọng yếu trong khối đá móng nứt nẻ chứa dầu mỏ Bạch Hổ nên cơ chế đẩy mao dẫn có thể tạo điều kiện để dầu “mắc kẹt” trong vi nứt nẻ “thoát” ra được. Đây là hiện tượng rất đáng lưu ý khi xem xét, lựa chọn để thử nghiệm các giải pháp EOR.



Hình 1. Hệ thống không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc và matrix trong đối tượng đá móng nứt nẻ.

Sau đây là tổng quan các phương pháp EOR vật lý, cơ học có thể xem xét áp dụng cho các đới vi nứt nẻ.

3.1. Bơm CO₂ siêu tới hạn

Ở điều kiện nhiệt độ và áp suất cao, CO₂ chuyển sang trạng thái siêu tới hạn (supercritical), có tính chất trung gian giữa khí và lỏng (mang các đặc tính vừa giống khí vừa giống lỏng). CO₂ siêu tới hạn có thể thâm nhập sâu vào các vi nứt nẻ, hòa tan vào dầu, làm giảm độ nhớt và sức căng bề mặt giữa dầu và đá, làm tăng hệ số giãn nở, giúp cải thiện khả năng di chuyển dầu. Tuy nhiên, giải pháp này cần luôn đảm bảo áp suất đủ lớn để CO₂ duy trì trạng thái siêu tới hạn.

3.2. Bơm khí nitrogen, hydrocarbon nhẹ hoặc trộn lẫn khí - nước

Các khí như N₂ hoặc C1 - C4 có thể đẩy dầu từ vi nứt nẻ tới nơi có nứt nẻ lớn hơn rồi di chuyển về giếng khai thác bằng cơ chế trộn lẫn (giãn nở khí) hoặc tạo chênh lệch áp suất. Khi kết hợp với bọt khí, dòng chảy được kiểm soát hiệu quả hơn, tránh hiện tượng khí đi tắt (bypass). Tuy nhiên, phí thu gom và nén khí có thể cao, và để tăng hiệu quả cần lưu ý kiểm soát dòng chảy tránh khí thoát nhanh ra giếng khai thác.

3.3. Tạo bọt khí (foam EOR)

Bọt được hình thành từ CO₂ hoặc N₂ với chất hoạt động bề mặt chịu nhiệt cao giúp kiểm soát phân bố khí trong đới nứt nẻ, tránh hiện tượng khí thoát quá nhanh qua nứt nẻ lớn mà không tiếp xúc được với dầu trong đới vi nứt nẻ, và làm tăng hiệu quả quét dầu. Cơ chế hoạt động này chính là sự tạo chênh lệch áp suất nhỏ giữa các vi nứt nẻ và nứt nẻ lớn, giúp dầu dịch chuyển tốt hơn. Để đảm bảo thành công cho giải pháp này cần nghiên cứu chất tạo bọt chịu nhiệt tốt và đảm bảo quá trình tạo bọt được kiểm soát chặt chẽ không gây tắc nghẽn kênh dẫn dầu...

3.4. Bơm ép nước theo chu kỳ (cyclic water injection - CWI)

Bơm ép nước theo chu kỳ với cơ chế hoạt động theo chu kỳ bao gồm 3 giai đoạn: bơm nước (đẩy) - ngâm (lắng, tách) - khai thác (hút). Cơ chế hoạt động này giúp tạo chênh lệch áp suất giữa các vi nứt nẻ và nứt nẻ lớn, giảm áp suất mao dẫn trong vi nứt và tăng kết nối giữa các khe nứt, thúc đẩy dầu dịch chuyển về các khu vực có áp suất thấp hơn. Giải pháp này cũng sẽ giúp giảm hiện tượng nước đi tắt qua các nứt nẻ lớn mà không tiếp xúc được với dầu trong các vi nứt nẻ.

Giải pháp bơm ép nước theo chu kỳ có thể áp dụng trong từng giai đoạn, cho từng khu vực cụ thể. Kết hợp bơm ép nước theo chu kỳ tạo ra mất cân bằng tạm thời, liên tục để huy động dầu từ môi trường vi nứt nẻ vào hệ thống nứt nẻ lớn và tiếp tục được nước bơm ép quét đẩy lên phía trên [4 - 7]. Giải pháp này có 3 tác dụng: (i) Tạo mất cân bằng liên tục để không ngừng huy động dầu từ đới vi nứt nẻ; (ii) Hạn chế áp suất liên tục giảm thấp, ảnh hưởng xấu đến lưu lượng giếng; (iii) Tiếp tục quét đẩy dầu (bao gồm cả lượng dầu mới huy động từ đới vi nứt nẻ) ra khỏi nứt nẻ lớn [4 - 7].

Theo nghiên cứu tại mỏ Lagocinco (Venezuela), công nghệ bơm ép nước theo chu kỳ được kỳ vọng sẽ gia tăng thu hồi từ 2 - 7% và giảm đáng kể tỷ lệ nước sản xuất so với việc sử dụng công nghệ bơm ép nước liên tục [8]. Theo nghiên cứu tại mỏ Tiguino (Ecuador), công nghệ bơm ép nước theo chu kỳ đã được thực hiện bằng cách đóng 1 giếng bơm ép trong 5 tháng sau đó khôi phục hoạt động trong 7 tháng, kết quả cho thấy độ ngập nước ổn định trong thời gian dài hơn, gia tăng trữ lượng thu hồi cuối cùng ước tính gần 305 nghìn thùng sau 8 năm, và dự kiến giảm chi phí vận hành trung bình xuống 2,49 USD/thùng trong giai đoạn 2015 - 2022 [9].

3.5. Kích thích cơ học bằng sóng xung kích

Các kỹ thuật xung kích bao gồm: sóng âm, sóng điện từ, nổ xung kích có kiểm soát.

Sử dụng sóng xung kích hoặc rung động tần số thấp hoặc sóng xung áp lực để tạo áp suất biến đổi nhằm mở rộng và kết nối các vi nứt nhỏ, giảm sức căng mao dẫn giữ dầu nhưng không làm phá vỡ cấu trúc vỉa giúp giải phóng dầu từ các vi nứt nẻ dịch chuyển vào đới nứt nẻ lớn. Kỹ thuật này có thể triển khai ngay trong thân giếng khi đang khai thác bằng các thiết bị chuyên dụng và cần nghiên cứu mức độ ảnh hưởng tới hệ thống nứt nẻ tự nhiên.

Các giải pháp trên có cùng bản chất là tạo ra môi trường mất cân bằng tức thời hay nói cách khác là tạo ra chênh lệch áp suất giữa các khe nứt lớn và khe nứt nhỏ trong thân dầu đá móng, tạo điều kiện đủ để dầu "bị kẹt" còn đang tồn đọng trong các đới vi nứt nẻ hoặc nứt nẻ 1 chiều chuyển động ra các nứt nẻ lớn. "Mất cân bằng sinh ra chuyển động" là quy luật phổ biến trong tự nhiên, trong xã hội và trong tư duy. Ở đâu mất cân bằng sẽ sinh ra chuyển động, hoặc muốn có chuyển động phải tạo ra mất cân bằng. Đây là bản chất của nhóm giải pháp này - được ứng dụng để tăng cường thu hồi dầu đang tồn đọng trong các đới vi nứt nẻ hoặc nứt nẻ 1 chiều.

4. Giải pháp công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu tại mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối

Bạch Hổ là mỏ dầu khí khổng lồ và điển hình tại Việt Nam, nơi dầu phần lớn được khai thác từ móng granite nứt nẻ - loại thân dầu dạng mới chưa có tiền lệ và hiếm gặp trên thế giới. Thân dầu móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ được Vietsovpetro phát hiện năm 1986 và đưa vào khai thác từ năm 1988, với lượng dầu tại chỗ ban đầu (tài nguyên dầu khí đã phát hiện theo Thông tư 13/2024/TT-BCT) khoảng 610 triệu m³. Ban đầu thân dầu được khai thác ở chế độ giảm áp, sau đó được duy trì áp suất via ở đỉnh cao hơn áp suất bão hòa bằng bơm ép nước vào khu vực cận đáy. Với chế độ khai thác chủ đạo như vậy, thân dầu được khai thác với sản lượng cộng dồn tới nay đạt khoảng 230 triệu m³, tương ứng với hệ số thu hồi dầu 0,38 (38%). Dù đây là mức tương đối cao trong công nghiệp dầu khí thế giới nhưng trong thân dầu vẫn còn lại khoảng 62% dầu tại chỗ ban đầu, tương đương trên 380 triệu m³ hoặc 2,4 tỷ thùng. Vì vậy, việc nghiên cứu các giải pháp công nghệ để tăng cường thu hồi phần dầu khí rất lớn hiện còn lại trong thân dầu này vẫn là vấn đề cấp bách cả khi xu thế dịch chuyển năng lượng đang diễn ra mạnh mẽ trên toàn cầu.

Tầng móng mỏ Bạch Hổ đã trải qua hầu hết các giai đoạn phát triển của đời mỏ và đang trên đà suy giảm, sản lượng khai thác đạt đỉnh 12 triệu tấn/năm vào năm 2002 và hiện nay đang ở mức dưới 2 triệu tấn/năm [4 - 6].

4.1. Vị trí lượng dầu còn lại; tồn tại, khó khăn, phức tạp và nguyên nhân

Để tìm được giải pháp/công nghệ khai thác hiệu quả lượng dầu còn lại, vấn đề rất quan trọng là phải xác định được vị trí/khu vực dầu còn lưu lại. Nghiên cứu quá trình khai thác, theo nghiên cứu của Phùng Đình Thực [4 - 6, 10], tại tầng móng mỏ dầu Bạch Hổ, lượng dầu còn lại đang tồn tại trong 5 khu vực/vị trí với độ thấm chứa rất khác nhau, đó là: (1) Các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở phần nóc của thân dầu; (2) Đối nứt nẻ lớn thuộc phần giữa của thân dầu (dầu dư bão hòa - saturated oil residues) chưa được quét đẩy hết; (3) Toàn bộ đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều không liên thông mà công nghệ cũ/hiện tại chưa khai thác được; (4) Phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa; (5) Những thể tích còn sót do chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan các giếng khai thác/bơm ép chưa đến được (Hình 2) [4 - 6, 10].

Hiện nay, Vietsovpetro đã và đang áp dụng các giải

pháp công nghệ kỹ thuật phù hợp để khai thác lượng dầu còn lại thuộc đối tượng móng mỏ Bạch Hổ tại 4 khu vực (1, 2, 4 và 5) [4 - 7]. Vấn đề tồn tại chưa có lời giải là khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu từ khu vực 3: các đới vi nứt nẻ. Ở khu vực này, phần lớn lượng dầu đang "bị kẹt" trong đới vi nứt nẻ, chưa có điều kiện, công nghệ phù hợp để khai thác và đây cũng chính là khó khăn lớn nhất đối với tầng đá móng granite nứt nẻ mỏ dầu Bạch Hổ.

Nguyên nhân của tình trạng trên là do tính chất bất đồng nhất rất cao của các khối thuộc tầng móng Bạch Hổ. Với mô hình 2 độ rỗng, công nghệ áp dụng là bơm ép nước chưa huy động được dầu từ các vi nứt nẻ. Do độ mở của các nứt nẻ rất nhỏ, chưa tới 0,1 mm và độ thấm pha chỉ 1 - 5mD, nước bơm ép không thể thắng lực mao dẫn trong các vi nứt nẻ. Các thí nghiệm đã chứng minh rằng, giá trị gradient chênh áp tối đa mà dòng nước bơm ép có thể tạo ra (3 at/m) vẫn là rất nhỏ, không đủ để thắng lực mao dẫn và đẩy dầu ra khỏi các không gian rỗng vi nứt nẻ này [4 - 7, 11, 12].

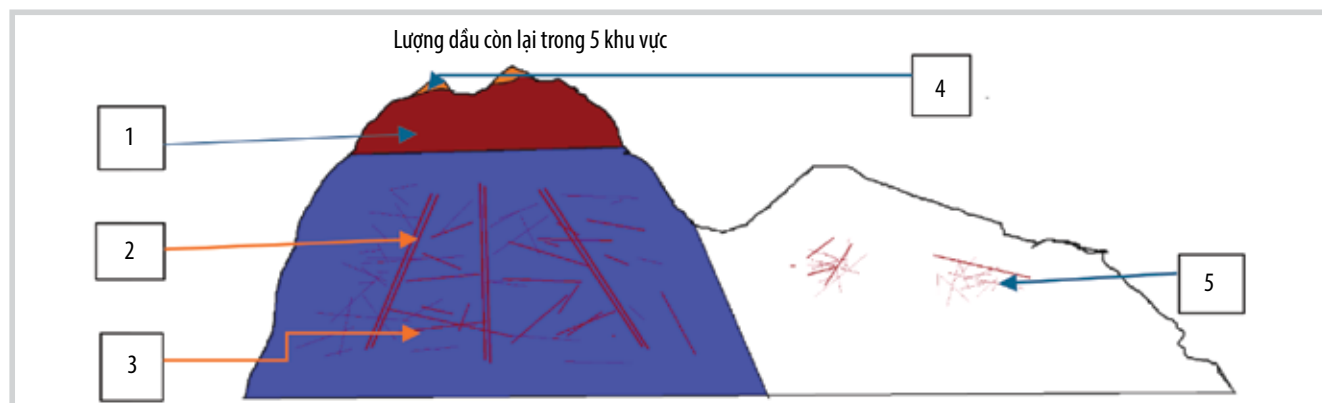
4.2. Đề xuất các giải pháp công nghệ phù hợp khả thi và ưu tiên áp dụng tại mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối

Cho tới nay, phần lớn dầu Bạch Hổ được khai thác từ móng granite nứt nẻ, trong đó đới vi nứt nẻ có độ mở chỉ tới 0,1 mm, giá trị độ thấm 1 - 5mD, các giải pháp EOR hóa học thường không khả thi; các giải pháp vật lý, cơ học đã nêu trên đều có điểm chung là "tạo môi trường mất cân bằng" theo các hình thức và cách thức khác nhau. Tuy nhiên, lựa chọn giải pháp nào cũng cần nghiên cứu tính khả thi với thực trạng của mỏ cũng như thực trạng vận hành.

Dựa trên quy luật "mất cân bằng sẽ sinh ra chuyển động" nên phải áp dụng các giải pháp mang tính "tạo ra môi trường mất cân bằng" trong thân dầu đá móng, tạo điều kiện đủ để dầu còn "bị kẹt", đang tồn đọng trong các đới vi nứt nẻ hoặc nứt nẻ 1 chiều chuyển động ra các nứt nẻ lớn [4 - 7, 10].

Một cách tạo ra mất cân bằng là giảm áp suất. Có thể giảm áp suất trong thân dầu móng nứt nẻ dưới áp suất bão hòa ở giai đoạn cuối. Áp suất giảm vừa tạo mất cân bằng áp suất, vừa tách khí, dầu linh hoạt hơn và dễ dàng dịch chuyển khỏi trạng thái "kẹt", hướng ra đới nứt nẻ lớn (Hình 3).

Áp dụng quy luật "mất cân bằng sinh ra chuyển động" và nguyên lý "cái gì vào được thì ra được" vào khai thác dầu, đề xuất áp dụng giải pháp mới khai thác dầu tồn đọng trong các đới vi nứt nẻ tầng đá móng mỏ Bạch Hổ



Hình 2. Giản đồ các khu vực/vị trí lưu giữ lượng dầu còn lại.



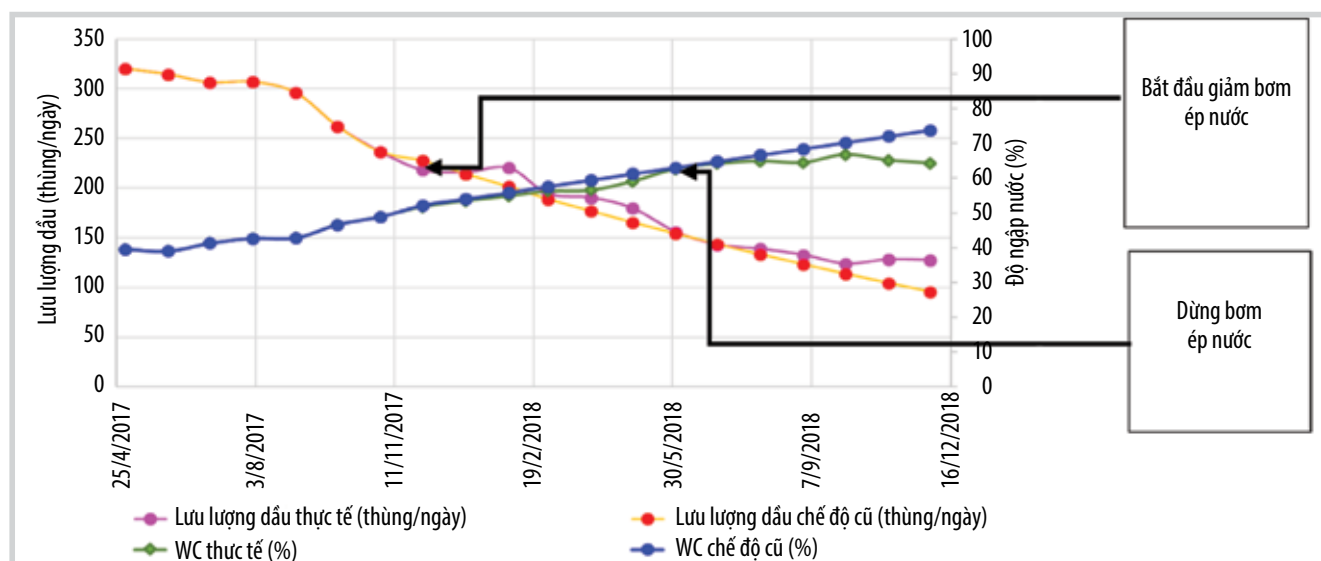
Hình 3. Giảm áp suất để tạo ra môi trường mất cân bằng.

giai đoạn cuối. Giải pháp có bản chất và nội dung chủ yếu như sau: i) Mất cân bằng sinh ra chuyển động. Trong thân dầu đá móng cần tạo mất cân bằng để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ, nứt nẻ 1 chiều; ii) Tạo mất cân bằng nhờ giảm bơm ép nước; iii) Tạo mất cân bằng liên tục bằng cách bơm ép theo chu kỳ; tạo mất cân bằng cục bộ bằng phương pháp khai thác đồng thời thổi khí (gaslift) + bơm điện ngầm trong cùng 1 giếng; iv) Dầu không sinh ra từ móng; Dầu từ nơi khác dịch chuyển và thẩm thấu vào móng được thì cũng ra được, cần tạo điều kiện cần và đủ: giảm áp suất vỉa dưới áp suất bão hòa và tạo chênh áp đủ để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ; v) Kết hợp bơm ép nước theo chu kỳ, thay đổi trường áp suất từ tối đa đến tối thiểu cho phép và ngược lại → tạo ra mất cân bằng tạm thời, liên tục → huy động dầu từ môi trường vi nứt nẻ vào hệ thống nứt nẻ lớn và tiếp tục được nước bơm ép quét đẩy lên phía trên [4 - 7, 10].

Ưu điểm của giải pháp này là tính khả thi cao, không cần đầu tư thêm thiết bị, có thể áp dụng ngay và dự báo mang lại hiệu quả tốt.

Giải pháp ưu tiên tiếp theo được đề xuất áp dụng là phương pháp khai thác hỗn hợp gaslift + bơm điện chìm trong cùng 1 giếng. Để thí điểm áp dụng phương pháp này, giếng được chọn có hệ số sản phẩm cao, độ ngập nước trên 70%, tại khu vực có tiềm năng thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ. Giải pháp này hình thành nên khu vực có chênh lệch áp suất lớn, hỗ trợ tạo ra hiện tượng mất cân bằng cục bộ nhằm huy động lượng dầu trong các vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều.

Giải pháp "Bơm ép khí - nước luân phiên" có thể nghiên cứu áp dụng theo quy trình sau: Tiến hành nghiên cứu trên mẫu lõi đá móng nứt nẻ về khả năng xâm nhập khí vào đới vi nứt nẻ với sự trợ giúp từ lực đẩy của dòng nước bơm ép luân phiên; cần sử dụng mô hình mô phỏng



Hình 4. Động thái khai thác giữa chế độ điều chỉnh (thực tế) và giữ nguyên chế độ cũ.

via để dự báo hiệu quả và tối ưu hóa thiết kế trước khi thử nghiệm thực tế. Tiến hành thử nghiệm bơm ép nước - khí luân phiên tại khu vực Nam Trung tâm móng và đánh giá khả năng áp dụng cho toàn bộ thân dầu đá móng.

Các phương pháp EOR vật lý không sử dụng hóa chất khác không khuyến khích áp dụng do tính khả thi thấp ở thời điểm hiện tại và sự phức tạp, hoặc đòi hỏi phải có nguồn CO₂, N₂ tại chỗ, nguồn khí hydrocarbon dồi dào (đối với phương pháp CO₂ siêu tới hạn, tạo bọt khí) hoặc cần đầu tư lớn, đòi hỏi nhiều thời gian nghiên cứu chuẩn bị (đối với phương pháp sóng xung kích, sóng âm, sóng điện từ). Mặt khác, tính khả thi của phương pháp cần nghiên cứu kỹ và thử nghiệm thận trọng do thân dầu móng Bạch Hổ là một hệ thống nứt nẻ phức tạp đa độ rỗng nhưng thống nhất, khó tạo được áp suất đủ lớn để sóng hoặc khí xâm nhập vào đới vi nứt nẻ, vì trước khi xâm nhập vào đới vi nứt nẻ sóng hoặc khí đã phân tán vào hệ thống nứt nẻ lớn.

4.3. Thử nghiệm "Tạo môi trường mất cân bằng" tại khu vực móng Trung tâm mỏ Bạch Hổ

Từ đầu năm 2018, giải pháp "tạo môi trường mất cân bằng" đã được thử nghiệm tại khu vực móng Trung tâm bằng cách điều chỉnh giảm lượng nước bơm ép. Từ tháng 6/2018 tất cả các giếng ở khu vực Trung tâm đã dừng bơm ép, chỉ bơm ép các giếng ở vùng rìa có áp suất bơm thấp (= 0 atm) với hệ số bù khai thác hàng tháng đạt từ 52 - 60%. Một số giếng được lựa chọn để bơm ép theo chu kỳ nhằm ngăn ngừa áp suất vỉa xuống quá thấp, ảnh hưởng đến lưu lượng dầu. Kết quả cho thấy sau năm đầu tiên thử nghiệm tại một khu vực Trung tâm móng mỏ

Bạch Hổ, sản lượng dầu đã gia tăng được 50,4 nghìn tấn dầu (Hình 4) [7, 10].

4.4. Đề xuất hướng nghiên cứu tiếp theo

Áp dụng "Giải pháp tạo môi trường mất cân bằng" trong thân dầu đá móng nứt nẻ như là giải pháp EOR được khẳng định về lý luận với các nghiên cứu đã được thực hiện trong giai đoạn 1 nêu trên và thực tiễn đã chứng minh hiệu quả sau 1 năm áp dụng thử nghiệm tại 1 khu vực mỏ dầu Bạch Hổ. Tuy nhiên, đây là những kết quả nghiên cứu đầu tiên đã đạt được ở mức định tính.

Nghiên cứu tiếp theo là đánh giá về mặt định lượng của giải pháp, đó là: xác định giá trị gradient áp suất cần thiết tối thiểu và tối đa để tạo được môi trường mất cân bằng nhằm đẩy dầu trong đới vi nứt nẻ có thể chuyển động được ra đới nứt nẻ lớn; xác định tốc độ giảm áp suất tối ưu; xác định giá trị áp suất cuối cùng trong vi nứt nẻ; đồng thời đánh giá tác động tiêu cực có thể xuất hiện khi áp dụng giải pháp.

Tất cả những giá trị định lượng đó đòi hỏi phải tiến hành trong các phòng thí nghiệm chuyên sâu, với sự trợ giúp của các phương tiện hiện đại như: PVT, thiết bị đo giá trị thẩm lọc, máy chụp X-quang (X-ray), hoặc máy chụp cắt lớp vi tính (CT scanner)... Tiến hành xây dựng mô hình PVT cho dầu khí tầng/đối tượng đá móng nứt nẻ trong quá trình giảm áp suất dưới (tiệm cận) áp suất bão hòa. Nghiên cứu thí nghiệm sẽ được thực hiện trên các loại mẫu lõi gồm các mẫu lõi thực của đá móng hoặc mẫu lõi vật lý composite, các mẫu lõi số (digital cores), cũng như sử dụng các vi mạch (microchips). Sau đó sẽ sử dụng các thuật toán để xây dựng các mô hình tĩnh và động, tiến hành chạy mô

hình mô phỏng via để dự báo hiệu quả và tối ưu hóa thiết kế trước khi tổ chức triển khai tại hiện trường.

5. Kết luận

Thân dầu móng granite nứt nẻ tại mỏ Bạch Hổ là đối tượng chứa dầu đặc biệt, mang đặc trưng của hệ thống chứa phi truyền thống với cấu trúc khe nứt phức tạp, đa độ rỗng và độ thấm thấp. Quá trình khai thác trong gần 4 thập kỷ qua đã đạt được hệ số thu hồi dầu tương đối cao so với mặt bằng chung, song vẫn còn lại một lượng dầu khí tại chỗ đáng kể - chủ yếu nằm trong các đới vi nứt nẻ - chưa thể huy động bằng các công nghệ truyền thống.

Kết quả tổng hợp và nghiên cứu cho thấy, các giải pháp tăng cường thu hồi dầu (EOR) hóa học không còn phù hợp trong điều kiện địa chất - nhiệt - vật lý đặc thù của tầng móng Bạch Hổ. Ngược lại, các giải pháp EOR vật lý - cơ học, đặc biệt nhóm giải pháp "tạo môi trường mất cân bằng áp suất" (pressure imbalance-driven mobilization) đã chứng minh được tính đúng đắn cả về lý thuyết cũng như bước đầu trong thực tiễn áp dụng thử nghiệm mới đây.

Trong số các giải pháp EOR đã xem xét, 2 hướng nghiên cứu ứng dụng có tính khả thi và ưu tiên cao nhất với thân dầu móng granite nứt nẻ Bạch Hổ là:

- Bơm ép nước theo chu kỳ, nhằm tạo dao động áp suất cục bộ và liên tục, hỗ trợ dầu thoát khỏi vi nứt nẻ;
- Khai thác hỗn hợp bằng gaslift kết hợp bơm điện chìm, tạo điều kiện chênh lệch áp suất trong cùng một giếng để huy động dầu còn mắc kẹt.

Việc dùng bơm ép hoặc điều chỉnh chế độ ép nước tại một số khu vực móng đã mang lại kết quả tích cực, thể hiện qua sự gia tăng sản lượng rõ rệt trong năm đầu tiên thử nghiệm. Kết quả này càng củng cố tính khả thi của giải pháp tiếp cận "tạo môi trường mất cân bằng".

Tuy nhiên, để các giải pháp này có thể triển khai rộng rãi, bền vững và tối ưu hóa hiệu quả, cần tiến hành các bước nghiên cứu tiếp theo ở mức định lượng, bao gồm:

- Xác định gradient áp suất tối ưu để vượt qua lực mao dẫn trong đới vi nứt nẻ;
- Thiết lập các mô hình mô phỏng via chính xác hơn từ dữ liệu thực nghiệm trên mẫu lõi vật lý, lõi số và vi mạch;
- Dự báo ảnh hưởng đến động thái khai thác tổng thể và các rủi ro tiềm ẩn.

Việc kết hợp chặt chẽ giữa nghiên cứu trong phòng thí nghiệm, mô hình mô phỏng và thực nghiệm hiện

trường là hướng đi cần thiết để tiến tới xây dựng một quy trình công nghệ tin cậy, mở ra khả năng nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ nói riêng và các mỏ khác tại Việt Nam nói chung.

Tài liệu tham khảo

- [1] Petrovietnam and Vietsovpetro, *Fractured basement reservoir*. Science and Technics Publishing House, 2006.
- [2] Petrovietnam, *Fractured basement reservoir*. Science and Technics Publishing House, 2008.
- [3] Phạm Anh Tuấn, Lê Đình Lăng, Trương Công Tài, và Nguyễn Đăng Mạn, "Triển vọng các giải pháp nâng cao thu hồi dầu cho thân dầu móng mỏ Bạch Hổ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 2 - 10 và trang 45, 2003.
- [4] Phùng Đình Thực, "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ - Kỳ I: Đối tượng móng mỏ Bạch Hổ và quá trình khai thác", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 22 - 28, 2018.
- [5] Phùng Đình Thực, "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ - Kỳ II: Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất via, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, trang 18 - 34, 2018.
- [6] Phùng Đình Thực, "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ - Kỳ III: Đề xuất các giải pháp kỹ thuật - công nghệ để khai thác hiệu quả đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối", *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, trang 16 - 35, 2018.
- [7] Phung Dinh Thuc, "Enhancing oil recovery for Bach Ho basement reservoir at the final production phase - Science basis, methodology and technological solutions", *International Research Workshop "Studying optimal production regimes for fractured basement reservoir, including regime at reservoir pressure below the bubble point"*, Vietsovpetro, 15/9/2022.
- [8] M.T. Stirpe, J. Guzman, E. Manrique, and V. Alvarado, "Cyclic water injection simulations for evaluations of its potential in Lagocinco field available to purchase", *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 17 - 21 April 2004*. DOI: 10.2118/89378-MS.

[9] M.T. Stirpe, J. Guzman, E. Manrique, and V. Alvarado, "Cyclic water injection simulations for evaluations of its potential in Lagocinco field available to purchase", *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 17 - 21 April 2004*. DOI: 10.2118/89378-MS.

[10] Phùng Đình Thực, "Khai thác thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ: Những vấn đề phức tạp chính và các giải pháp công nghệ - kỹ thuật chủ yếu", *Tuyển tập Báo cáo "Hội nghị Khoa học - Công nghệ chào mừng sự kiện khai thác tấn dầu thứ 250 triệu"*, Vietsovpetro, 2024.

[11] Nguyễn Văn Minh, "Trao đổi về giải pháp gia tăng thu hồi dầu cho thân dầu móng granitoid nứt nẻ mỏ Bạch Hổ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, trang 10 - 23, 2012.

[12] Trần Lê Đồng, Phạm Anh Tuấn, và Lê Đình Lăng, "Đặc điểm quá trình thu hồi dầu trong đá móng granite nứt nẻ và các giải pháp triển vọng để nâng cao thu hồi dầu cho thân dầu móng mỏ Bạch Hổ". *Tuyển tập Hội nghị Khoa học Công nghệ: Ngành Dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ 21*, Tập I, Nhà xuất bản Thanh Niên, 2000, trang 33 - 40.

ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) IN FRACTURED GRANITE BASEMENT RESERVOIRS: NON-CHEMICAL SOLUTIONS FOR THE BACH HO FIELD

Phung Dinh Thuc^{1,2}, Phan Ngoc Trung^{1,2}

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI)

²Vietnam Petroleum Association (VPA)

Email: thucphung125@gmail.com

Summary

Fractured basement reservoirs - especially the granitic basement of the Bach Ho field in the Cuu Long basin - exhibit distinct structural features including low permeability and porosity, high temperature, complex fracture system... These conditions pose significant challenges for enhanced oil recovery (EOR) strategies, as chemical EOR methods are typically ineffective.

This study synthesizes and analyzes the characteristics of oil accumulations in fractured basement reservoirs, identifies persistent challenges encountered during production from such reservoirs, and evaluates the feasibility of physical and mechanical EOR methods tailored to basement formations. Based on these analyses, it proposes technically feasible solutions to enhance oil recovery at the Bach Ho field under the current stage.

Key words: Enhanced oil recovery (EOR), fractured basement, Bach Ho field.

ĐÁNH GIÁ KẾT QUẢ TRIỂN KHAI THỬ NGHIỆM CÔNG NGHIỆP HỆ HÓA PHẨM TẠO GEL NGĂN CÁCH NƯỚC TẠI CÁC GIẾNG KHAI THÁC MỎ TÂY KHOSEDAYU VÀ KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG TẠI VIỆT NAM

Nguyễn Trí Dũng¹, Phạm Khắc Đạt¹, D.M. Ponomarenko¹, Nguyễn Tiến Thịnh¹, M.G. Kubrack¹, Nguyễn Anh Tú¹, A.V. Fomkin², I.V. Tkachev², A.N. Stepanov², Phan Vũ Anh³, Nguyễn Minh Quý³, Phạm Trường Giang³, Trần Xuân Quý³, Lê Thị Thu Hương³, Hoàng Long³, Lê Thế Hùng³, Hoàng Linh³, Lưu Đình Tùng³, Đoàn Văn Thuấn³, Hồ Nam Chung⁴, Nguyễn Quốc Dũng⁴, Nguyễn Thế Dũng⁴, Nguyễn Hoàng⁴

¹Rusvietpetro

²VNIIneft

³Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

⁴Liên doanh Vietsovpetro

Email: anhvp@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-02>

Tóm tắt

Bài báo trình bày kết quả nghiên cứu và thử nghiệm công nghiệp hệ hóa phẩm tạo gel nội vỉa cho ngăn cách nước tại mỏ Tây Khosedayu. Nghiên cứu được thực hiện bởi VNIIneft và triển khai thử nghiệm bởi Công ty Liên doanh Rusvietpetro. Trong giai đoạn nghiên cứu, VNIIneft đã lựa chọn và tối ưu hệ hóa phẩm với thời gian gel hóa lên đến 70 - 80 giờ ở nhiệt độ vỉa, đặc biệt phù hợp cho việc bít nhét chọn lọc các kênh thấm cao đóng vai trò kênh dẫn nước chính trong môi trường carbonate nứt nẻ. Dựa trên kết quả nghiên cứu này, trong giai đoạn 2019 - 2023, Rusvietpetro đã tiến hành 30 thử nghiệm công nghiệp tại vỉa D3fm-III với tỷ lệ thành công 96,7%. Mỗi giếng được bơm trung bình 500 m³ hóa phẩm vào khu vực dưới khoảng mở vỉa. Kết quả cho thấy độ ngập nước trung bình giảm từ 86% xuống 70%, sản lượng dầu tăng trung bình 20,3 tấn/ngày/giếng ngay sau xử lý và duy trì ổn định 17 tấn/ngày/giếng, với tổng sản lượng dầu gia tăng 179.719 nghìn tấn. Thành công của công nghệ được quyết định bởi 3 yếu tố chính: (i) phát triển và lựa chọn được hệ hóa phẩm tạo gel có đặc tính phù hợp với điều kiện vỉa, (ii) xác định chính xác đối tượng/giếng áp dụng dựa trên các tiêu chí địa chất và khai thác, cùng với (iii) tối ưu hóa quy trình bơm ép và xử lý giếng.

Từ khóa: Ngăn cách nước, hệ hóa phẩm tạo gel, vỉa carbonate nứt nẻ, mỏ Tây Khosedayu.

1. Giới thiệu

Trong các giải pháp xử lý ngăn cách nước, phương pháp hóa học, đặc biệt là công nghệ bơm ép các hệ hóa phẩm tạo gel có ưu điểm vượt trội trong việc ngăn cách chọn lọc dòng chảy của nước. Phản ứng tạo gel được kích hoạt bởi các yếu tố đặc trưng của vỉa như nhiệt độ cao, sự hiện diện của các ion đặc thù, pH của nước vỉa... Các hệ hóa phẩm hoạt động theo 2 cơ chế chọn lọc chính là cản trở dòng chảy tại khu vực có độ thấm cao và/hoặc cản trở dòng chảy tại nơi có độ bão hòa nước cao.

Đối với cơ chế chọn lọc theo độ thấm, việc ứng dụng tập trung vào các vỉa có độ bất đồng nhất cao về độ thấm

và tồn tại các kênh nứt nẻ, có độ thấm lớn - đóng vai trò các kênh dẫn nước chính đến giếng khai thác. Các hóa phẩm dòng này được thiết kế với độ nhớt ban đầu thấp (1-2 cP) cùng khả năng kiểm soát thời gian gel hóa lên đến vài ngày, giúp thâm nhập sâu và ưu tiên tập trung vào các kênh nứt nẻ có độ thấm cao trước khi hình thành gel có độ bền cơ học đủ lớn để tạo nên các nút cản hiệu quả ngăn dòng chảy của nước.

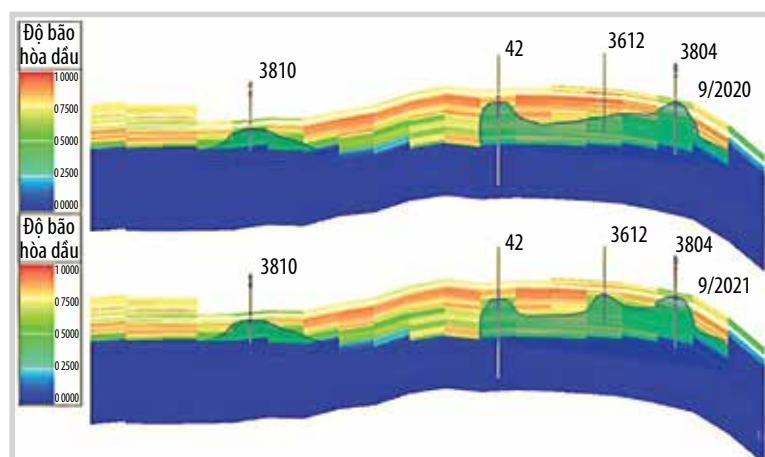
Ngược lại, đối với cơ chế chọn lọc theo pha (cản trở dòng chảy chủ yếu tại vùng có độ bão hòa nước cao), các hóa phẩm thường có độ nhớt ban đầu tương đối cao, phù hợp cho các vỉa chứa có tính đồng nhất cao về độ thấm; không gây bít nhét hoàn toàn các kênh dẫn có độ thấm cao như hệ hóa phẩm chọn lọc theo độ thấm, mà tạo ra hiệu ứng giảm độ thấm tương đối (relative permeability modification - RPM) giữa các pha. Cụ thể, các hóa phẩm



Ngày nhận bài: 10/1/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 10/1 - 24/2/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 24/2/2025.



Hình 1. Mô hình dự báo hình thành nón nước hình thành tại một số giếng mỏ Tây Khosedayu.

này làm giảm độ thấm hiệu dụng đối với nước mạnh hơn nhiều so với độ thấm hiệu dụng đối với dầu. Cơ chế phân tử của quá trình này dựa trên tương tác chọn lọc giữa hóa phẩm và môi trường nước: hóa phẩm tương nỡ hydrate hóa hoặc tạo thành các cấu trúc keo tụ phân tán khi tiếp xúc với nước, trong khi lại trở và ổn định cấu trúc trong môi trường dầu, tạo ra hiệu ứng cản trở dòng chảy tỷ lệ thuận với độ bão hòa nước tại chỗ [1, 2].

Mỏ Tây Khosedayu do Rusvietpetro vận hành, khai thác dầu từ vỉa D3fm-III+IV thuộc tầng Famennian - tầng chứa carbonate điển hình với hệ thống không gian rỗng kép đặc trưng bởi độ bất đồng nhất thẩm cao, phản ánh sự tương phản mạnh giữa ma trận đá nền có độ rỗng và độ thấm thấp, hệ thống khe nứt tự nhiên có độ thấm hiệu dụng cao hơn nhiều lần. Số liệu vận hành năm 2019 tại mỏ Tây Khosedayu cho thấy mặc dù mỏ vận hành theo cơ chế khai thác tự nhiên, hoàn toàn không áp dụng bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, nhiều giếng đã ghi nhận mức độ ngập nước rất cao, một số giếng thậm chí vượt ngưỡng 90%. Sự di chuyển của nước đáy được chi phối bởi 2 cơ chế chính: dòng chảy ưu tiên qua mạng lưới khe nứt tự nhiên và các thông đạo thẩm cao, tạo hiệu ứng lướt qua vùng đá nền chứa dầu (bypass); và hiện tượng hình thành nón nước (water coning) do gradient áp suất gần đáy giếng. Áp suất vỉa (31 MPa) và tỷ số linh động nước/dầu cao (lên đến 30 khi độ nhớt dầu 12 mPa.s so với nước đáy chỉ 0,4 mPa.s ở nhiệt độ vỉa khoảng 70°C) kết hợp tạo hiệu ứng cộng hưởng, đã đẩy nhanh quá trình xâm thực của nước.

Đáng chú ý là quá trình thẩm rĩ dầu chậm từ ma trận có độ thấm thấp không thể bù đắp cho tốc độ khai thác nhanh từ hệ thống khe nứt có độ thấm cao. Hậu quả là khe nứt bị cạn kiệt dầu nhanh chóng và trở thành kênh ưu tiên cho nước đáy dâng lên từ tầng chứa nước bên dưới vỉa dầu, dẫn đến hiện tượng ngập nước sớm tại các giếng mới khai thác trong khi hệ số quét thể tích và hệ số quét vi mô của đá nền vẫn ở mức thấp, khiến phần lớn trữ lượng dầu tại chỗ trong ma trận đá chưa được khai thác hiệu quả. Vì vậy, việc kiểm soát quá trình phân phối dòng chảy thông qua biện pháp bít nhét có chọn lọc các kênh nứt nẻ, có độ thấm lớn đóng vai trò các đường dẫn nước ưu

tiên và ngăn chặn sự hình thành nón nước, trở thành yếu tố then chốt để cải thiện hiệu suất khai thác và tối ưu hóa hệ số thu hồi dầu.

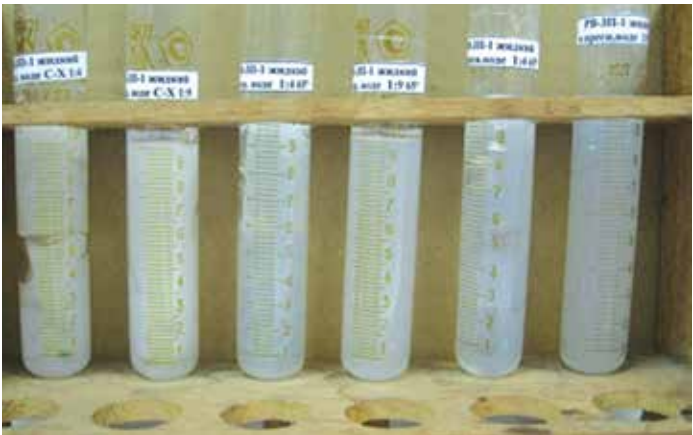
Để giải quyết vấn đề này, trong giai đoạn 2019 - 2023, Rusvietpetro đã phối hợp với VNIIneft phát triển công nghệ bơm ép hệ hóa phẩm tạo gel nội vỉa để ngăn cách nước. Bài báo này tổng hợp và phân tích kết quả nghiên cứu, thử nghiệm từ các báo cáo và số liệu nhận được từ Rusvietpetro trong khuôn khổ nhiệm vụ "Quản lý khai thác mỏ dầu khí thuộc dự án Nhenhetxky Liên bang Nga" do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện. Nội dung chính bao gồm kết quả nghiên cứu lựa chọn hệ hóa phẩm tạo gel phù hợp với điều kiện vỉa carbonate nứt nẻ, triển khai và đánh giá hiệu quả của 30 thử nghiệm công nghiệp tại mỏ Tây Khosedayu, các thử nghiệm tương tự đã thực hiện trong nước, từ đó phân tích các yếu tố quyết định thành công và rút ra bài học kinh nghiệm cho việc ứng dụng công nghệ ngăn cách nước tại các mỏ có điều kiện địa chất phức tạp.

2. Nghiên cứu đánh giá và lựa chọn hệ hóa phẩm tạo gel trong phòng thí nghiệm

Nghiên cứu trong phòng thí nghiệm được thực hiện bởi VNIIneft nhằm lựa chọn và tối ưu hóa hệ hóa phẩm tạo gel cho ngăn cách nước phù hợp với điều kiện vỉa đặc thù của một số mỏ do Rusvietpetro quản lý trong đó có Bắc Khosedayu và Tây Khosedayu, dựa trên các tiêu chí như thời gian tạo gel phù hợp, gel tạo ra bền trong điều kiện vỉa và có khả năng bít nhét chọn lọc các kênh nứt nẻ, khu vực có độ thấm cao, quy trình chế tạo và triển khai bơm ép dễ dàng, giá thành hợp lý... Các thí nghiệm được tiến hành với 2 nhóm hóa phẩm chính: (1) các hệ hóa phẩm chứa polymer và chất liên kết chéo và (2) các hệ vô cơ trên cơ sở muối nhôm và urea. Điều kiện thí nghiệm được thiết lập mô phỏng theo điều kiện vỉa thực tế với nhiệt độ 70°C và trong môi trường nước vỉa các khu vực có độ mặn khác nhau.

2.1. Các hệ hóa phẩm chứa polymer và chất liên kết chéo

Nghiên cứu các hệ hóa phẩm silicate-polymer với hàm lượng chất tạo liên kết chéo



Hình 2. Một số hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm chế tạo từ RV-3P-1.

Bảng 1. So sánh các tính chất thẩm-rỗng của 2 mô hình vỉ

Thông số	Mô hình nền (matrix)	Mô hình nứt nẻ (fracture)
Chiều dài mô hình vỉ (cm)	27,101	29,853
Độ rỗng trung bình (%)	17,54	4,793
Độ thấm khí trung bình (mD)	379,41	Không xác định
Độ thấm nước tuyệt đối (mD)	112	120000
Tổng thể tích rỗng (cm ³)	32,561	16,142

2,5 - 3,0% cho thấy thời gian gel hóa rất nhạy với nhiệt độ, giảm đáng kể từ 16 giờ ở 25°C xuống dưới 2 giờ ở 70°C ngay cả trong môi trường nước có độ mặn thấp (7,54 g/l). Hệ hóa phẩm này có 2 hạn chế chính: thời gian gel hóa quá ngắn ở nhiệt độ vỉ không đáp ứng yêu cầu bơm ép lượng lớn hóa phẩm (400 - 700 m³/giếng) vào sâu trong vỉ và khả năng ứng dụng bị giới hạn trong môi trường nước có độ mặn thấp do dễ xảy ra kết tủa và mất ổn định ở độ mặn cao hơn.

Trong khi đó, kết quả đánh giá các hệ chứa polyacrylamide đã thủy phân một phần ở nồng độ 0,25% và 0,5% với ion Cr³⁺ làm chất tạo liên kết cho thấy các hệ có độ nhớt ban đầu 4 - 13,7 mPa.s ở 70°C, thời gian gel hóa dài (12 - 38 giờ), gel tạo thành có độ bền phù hợp với điều kiện vỉ có độ thấm cao. Tuy nhiên, các hệ này vẫn có hạn chế về độ nhớt ban đầu tương đối cao, gây khó khăn cho việc bơm ép khối lượng lớn hóa phẩm và có chọn lọc vào các kênh nứt nẻ có độ thấm lớn trong vùng cận đáy giếng trước khi quá trình gel hóa diễn ra hoàn toàn [3, 4].

2.2. Hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm

Hệ hóa phẩm tạo gel muối nhôm được sử dụng trong nghiên cứu có nguồn gốc là các sản phẩm thương mại, trong đó tập trung vào hệ hóa phẩm tạo gel có thành phần chính là hóa phẩm RV-3P-1 ở các nồng độ 8%, 10% và 20%. Ưu điểm nổi bật của hệ này là độ nhớt ban đầu thấp (1,3 - 2,2 mPa.s ở 25°C), gần với độ nhớt của nước, cho phép dễ dàng bơm ép khối lượng lớn hóa phẩm vào vùng cận đáy giếng kể cả vỉ có độ thấm trung bình và thấp.

Thời gian gel hóa dài lên đến 70 - 80 giờ ở nhiệt độ 70°C tạo điều kiện thuận lợi cho hệ hóa phẩm có thể phân bố sâu trong vỉ trong các kênh nứt nẻ và khu vực có độ thấm cao trước khi quá trình gel hóa hoàn toàn diễn ra. So với các hệ hóa phẩm khác, hệ hóa phẩm tạo gel RV-3P-1 thể hiện tính linh hoạt cao hơn trong việc điều chỉnh nồng độ để phù hợp với từng điều kiện vỉ cụ thể, đồng thời duy trì được độ bền gel trong môi trường nước có độ khoáng hóa cao. Nhờ các đặc tính trên, hệ hóa phẩm tạo gel RV-3P-1 đã được lựa chọn cho nghiên cứu tiếp theo, cụ thể là đánh giá trên mô hình vật lý vỉ về hiệu quả ngăn cách chọn lọc các kênh nứt nẻ, có độ thấm cao chủ yếu chứa nước [3].

2.3. Đánh giá trên mô hình vật lý vỉ

Hiệu quả của các phương pháp ngăn cách nước chọn lọc của hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm được đánh giá trên mô hình vật lý vỉ song song bao gồm mô hình nền và mô hình nứt nẻ (Hình 3). Mô hình nền là mẫu composite được chế tạo từ các mẫu lõi thuộc vùng bão hòa dầu, đại diện cho phần đá nền của vỉ chứa các ma trận kênh dẫn nhỏ tự nhiên (matrix). Mô hình nứt nẻ (fracture) là mẫu composite được chế tạo từ các mẫu lõi thuộc vùng không bão hòa dầu, được tạo nứt nẻ. Tính chất vật lý chính của 2 mô hình được thể hiện ở Bảng 1.

Quy trình thực nghiệm được tiến hành qua 4 giai đoạn chính: chuẩn bị và bão hòa ban đầu, đẩy dầu bằng nước, thử nghiệm hệ hóa phẩm tạo gel, và đẩy dầu bằng nước trở lại. Quá trình bão hòa được thực hiện riêng biệt cho từng mô hình, với lượng dầu bơm vào tối thiểu bằng 3 - 5 lần thể tích lỗ rỗng để đảm bảo độ bão hòa đồng đều.

Giai đoạn đẩy dầu bằng nước được thực hiện đồng thời trên cả 2 mô hình với giám sát liên tục chênh áp và thể tích dầu - nước đầu ra. Kết quả cho thấy trong giai đoạn này nước bơm ép di chuyển chủ yếu qua mô hình nứt nẻ có độ thấm cao do hiệu ứng kênh dẫn ưu tiên, thể hiện qua gradient áp suất thấp (0,003 MPa/m) và hệ số thu hồi dầu đạt 0,578 (từ mô hình nứt nẻ). Trong khi đó, tại mô hình ma trận, lực mao dẫn cao và độ thấm thấp làm giảm đáng kể tốc độ dòng chảy, chênh lệch áp suất không đủ lớn để vượt qua lực mao dẫn và đẩy dầu hiệu quả, dẫn đến lượng dầu thu hồi không đáng kể. Quá trình kết thúc khi bơm bổ sung thêm 0,5 thể tích lỗ rỗng nước, với một lượng lớn dầu vẫn bị giữ

lại trong mô hình ma trận, thể hiện qua độ bão hòa dầu dư cao được tính từ cân bằng vật chất.

Trong giai đoạn xử lý, dung dịch RV-3P-1 nồng độ 20% được bơm song song vào cả 2 mô hình với thể tích 0,5 thể tích lỗ rỗng ở tốc độ 10 ml/giờ và gradient áp suất 0,003 MPa/m, tiếp theo bơm 0,1 thể tích lỗ rỗng nước via để đẩy hóa phẩm xâm nhập sâu hơn. Hệ thống được dừng bơm 96 giờ để gel hóa hoàn toàn ở nhiệt độ via.

Sau gel hóa, khi bơm nước trở lại, gradient áp suất tăng đột biến từ 0,003 MPa/m lên 0,112 MPa/m và lượng dầu đáng kể được thu hồi thêm từ mô hình ma trận với hệ số thu hồi 0,408, trong khi hệ số thu

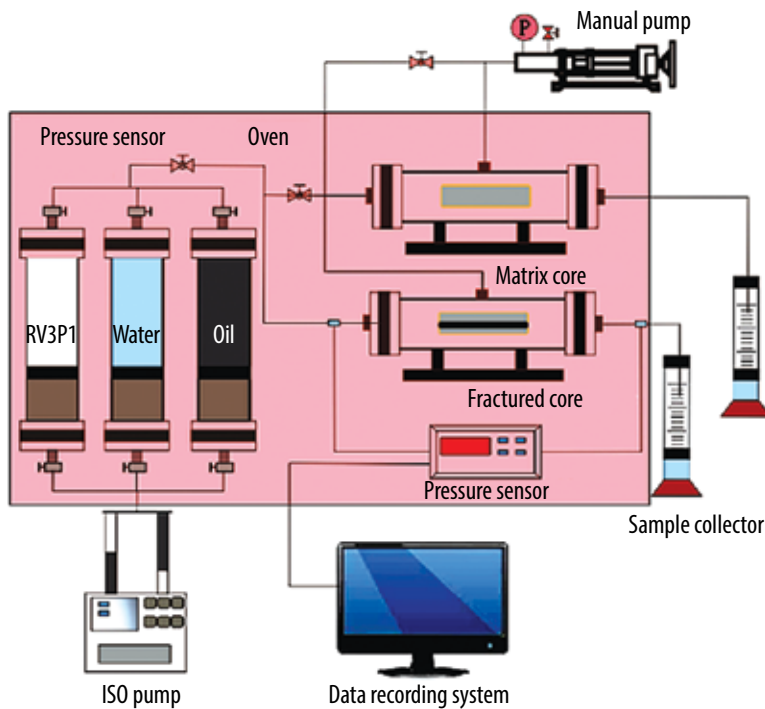
hồi của mô hình nứt nẻ gần như không thay đổi. Hiện tượng này chứng tỏ hóa phẩm đã tạo gel chọn lọc chủ yếu trong mô hình nứt nẻ, làm giảm độ thấm và phân phối lại dòng chảy sang mô hình ma trận, cải thiện hiệu suất quét dầu từ vùng chưa khai thác.

Thí nghiệm bổ sung trên riêng mô hình nứt nẻ cho thấy khi bơm nước với tốc độ 10 cm³/giờ, gradient áp suất tăng đột ngột lên 13,66 MPa/m, chứng tỏ khả năng cách ly hiệu quả của gel. Tuy nhiên, khi áp suất vượt ngưỡng chịu tải, gel bị phá vỡ và gradient áp suất giảm về mức 0,003 MPa/m.

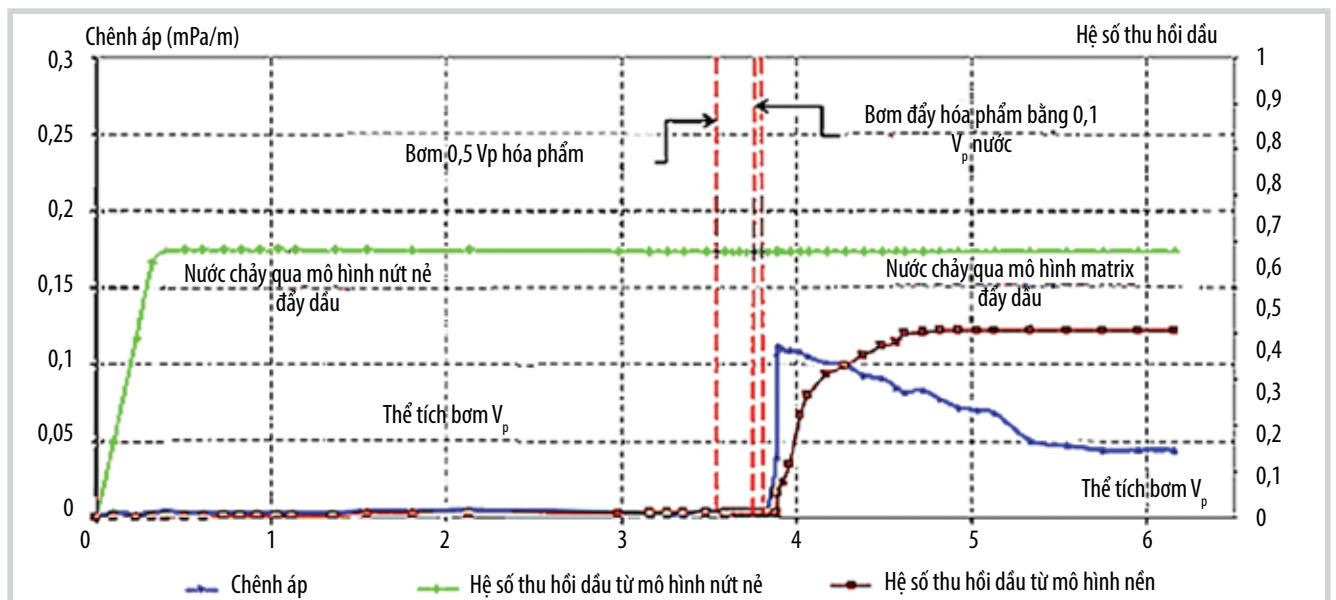
Kết quả nghiên cứu đánh giá các hệ hóa phẩm tạo gel cho thấy hệ hóa phẩm gốc muối nhôm sử dụng sản phẩm thương mại RV-3P-1 có đặc tính phù hợp nhất với điều kiện khai thác tại mỏ Tây Khosedayu. Dựa trên kết quả này, hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm nồng độ 20% đã được lựa chọn cho thử nghiệm công nghiệp tại mỏ Tây Khosedayu với các thông số công nghệ được thiết kế dựa trên nghiên cứu chi tiết trong phòng thí nghiệm [3].

3. Tiêu chí lựa chọn đối tượng và quy trình triển khai pilot

Quy mô thử nghiệm công nghiệp với thể tích bơm ép lớn (trung bình 500 m³/giếng) đòi hỏi việc lựa chọn đối tượng và xây dựng quy



Hình 3. Sơ đồ mô hình thí nghiệm để đánh giá hiệu quả ngăn cách chọn lọc.



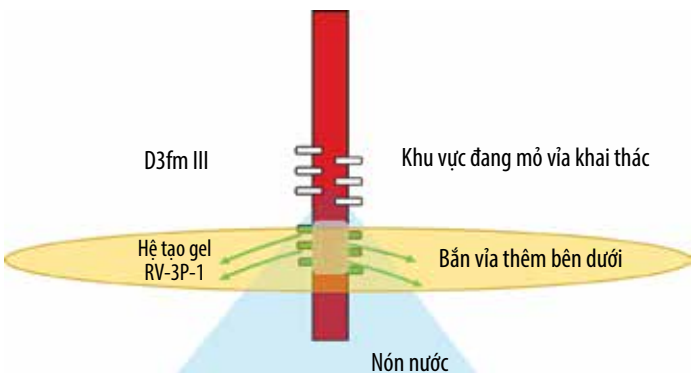
Hình 4. Thay đổi chênh áp và hệ số thu hồi dầu mô hình nứt nẻ và mô hình ma trận trong thử nghiệm hệ tạo gel RV-3P-1

trình thực hiện phải được nghiên cứu kỹ lưỡng để đảm bảo hiệu quả kinh tế - kỹ thuật. Trên cơ sở phân tích điều kiện địa chất và đặc điểm khai thác của mỏ Tây Khosedayu, các tiêu chí lựa chọn giếng được xác định như sau:

- Điều kiện khai thác:
- + Ưu tiên chọn các giếng có sản lượng khai thác dầu thấp dưới 25 tấn/ngày;
- + Ưu tiên các giếng có độ ngập nước cao trên 75%;
- + Có biểu hiện rõ ràng của hiện tượng nón nước, thể hiện qua đồ thị chẩn đoán nón nước với đặc điểm tăng đột biến về hàm lượng nước kèm theo tăng nhẹ về lưu lượng lỏng.
- Đặc điểm vỉa và cấu trúc địa chất:
- + Khai thác từ tầng D3fm-III;
- + Độ bất đồng nhất về độ thấm cao, thể hiện qua hệ số $C_v > 1$.

Ví dụ từ Bảng 2 hệ số bất đồng nhất về độ thấm cho thấy một số giếng có $C_v > 1$ phù hợp với tiêu chí lựa chọn giếng có thể áp dụng ngăn cách nước hiệu quả. Ngược lại, các giếng có $C_v < 1$ như giếng 3307 ($C_v = 0,83$) và giếng 3504_1 ($C_v = 0,82$) không phù hợp với tiêu chí đưa ra.

- Yêu cầu về kỹ thuật giếng:
- + Cấu trúc giếng có độ thẳng đứng tương đối;
- + Có khoảng không dưới khoảng mở vỉa cho dầu đang khai thác đủ để thực hiện công tác bơm vỉa bổ sung;
- + Chất lượng xi măng sau ống chống tốt để đảm bảo tính cách ly của các khoảng bơm ép;
- + Lát cắt địa chất ổn định, cho phép thực hiện các thao tác kỹ thuật an toàn.



Hình 5. Sơ đồ nguyên lý ngăn cách nước bằng hệ tạo gel RV-3P-1.

Dựa trên các tiêu chí đánh giá nghiêm ngặt và hiện trạng khai thác thực tế tại mỏ, 30 giếng đã được lựa chọn để triển khai thử nghiệm theo thứ tự định trước. Việc lựa chọn hệ hóa phẩm phù hợp với đặc tính địa chất và lựa chọn chính xác đối tượng giếng cần xử lý là nền tảng quan trọng, tuy nhiên quy trình triển khai bơm ép cũng đóng vai trò then chốt quyết định hiệu quả xử lý cuối cùng. Quy trình sau đây đã được tối ưu hóa và chứng minh hiệu quả thông qua ứng dụng thực tế tại mỏ Tây Khosedayu.

Đầu tiên, bơm vỉa bổ sung tại vị trí nằm dưới khoảng mở vỉa hiện tại tạo kênh dẫn cho hóa phẩm thâm nhập vào vùng mục tiêu mà không ảnh hưởng đến vùng đỉnh nón còn khả năng cho dầu, tiếp theo xử lý acid cải thiện độ thấm vùng tiếp nhận và lắp đặt packer định vị chính xác để kiểm soát phân bố hóa phẩm. Sau khi bơm hóa phẩm và nước kỹ thuật, giai đoạn trám xi măng thực hiện 2 mục đích: tạo lớp ngăn cách vật lý ngăn gel tạo thành trong vỉa quay trở lại giếng trong quá trình khai thác và gia cố lớp xi măng ban đầu bị suy giảm do thời gian khai thác kéo dài. Cuối cùng, bơm vỉa lại các khoảng có tiềm năng cho dầu và xử lý acid lần thứ 2 với nồng độ phù hợp nhằm tối ưu hóa tính thấm vùng cận đáy giếng, kích hoạt các khoảng vỉa triển vọng và tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình gọi dòng đưa giếng trở lại khai thác hiệu quả [5].

4. Kết quả thử nghiệm và đánh giá hiệu quả

Trong giai đoạn 2019 - 2023, công nghệ bơm ép hệ hóa phẩm tạo gel đã được triển khai thử nghiệm tại 30 giếng khai thác tại mỏ Tây Khosedayu, tỷ lệ thành công đạt 96,7%. Các giếng sau xử lý đều có sự cải thiện rõ rệt về chế độ khai thác, thể hiện qua 2 chỉ số chính là giảm đáng kể tỷ lệ nước trong sản phẩm và tăng sản lượng dầu. Trước khi xử lý, 30 giếng có tỷ lệ nước trung bình lên tới 86% (từ 73% đến 96%). Ngay sau khi áp dụng công nghệ ngăn cách, độ ngập nước trung bình giảm xuống còn 53% (dao động từ 20% đến 77%), đặc biệt một số giếng ghi nhận tỷ lệ giảm ấn tượng như giếng 3301 giảm từ 85% xuống 7%, giếng 3702 giảm từ 91% xuống 20%,... Kết quả này chứng tỏ hiệu quả của việc ngăn chặn dòng nước chủ yếu từ phía dưới đi lên qua các kênh nứt nẻ,

Bảng 2. Hệ số bất đồng nhất C_v của một số giếng mỏ Tây Khosedayu

Giếng	3803	3301	3602	3207	3401	3307	3504_1
C_v	1,43	5,61	1,89	2,02	1,34	0,83	0,82

có độ thấm lớn - đóng vai trò các kênh dẫn nước chính tới giếng khai thác. Trong giai đoạn tiếp theo, độ ngập nước duy trì ở mức trung bình 70%, vẫn thấp hơn đáng kể so với trước khi xử lý, giúp kéo dài thời gian khai thác hiệu quả của các giếng.

Song song với việc kiểm soát nước, hiệu quả của công nghệ còn được thể hiện rõ nét qua sự gia tăng đáng kể về sản lượng dầu khai thác (Hình 6). Ngay sau khi xử lý, các giếng ghi nhận mức tăng sản lượng dầu trung bình 20,3 tấn/ngày/giếng, và đặc biệt duy trì được mức gia tăng ổn định 17 tấn/ngày/giếng trong giai đoạn tiếp theo đã cho thấy hiệu quả điều hướng dòng chảy và năng lượng vào sang khu vực có độ bão hòa dầu cao hơn sau khi các kênh nứt nẻ, có độ thấm cao dẫn nước tới giếng khai thác đã bị bít nhét bởi gel tạo ra. Sự gia tăng này là đáng kể bởi sản lượng dầu các giếng trước xử lý chỉ dao động từ 4 tấn/ngày đến 38 tấn/ngày và có độ ngập nước cao trên 75% thậm chí 90%. Tính đến ngày 7/8/2023, tổng sản lượng dầu gia tăng từ 30 giếng đã đạt 179.719 tấn. Với chi phí xử lý chỉ khoảng 25 - 30 triệu RUB/giếng (tương đương 280.000 - 330.000 USD/giếng), dự án đã mang lại lợi nhuận ròng 69,1 - 93,2 triệu USD và khẳng định hiệu quả kinh tế của công nghệ.

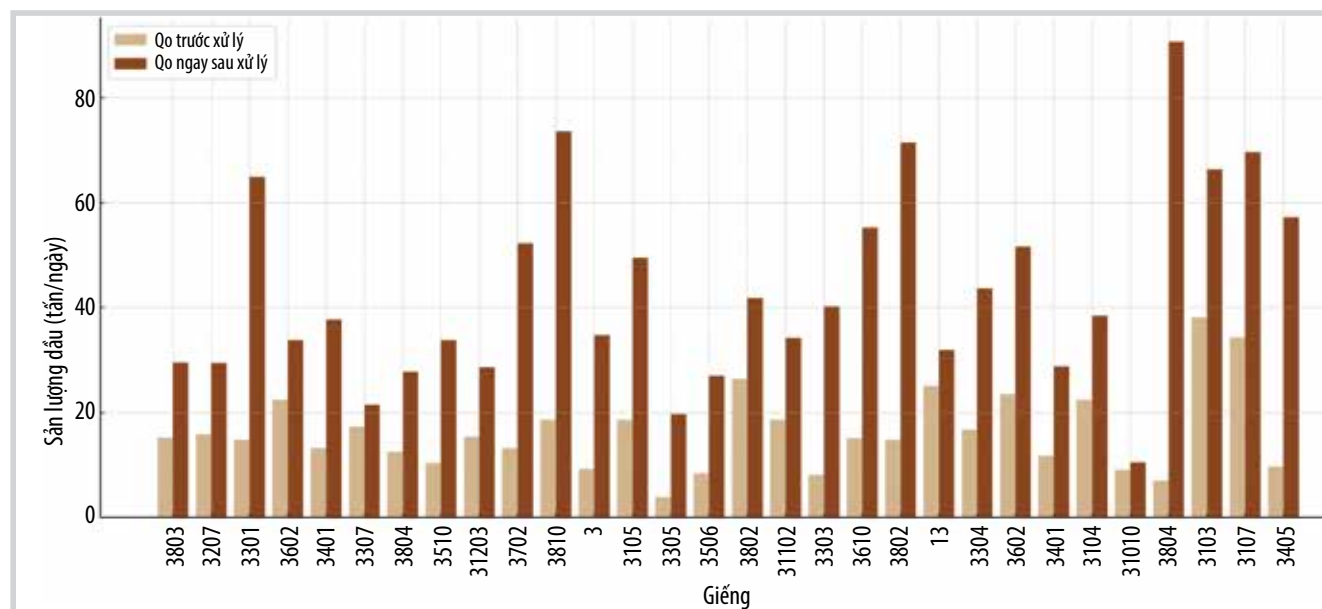
Giếng 3804_1 được chọn làm thử nghiệm cách ly nước chủ động do nằm trong vùng tầng chứa D3fm-III có độ bất đồng nhất cao về độ thấm ($C_v = 1,94$) và được khoan nhánh thay thế cho giếng chính 3804 đã bị ngập nước ở khu vực rìa mỏ. Khác với phương pháp xử lý thụ động sau khi độ ngập nước tăng cao, tại giếng này, hóa phẩm tạo gel được bơm ép ngay sau khi khoan nhằm tạo

màng chắn ngăn ngừa sự hình thành nón nước trước khi hiện tượng này xuất hiện. Kết quả theo dõi động thái khai thác cho thấy hiệu quả rõ rệt của biện pháp chủ động này với tỷ lệ nước duy trì ở mức 25% - thấp hơn đáng kể so với tỷ lệ 70 - 86% của các giếng mới khoan không được xử lý dự phòng, đồng thời đạt sản lượng dầu ổn định 90,6 tấn/ngày. So sánh với các giếng lân cận trong cùng điều kiện địa chất, kết quả này khẳng định hiệu quả của việc áp dụng công nghệ ngăn cách nước ngay từ giai đoạn đầu khai thác.

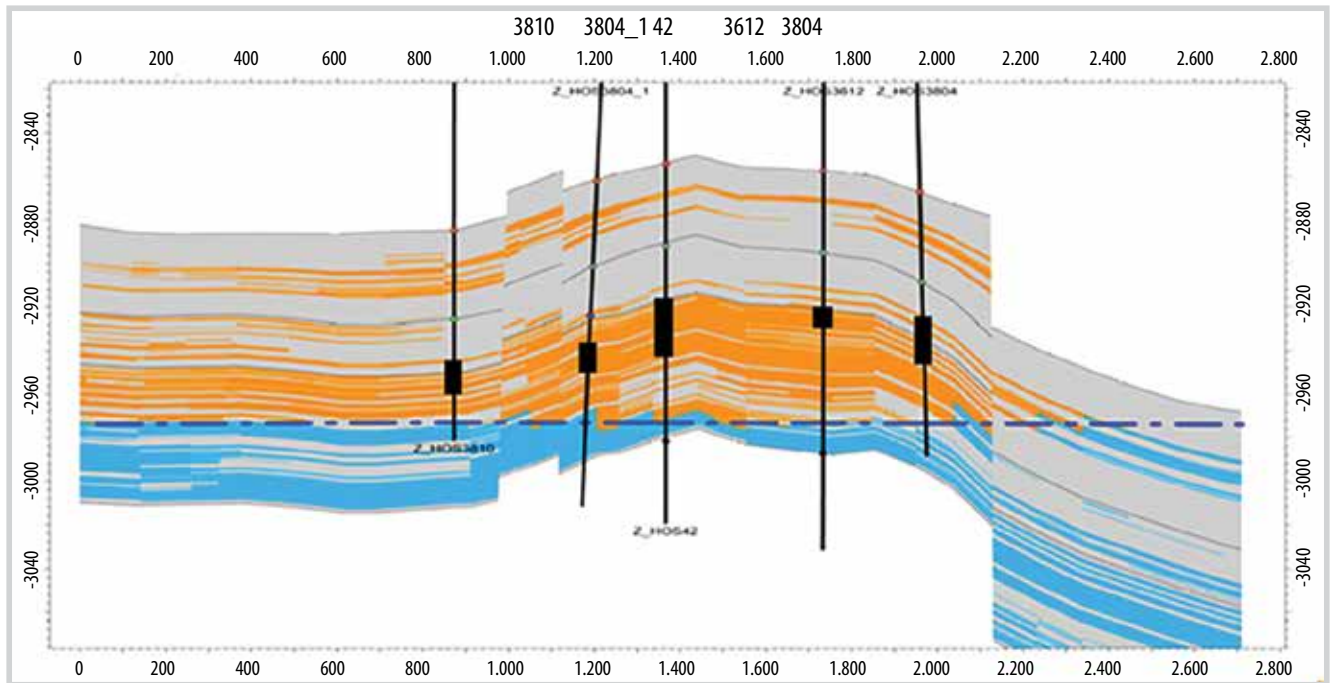
Dựa trên kết quả thử nghiệm, có thể khẳng định thành công của công nghệ phụ thuộc vào 3 yếu tố chính: (1) Tính phù hợp của hệ hóa phẩm tạo gel RV-3P-1 với điều kiện vỉa; (2) Độ chính xác trong việc lựa chọn đối tượng xử lý; và (3) Tuân thủ nghiêm ngặt quy trình kỹ thuật đã được nghiên cứu kỹ và tối ưu. Đặc biệt, việc bơm ép với thể tích lớn (trung bình 500 m³) đã tạo được vùng đệm ngăn cách đủ rộng để kiểm soát hiệu quả sự hình thành nón nước, lưới nước trong khi vị trí bơm ép trong giếng được lựa chọn hợp lý đã hạn chế tối đa ảnh hưởng đến các kênh dẫn dầu trong khoảng mở vỉa đang khai thác [5].

5. Các vấn đề cần khắc phục và giải pháp đề xuất

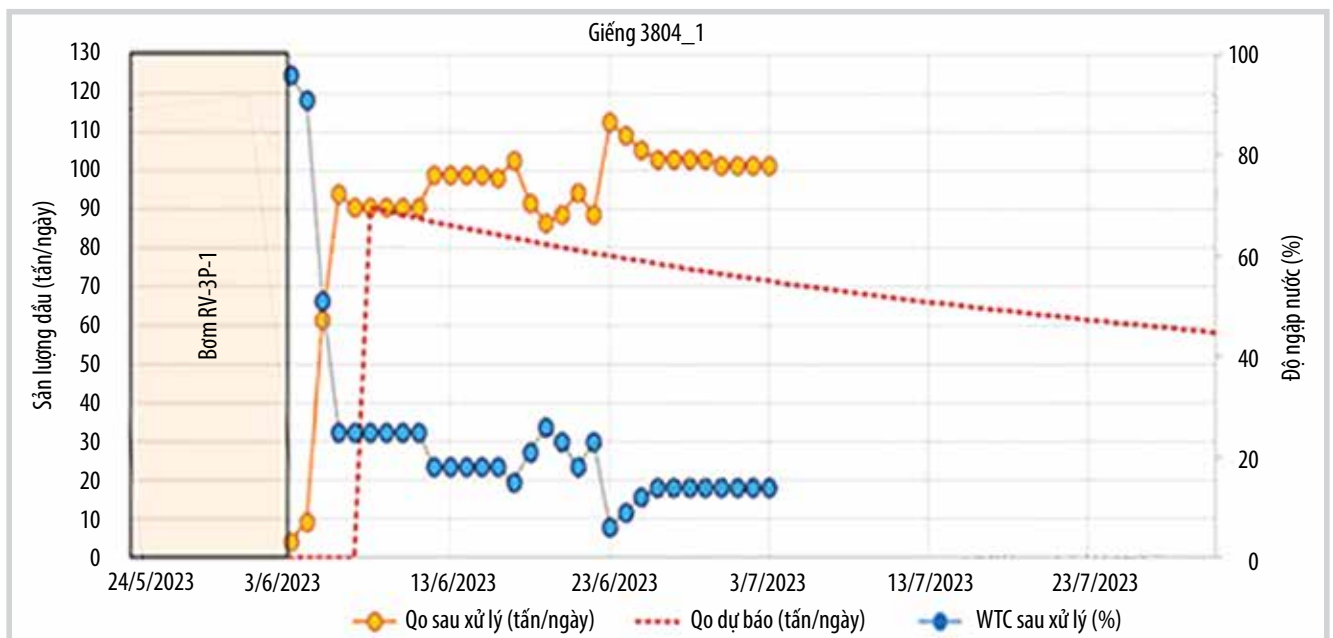
Qua quá trình triển khai thử nghiệm công nghệ ngăn cách nước tại 30 giếng, bên cạnh những kết quả tích cực đã đạt được, một số vấn đề kỹ thuật đã được phát hiện và cần có giải pháp khắc phục phù hợp. Trước hết là hiện tượng đóng cặn được ghi nhận tại 2 giếng sau khi xử lý bằng hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm. Cụ thể, cặn muối hình thành với cường độ cao trên các bộ phận làm việc của thiết



Hình 6. So sánh sản lượng dầu trước và sau xử lý ngăn cách nước.



Hình 7. Mặt cắt địa chất qua các giếng 3810, 3804, 42, 3612 và 3804_1.



Hình 8. Động thái khai thác trong thử nghiệm ngăn cách nước chủ động tại 3804_1.

bị bơm chìm. Hiện tượng đóng cặn này không chỉ ảnh hưởng đến hiệu suất hoạt động của bơm mà còn tiềm ẩn nguy cơ làm giảm hiệu quả khai thác lâu dài, đòi hỏi cần có quy trình xử lý và phòng ngừa đồng bộ trong quá trình triển khai công nghệ tại các giếng tiếp theo.

Để giải quyết vấn đề này, cần áp dụng đồng bộ các giải pháp: (i) Bổ sung chất ức chế cặn vào hệ hóa phẩm tạo gel, (ii) Tối ưu hóa chế độ khai thác để giảm thiểu điều kiện hình thành cặn và (iii) Định kỳ xử lý bằng dung dịch hòa tan cặn với tần suất phù hợp.

Hạn chế thứ 2 liên quan đến sự khác biệt giữa điều kiện phòng thí nghiệm và môi trường vỉa thực tế. Thử nghiệm trên các mô hình vỉa song song với lượng bơm 0,5 thể tích lỗ rỗng cho thấy hệ hóa phẩm có xu hướng ưu tiên thâm nhập vào các vùng nứt nẻ có độ thấm cao. Tuy nhiên, trong điều kiện vận hành thực tế, đặc biệt tại vùng cận đáy giếng, mỗi đơn vị thể tích của vỉa sẽ có lượng hóa phẩm chảy qua có thể lên đến hàng nghìn lần thể tích lỗ rỗng, đòi hỏi phải đánh giá kỹ lưỡng hơn về tương tác giữa hệ hóa phẩm với phần đá nền. Bên cạnh đó, thời gian gel hóa có thể có sai khác nhất định so với kết quả trong phòng

thí nghiệm. Đây là thông số đóng vai trò quyết định trong việc xác định thời điểm dừng bơm ép và chuyển sang giai đoạn đẩy gel vào vỉa. Vì vậy, cần có hệ thống giám sát chặt chẽ và khả năng điều chỉnh linh hoạt các thông số công nghệ trong quá trình triển khai. Đáng lưu ý, hiệu quả ngăn cách nước tại các giếng chỉ duy trì trong khoảng 1 năm, do đó cần nghiên cứu chuyên sâu về độ bền của gel trong điều kiện vỉa thực tế, nhằm xác định rõ nguyên nhân do gel bị phân hủy hay do sự hình thành các đường dẫn nước mới, từ đó đề xuất giải pháp cải thiện phù hợp.

Từ kinh nghiệm triển khai công nghệ ngăn cách nước tại 30 giếng, cùng với các vấn đề kỹ thuật đã được ghi nhận, việc mở rộng áp dụng công nghệ trong thời gian tới cần tập trung vào 2 hướng chính. Để nâng cao hiệu quả xử lý thông qua việc hoàn thiện quy trình và tối ưu hóa các thông số công nghệ, cần xây dựng quy trình phòng ngừa và xử lý hiện tượng đóng cặn; nghiên cứu nâng cao hiệu quả và giảm thiểu chi phí hóa phẩm; cải thiện độ bền của gel trong điều kiện vỉa thực tế; đồng thời hoàn thiện hệ thống giám sát quá trình bơm ép. Mở rộng phạm vi áp dụng công nghệ sang biện pháp ngăn cách nước chủ động cho các giếng khoan mới, dựa trên kết quả thành công từ giếng 3804_1. Những định hướng này không chỉ góp phần nâng cao hiệu quả của công nghệ mà còn mở rộng phạm vi ứng dụng, đặc biệt trong điều kiện phát triển mỏ hiện nay [5].



Hình 12. Cặn muối bám trên thân giếng và mẫu cặn thu thập được.

6. Đánh giá khả năng áp dụng hệ hóa phẩm tạo gel ngăn cách nước cho các mỏ trong nước

Thành phần chính của hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm RV-3P-1 tương tự như hệ hóa phẩm tạo gel Galka (ГАЛКА) đã được phát triển từ những năm 90 của thế kỷ XX bởi nhóm nghiên cứu của Viện Hóa vô cơ thuộc Chi nhánh Siberia của Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga dưới sự chỉ đạo của giáo sư Altunina L.K. Dựa trên cơ chế tạo gel từ hệ muối nhôm - urea - nước, công nghệ này có khả năng tạo ra trực tiếp trong vỉa gel vô cơ nhôm hydroxide và khí carbon dioxide. Trước khi thử nghiệm tại mỏ Tây Khosedayu, công nghệ sử dụng hệ hóa phẩm tạo gel gốc muối nhôm đã được ứng dụng thành công tại một số mỏ ở Liên bang Nga và Trung Quốc [6].

Tại Việt Nam, hệ hóa phẩm tạo gel Galka đã được thử nghiệm rất sớm tại tầng Miocene dưới của mỏ Bạch Hổ với mục đích kép: giảm độ ngập nước và tối ưu hóa dòng bơm ép. Phương pháp này được thực hiện bằng cách đẩy hệ hóa phẩm tạo gel thâm nhập sâu vào vỉa qua giếng bơm ép. Khi gel hình thành trong vỉa (khu vực giữa giếng bơm ép và khai thác) sẽ bít nhét các kênh dẫn có độ thấm cao đã hình thành lưới nước với độ bão hòa dầu thấp do quá trình khai thác bằng bơm ép nước với cường độ cao trước đó. Qua đó, dòng nước bơm ép phía sau sẽ được điều hướng sang các khu vực có độ thấm thấp hơn nằm xen kẽ các lưới nước hoặc xa hơn với độ bão hòa dầu cao hơn, giúp nâng cao hiệu quả quét đẩy dầu đến giếng khai thác, đồng thời làm giảm tỷ lệ nước trong lưu thể khai thác. Thử nghiệm đầu tiên được thực hiện tại giếng bơm ép 202 vào ngày 19/10/1996 được đánh giá là thành công với mức gia tăng sản lượng dầu 29 tấn/ngày. Sau hơn 3 năm, vào ngày 3/11/1999, thử nghiệm lần thứ hai được thực hiện tại giếng 202 nhưng ghi nhận không đạt hiệu quả. Sự khác biệt về hiệu quả áp dụng hệ hóa phẩm tạo gel tại Miocene dưới mỏ Bạch Hổ và Tây Khosedayu có thể được giải thích bởi nhiều yếu tố kỹ thuật, trong đó điều kiện địa chất vỉa và khai thác đóng vai trò quyết định:

- Nhiệt độ vỉa cao ($> 80^{\circ}\text{C}$) và độ mặn cao tại Bạch Hổ so với $65 - 70^{\circ}\text{C}$ tại Tây Khosedayu ảnh hưởng đến động học gel hóa;
- Đặc điểm thạch học và mức độ bất đồng nhất độ thấm khác biệt giữa 2 mỏ;
- Quy mô xử lý khác nhau: giếng bơm ép cần thể tích lớn hơn để tác động đến nhiều giếng khai thác liên thông;
- Yêu cầu về thời gian gel hóa khác nhau - giếng bơm ép cần thời gian dài để thâm nhập xa, giếng khai thác cần tối ưu để vừa đủ thâm nhập vùng cận đáy mà không tăng chi phí dừng giếng hay gây khó khăn bơm ép.

Ngoài Miocene dưới, tại tầng móng của mỏ Bạch Hổ cũng

đã được thử nghiệm ngăn cách nước bằng hệ hóa phẩm tạo gel. Hai đợt thử nghiệm được tiến hành tại các giếng khai thác 904 và 902 lần lượt vào ngày 16 và 21/11/1999, sử dụng hỗn hợp Galka và Metka (một dòng hóa phẩm ngăn cách nước khác cũng được phát triển bởi nhóm nghiên cứu của giáo sư Altunina). Tuy nhiên, cả 2 đợt thử nghiệm này đều thất bại, khiến các giếng 904 và 902 đang có sản lượng lần lượt là 132 tấn/ngày và 110 tấn/ngày mất hoàn toàn sản lượng. Phân tích kỹ thuật cho thấy nguyên nhân thất bại tại móng Bạch Hổ là do sự kết hợp của nhiều yếu tố bất lợi như:

- Vị trí bơm không phù hợp: Bơm vào vùng mở vỉa gần đỉnh nón nước ảnh hưởng trực tiếp đến vùng sản phẩm;
- Điều kiện địa hóa bất lợi: Nhiệt độ vỉa 140 - 150°C và độ khoáng hóa cao làm gel hóa quá nhanh, hạn chế khả năng bơm và không thể thực hiện bơm nước đẩy;
- Đặc điểm thạch học bất lợi: Tầng móng có đá nguyên khối gần như không thấm, dẫn dòng chỉ qua nứt nẻ thứ sinh - khi gel bít nhét các kênh nứt nẻ (kênh dẫn duy nhất) khiến giếng mất hoàn toàn khả năng khai thác;
- Thiếu kỹ thuật tối ưu: Không áp dụng kỹ thuật bắn vỉa bên dưới khoảng mở vỉa và hệ thống packer cách ly như tại Tây Khosedayu;
- Gel tạo thành sai vị trí: Bít nhét ngay tại vùng cận đáy giếng và đáy giếng khai thác, ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng gọi dòng khai thác trở lại.

Qua phân tích các thử nghiệm tại Miocene dưới và tầng móng mỏ Bạch Hổ, việc áp dụng hệ hóa phẩm tạo gel tại các mỏ Việt Nam gặp nhiều thách thức đáng kể so với mỏ Tây Khosedayu do sự khác biệt về điều kiện khai thác, địa chất và đặc tính vỉa chứa:

- Điều kiện địa chất bất lợi: Nhiệt độ vỉa cao hơn nhiều và độ mặn nước vỉa tăng do bơm ép nước biển lâu ngày ảnh hưởng động học gel hóa;
- Đặc tính dầu vỉa khác biệt: Dầu các mỏ trong nước có độ nhớt thấp hơn (thường dưới 5cP so với tại Tây Khosedayu 12cP) làm giảm nguy cơ nước thâm nhập dưới dạng kênh dẫn ưu tiên và nón nước;
- Thạch học vỉa chứa khác biệt: Vỉa cát kết có bề mặt giàu thạch anh thể hiện tính acid yếu, khác hoàn toàn môi trường bazơ của vỉa carbonate;
- Phân bố độ thấm không thuận lợi: Độ thấm phân bố tương đối đồng đều trong cát kết, khác với carbonate có nứt nẻ độ thấm cao không đồng nhất, làm phức tạp việc bít nhét chọn lọc;

- Thách thức triển khai ngoài khơi: Hạn chế vận chuyển vật tư, thiếu nguồn nước ngọt chất lượng cao, không gian làm việc hạn hẹp trên giàn khoan;

- Yêu cầu tích hợp phức tạp: Cần đồng bộ các hoạt động kỹ thuật như bắn vỉa bổ sung, lắp packer, xử lý acid và trám xi măng trong điều kiện ngoài khơi.

Sự kết hợp của các yếu tố này tạo ra ảnh hưởng trực tiếp đến tính khả thi kỹ thuật và hiệu quả kinh tế của dự án xử lý.

7. Kết luận và kiến nghị

Thử nghiệm công nghiệp tại 30 giếng thuộc vỉa carbonate nứt nẻ D3fm-III mỏ Tây Khosedayu (2019 - 2023) đã chứng minh thành công của công nghệ ngăn cách nước sử dụng hệ hóa phẩm do VNIlneft nghiên cứu và Rusvietpetro triển khai. Sau xử lý hầu hết các giếng đều giảm độ ngập nước và tăng sản lượng dầu với tổng sản lượng dầu đạt 179.719 tấn, mang lại lợi nhuận ròng 69,1 - 93,2 triệu USD.

Trong năm 2024, Rusvietpetro đã xử lý thêm 9 giếng mới và lên kế hoạch cho 8 giếng trong năm 2025. Trong suốt quá trình này, hệ hóa phẩm cũng như công nghệ triển khai thực địa đã không ngừng được hoàn thiện. Ba yếu tố then chốt đã mang lại thành công bao gồm: (1) phát triển và lựa chọn hệ hóa phẩm tạo gel với đặc tính phù hợp cho vỉa carbonate nứt nẻ, (2) xây dựng tiêu chí khoa học xác định chính xác đối tượng cần xử lý, và (3) tối ưu hóa quy trình kỹ thuật triển khai thực địa. Đặc biệt, việc ngăn cách nước chủ động thành công tại giếng 3804_1 đã mở ra triển vọng phòng ngừa sớm hiện tượng nón nước trong các giếng khoan mới.

Tuy nhiên, việc kế thừa và áp dụng công nghệ này cho các mỏ trong nước không hề đơn giản. Những thử nghiệm trước đây tại Miocene dưới và tầng móng mỏ Bạch Hổ đã cho thấy những thách thức xuất phát từ sự khác biệt về điều kiện địa chất và khai thác. Đặc biệt, triển khai tại các mỏ ngoài khơi như ở Việt Nam sẽ phức tạp và tốn kém hơn do phải thực hiện thêm nhiều công tác kỹ thuật như bắn vỉa bổ sung, xử lý acid, và trám lại xi măng...

Để có thể áp dụng hiệu quả công nghệ ngăn cách nước cho các mỏ trong nước, cần tập trung nghiên cứu xác định chính xác cơ chế nước thâm nhập vào giếng khai thác, lựa chọn hệ hóa phẩm phù hợp với từng đối tượng cụ thể, và xây dựng quy trình công nghệ tổng thể đảm bảo tính khả thi phù hợp với điều kiện ngoài khơi Việt Nam. Đây là bài toán phức tạp đòi hỏi sự đầu tư nghiên cứu nghiêm túc, tiếp cận đa ngành và kiểm chứng thực

tiền, nhưng cũng là hướng đi đúng đắn, cần thiết để nâng cao hiệu quả khai thác và kéo dài tuổi thọ các mỏ dầu đang ở giai đoạn cuối.

Tài liệu tham khảo

[1] Phan Vũ Anh, Trần Xuân Quý, Hoàng Long, Ngô Hồng Anh, Cù Thị Việt Nga, Nguyễn Thị Thu Hương, Trần Đăng Tú, Lê Đình Lăng, Nguyễn Hùng Anh, và Mai Thế Quyền, "Nghiên cứu ứng dụng hệ hóa phẩm hạn chế thâm nhập nước vào giếng khai thác cho các khu vực có nhiều vỉa mỏng xen kẽ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, trang 41 - 48, 2020.

[2] H. Yonebayashi, M. Abe, V. Sergeev, J. Furuno, S. Murakami, T. Sonoda, T. Hiraiwa, M. Suzuki, R. Arief, K. Zahaf, and M. Al Ameri, "Selective and reversible water shut-off technology based on emulsion system with nanoparticles for low to high permeabilities carbonate reservoirs at HTHS condition", *ADIPEC, Abu Dhabi, UAE*, 2 - 5 October 2023. DOI: 10.2118/216252-MS.

[3] VNIlneft, "Selection of chemical compositions and technologies for selective isolation and bottom water isolation (creation of water screens) at Central Khoreyver Uplift fields", Research report, A.P. Krylov All-Russian Oil and Gas Research Institute, Moscow, Russia, 2023.

[4] Robert D. Sydansk and Perry A. Argabright, *Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymergel*, US4683949A, 1987.

[5] JV Rusvietpetro LLC, "Experience of large-volume repair and insulation works to reduce water inflow in production wells at JV Rusvietpetro LLC", *Technical meeting on chemical water shutoff echnologies, Moscow, Russia, August 2023*.

[6] L.K. Altunina, A.A. Bokserman, V.A. Kuvshinov, and V. V. Polkovnikov, "Inorganic gels for enhanced oil recovery at high temperature", *Geological Society, London, Special Publication*, Volume 84, pp. 219 - 223, 1995. DOI: 10.1144/GSL.SP.1995.084.01.22.

EVALUATION OF FIELD TRIALS OF AN IN-SITU GEL-FORMING CHEMICAL SYSTEM FOR WATER SHUT-OFF IN PRODUCTION WELLS AT THE WEST-KHOSEDAYU FIELD AND IT'S APPLICATION POTENTIAL IN VIETNAM

Nguyen Tri Dung¹, Pham Khac Dat¹, D.M. Ponomarenko¹, Nguyen Tien Thinh¹, M.G. Kubrack¹, Nguyen Anh Tu¹, A.V. Fomkin², I.V. Tkachev², A.N. Stepanov², Phan Vu Anh³, Nguyen Minh Quy³, Pham Truong Giang³, Tran Xuan Quy³, Le Thi Thu Huong³, Hoang Long³, Le The Hung³, Hoang Linh³, Luu Dinh Tung³, Doan Van Thuan³, Ho Nam Chung⁴, Nguyen Quoc Dung⁴, Nguyen The Dung⁴, Nguyen Hoang⁴

¹Rusvietpetro

²VNIlneft

³Vietnam Petroleum Institute (VPI)

⁴Vietsovetro Joint Venture (Vietsovetro)

Email: anhpy@vpi.pvn.vn

Summary

This paper presents the research results and field trials of an in-situ gel-forming chemical system for water shut-off conducted at the West-Khosedayu field. The research was carried out by VNIlneft and field trials were implemented by Rusvietpetro Joint Venture Company. During the research phase, VNIlneft selected and optimized a chemical system with a gelation time of up to 70 - 80 hours at reservoir temperature, specifically suitable for selective plugging of high-permeability channels that serve as primary water conduits in fractured carbonate formations. Based on these research outcomes, during the period of 2019 - 2023, Rusvietpetro conducted 30 field trials in the D3fm-III reservoir, achieving a success rate of 96.7%. Each well was injected with an average of 500 m³ of chemicals into the zone below the open-hole interval. Results showed that average water cut decreased from 86% to 70%, oil production increased by an average of 20.3 tons/day/well immediately after treatment and sustained at 17 tons/day/well thereafter. The cumulative incremental oil production reached 179,719 tons. The success of this technology was attributed to three key factors: (i) development and selection of a gel-forming chemical system with properties tailored to reservoir conditions, (ii) accurate identification of target zones/wells based on geological and production criteria, and (iii) optimization of the injection and well treatment procedures.

Key words: Water shutoff, gel system, fractured carbonate reservoir, West-Khosedayu field.

NGHIÊN CỨU, ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ GIỎ XI MĂNG TRONG NGĂN CÁCH VÍA NƯỚC KHÔNG SỬ DỤNG GIÀN KHOAN: ĐÁNH GIÁ KỸ THUẬT VÀ HIỆU QUẢ KINH TẾ TRÊN CÁC ĐỐI TƯỢNG KHAI THÁC TẠI LÔ 09-1, BỂ CỬU LONG

**Nguyễn Quốc Dũng¹, Hồ Nam Chung¹, Hoàng Văn Minh¹, Trần Thanh Nam¹, Bùi Khắc Hùng¹
Phí Mạnh Tùng¹, Trần Lê Chiến¹, Nguyễn Thành Sơn²**

¹Liên doanh Vietsovpetro

²Công ty TNHH Dịch vụ giếng khoan dầu khí toàn cầu (GPWS)

Email: hungbk.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-03>

Tóm tắt

Hiện tại, các mỏ dầu khí truyền thống của Vietsovpetro như Bạch Hổ, Rồng đã bước vào giai đoạn khai thác cuối với đặc trưng suy giảm áp suất vỉa và độ ngập nước tăng cao (trên 60%), đặt ra thách thức rất lớn trong công tác quản lý, vận hành và khai thác mỏ. Việc duy trì sản lượng trong các mỏ dầu đã khai thác lâu năm cần thiết phải áp dụng hiệu quả các giải pháp kỹ thuật với chi phí tối ưu. Trong bối cảnh đó, Vietsovpetro đã triển khai công nghệ ngăn cách vỉa nước bằng giỏ xi măng (cement basket) mà không cần sử dụng giàn khoan, giúp kiểm soát độ ngập nước và gia tăng sản lượng khai thác.

Bài báo giới thiệu kết quả ứng dụng công nghệ giỏ xi măng trong ngăn cách vỉa nước không sử dụng giàn khoan tại Vietsovpetro từ giai đoạn đánh giá, nghiên cứu cơ sở lý thuyết tới triển khai ứng dụng thực tế, đánh giá các phức tạp gặp phải khi thử nghiệm công nghệ này lần đầu cho đối tượng móng nứt nẻ, đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật, từ đó rút ra các bài học kinh nghiệm nhằm nâng cao hiệu quả công nghệ, cũng như mở rộng khả năng và phạm vi áp dụng trong tương lai.

Từ khóa: Giỏ xi măng, ngăn cách nước, móng, quản lý mỏ, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Tình trạng gia tăng ngập nước trong các giếng khai thác tại mỏ Bạch Hổ và Rồng diễn biến ngày càng nghiêm trọng, đặt ra những thách thức rất lớn trong công tác quản lý, vận hành và khai thác mỏ. Theo số liệu thống kê đến tháng 6/2025 có tới 49% tổng quỹ giếng khai thác có độ ngập nước > 50%, làm giảm đáng kể sản lượng khai thác, đồng thời làm gia tăng chi phí xử lý nước. Nhóm giếng có độ ngập nước cao hiện đóng góp gần 30% sản lượng khai thác của toàn mỏ (Bảng 1), đây là con số đáng kể trong giai đoạn khai thác cuối đời mỏ.

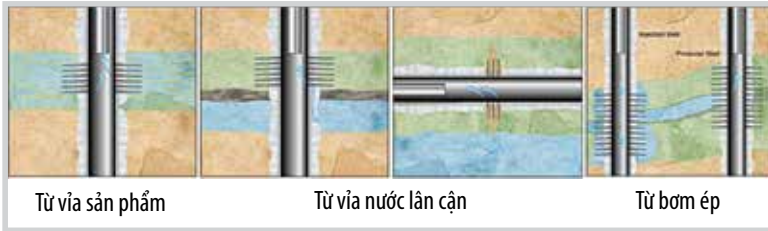
Để xây dựng cơ sở lý thuyết và phương pháp luận nghiên cứu công nghệ ngăn cách

nước hiệu quả cần làm rõ 2 vấn đề: Nguồn gốc nước xâm nhập giếng khai thác đến từ đâu và cơ chế gây ra ngập nước trong giếng là gì?

Nước ngập từ 3 nguồn chính là vỉa sản phẩm, vỉa nước lân cận, hoặc từ hiệu ứng bơm ép (Hình 1) [1].

Bảng 1. Phân bố quỹ giếng khai thác của Vietsovpetro theo độ ngập nước

Độ ngập nước (%)	Số lượng (giếng)	Sản lượng ngày (%)
< 10	114	56,8
10 - 30	51	15,7
30 - 50	44	11,7
50 - 70	60	13,5
> 70	139	2,3
	411	100



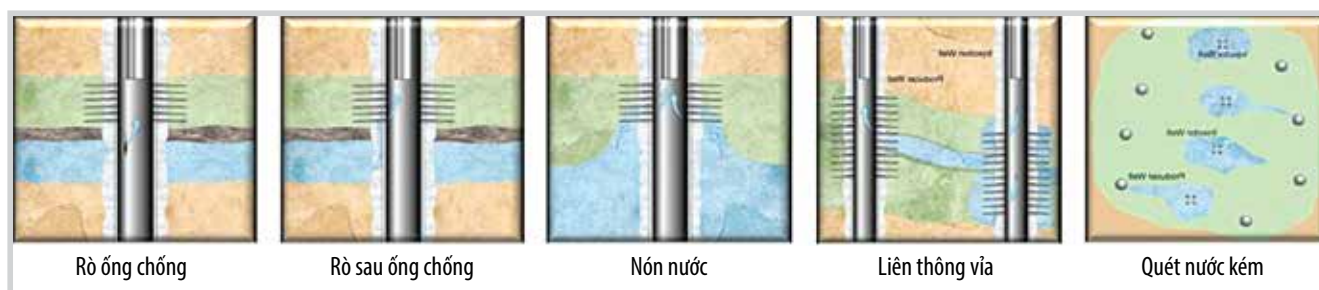
Hình 1. Các nguồn nước trong khai thác dầu khí.



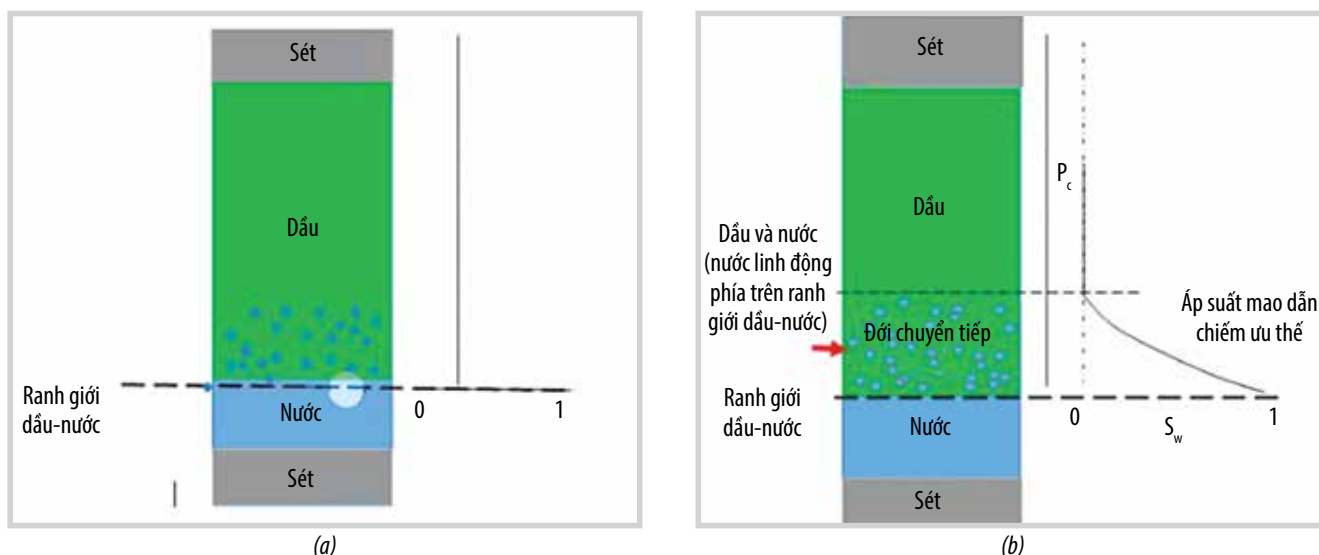
Ngày nhận bài: 2/1/2025.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 2/1 - 3/2/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 3/2/2025.



Hình 2. Các cơ chế ngập nước trong khai thác dầu khí.



Hình 3. Cơ chế ngập nước thường gặp.

Cơ chế ngập nước trong khai thác dầu khí có 5 loại chính (Hình 2) [1] là rò rỉ qua ống chống, rò rỉ sau ống chống, nón nước, liên thông vỉa, quét nước kém trong bơm ép.

Trong công nghệ khai thác dầu khí, khi đã tối ưu hệ thống khai thác - bơm ép, đa số hiện tượng ngập nước sẽ có biểu hiện ngập từ dưới lên trên, ứng với việc ranh giới dầu nước (oil water contact - OWC) dâng cao dần theo thời gian khai thác (Hình 3) [2]. Để đảm bảo ngăn cách nước hiệu quả, công nghệ đặt cầu xi măng thường được sử dụng để chặn khoảng đã ngập nước, khai thác tiếp tục phần dầu ở nóc vỉa.

Khi nước đồng hành gia tăng cùng dòng sản phẩm thu được từ giếng sẽ gây ra nhiều vấn đề trong công tác vận hành hệ thống, cụ thể như sau:

- Giảm hiệu quả khai thác
- + Độ ngập nước tăng khiến tỷ trọng cột chất lỏng trong giếng tăng lên làm giảm hiệu quả khai thác. Để khôi phục lưu lượng giếng cần tăng lưu lượng khí nén gaslift, trong một số trường hợp phải thiết kế lại thông số van gaslift và thay van mới làm tăng chi phí vận hành;

+ Việc khai thác nước từ các khoảng đã ngập cũng ảnh hưởng xấu tới giếng khai thác dầu lân cận từ các khoảng này, do việc khai thác nước sẽ đẩy nhanh tốc độ suy giảm áp suất vỉa ở các giếng chưa ngập, khiến lượng dầu thu hồi được giảm đáng kể.

- Tăng tần suất xuất hiện sự cố trong giếng khoan

+ Các tầng sản phẩm trầm tích được cấu thành bởi cát kết, bột kết, khi có nước sẽ làm tăng tốc độ phá hủy độ bền vững của thành hệ, đặc biệt là ở vùng cận đáy giếng, khiến tốc độ sinh cát ở các giếng khai thác trở nên nghiêm trọng hơn khi áp suất vỉa suy giảm;

+ Nước trong các thành hệ có các thành phần hóa học khác nhau. Trong điều kiện nhiệt độ, áp suất phù hợp các thành phần hóa học này sẽ kết tủa tạo thành muối, gây thu hẹp/tắc đường kính ống khai thác, ống công nghệ, cũng như làm hư hại các van gaslift, van công nghệ trên bề mặt. Vấn đề này càng nghiêm trọng hơn tại các giếng khai thác đa tầng (điển hình như mỏ Thổ Tráng) [3].

- Gây quá tải hệ thống xử lý nước: Hệ thống xử lý nước đồng hành ở Vietsovpetro đã làm việc trong thời gian dài, hiệu suất giảm dần theo thời gian vận hành. Với

độ ngập nước tăng nhanh thì khối lượng nước cần xử lý và chi phí xử lý cũng tăng theo thời gian.

Trên cơ sở các phân tích trên, có thể thấy rằng ngăn cách vỉa nước là yêu cầu cấp thiết trong khai thác mỏ dầu giai đoạn cuối. Mục tiêu chính của giải pháp được đặt ra là: tối đa hóa sản lượng dầu khai thác và tối thiểu hóa khai thác nước đồng hành.

Các phương pháp ngăn nước truyền thống như đặt cầu xi măng bằng giàn khoan hoặc bơm hóa phẩm thường có chi phí lớn (> 500.000 USD), thời gian thi công dài, rủi ro mất giếng cao và khó triển khai cho các công trình khai thác ngoài biển - nơi bị hạn chế về thiết bị, không gian và tải trọng. Vì vậy, Vietsovpetro cần tìm kiếm một giải pháp ngăn cách nước hiệu quả với thời gian thi công ngắn, chi phí thấp, ít rủi ro, thực hiện được trong mọi điều kiện kỹ thuật và công tác chuẩn bị đơn giản.

Công nghệ ngăn cách nước bằng giỏ xi măng có thể được thả qua cáp E-line là một trong những giải pháp mới do Vietsovpetro cùng với Công ty TNHH Dịch vụ giếng khoan dầu khí toàn cầu (GPWS) hợp tác nghiên cứu phát triển áp dụng phù hợp trong điều kiện địa chất mỏ.

2. Công nghệ “giỏ xi măng” ngăn cách vỉa nước không sử dụng giàn khoan

Giỏ xi măng là thiết bị chuyên dụng được thiết kế để tạo giá đỡ cho xi măng tại độ sâu mong muốn trong lòng giếng mà không cần nhấc ống khai thác hoặc huy động giàn khoan (Hình 4) [4].

Thiết kế giỏ xi măng gồm 3 phần chính:

- Phần chấu gồm 2 bộ chấu trên và dưới, mỗi bộ gồm 3 chấu, có tác dụng bám chặt vào thành ống chống để cố định giỏ xi măng.
- Phần lá xòe gồm 1 hệ lá thép xếp chồng lên nhau, có tác dụng hứng cát và xi măng trong quá trình đặt cầu.
- Phần lõi kết nối với thiết bị kích hoạt, đảm bảo giỏ xi măng sẽ chỉ kích hoạt khi người vận hành mong muốn.

Tại độ sâu đặt cầu (theo GR, CCL), thiết bị sẽ được kích hoạt bằng tín hiệu từ bề mặt, khiến giỏ xi măng mở chấu bám vào thành, cố định tại độ

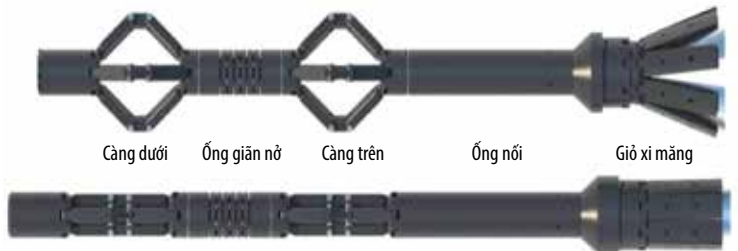
sâu mong muốn. Sau đó, hệ thống lá xếp sẽ mở ra, tạo thành một chiếc giỏ để hứng cát và xi măng. Tiếp theo, cát và xi măng sẽ được đổ lên trên giỏ để hình thành một cầu làm kín, giúp ngăn cách vỉa nước hiệu quả (Hình 5 và 6).

Thông số thiết bị giỏ xi măng:

- Đường kính ngoài: 1,69”; 2,000”; 2,125” (ống chống 2 - 9⁵/₈”);
- Nhiệt độ: 205°C;
- Áp suất: 15.000 psi - 1.034 atm;
- Vật liệu: Chống ăn mòn;
- Tải trọng chịu được sau khi đặt: 6.500 lbs - 2.948 kg.

Giỏ xi măng được thiết kế với đường kính ngoài (OD) 1,69 - 2 - 2,125”, có thể thả qua các cấp ống khai thác từ 2³/₈” - 4¹/₂”, có khả năng làm kín ống chống lớn nhất là 9⁵/₈”. Điều này giúp cho việc đặt cầu xi măng có thể thực hiện mà không cần thao tác kéo hết ống tubing lên, giảm chi phí do không cần sử dụng giàn khoan.

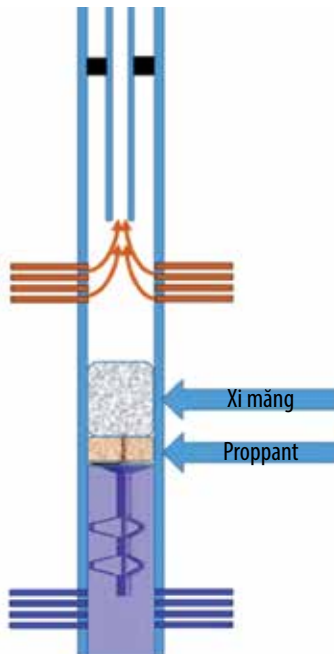
Thông số kỹ thuật			
Tên dụng cụ	Giỏ xi măng điều chỉnh - Giãn nở cao		
Đường kính ngoài (OD)	1.690"	2.000"	2.125"
Nhiệt độ làm việc	400°F (205°C)		
Áp suất làm việc	15.000 psi (103,4 MPa)		
Vật liệu	Chống ăn mòn hoàn toàn		
Dài đường kính trong khi lắp đặt	2,0" - 8,7"		
Tải trọng chịu được	6.500 lbs		



Hình 4. Cấu tạo thiết bị cement basket (minh họa và thực tế).



Hình 5. Giỏ xi măng sau khi kích hoạt.



Hình 6. Bản vẽ cấu tạo cấu tạo sau khi hoàn thiện thi công.

3. Kết quả triển khai thử nghiệm công nghệ giỏ xi măng ngăn cách nước cho đối tượng móng tại giếng 25/RC-4 mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi

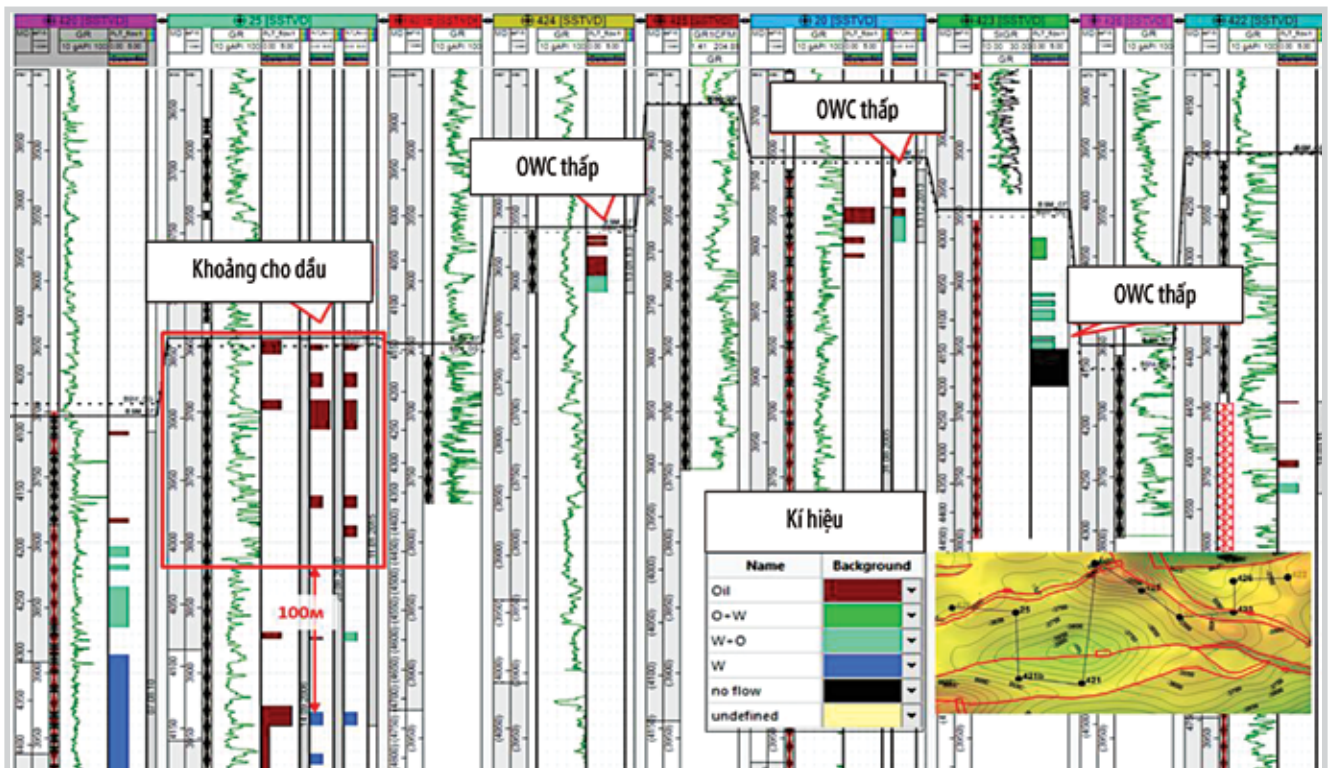
Công nghệ giỏ xi măng đã được Vietsovpetro nghiên cứu triển khai thử nghiệm cho đối tượng móng tại giếng 25/RC-4 mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi. Trên cơ sở nghiên cứu tài liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan, tài liệu liên kết cho thấy giếng 25/RC-4 có tiềm năng ngăn cách nước (Hình 7). Kết quả PLT (production logging test) ngày 30/3/2019 cho thấy khoảng ngập nước ở cách khoảng cho dầu hơn 100 m, thân giếng có góc lệch < 60° và độ ngập nước cao (> 77%).

Ngày 6/10/2020, Vietsovpetro đã tiến hành thực hiện ngăn cách nước bằng giỏ xi măng tại giếng 25/RC-4 ở độ sâu 4.027 - 4.035 m [5]. Kết quả đo PLT cho thấy tồn tại cầu xi măng ở trạng thái kín.

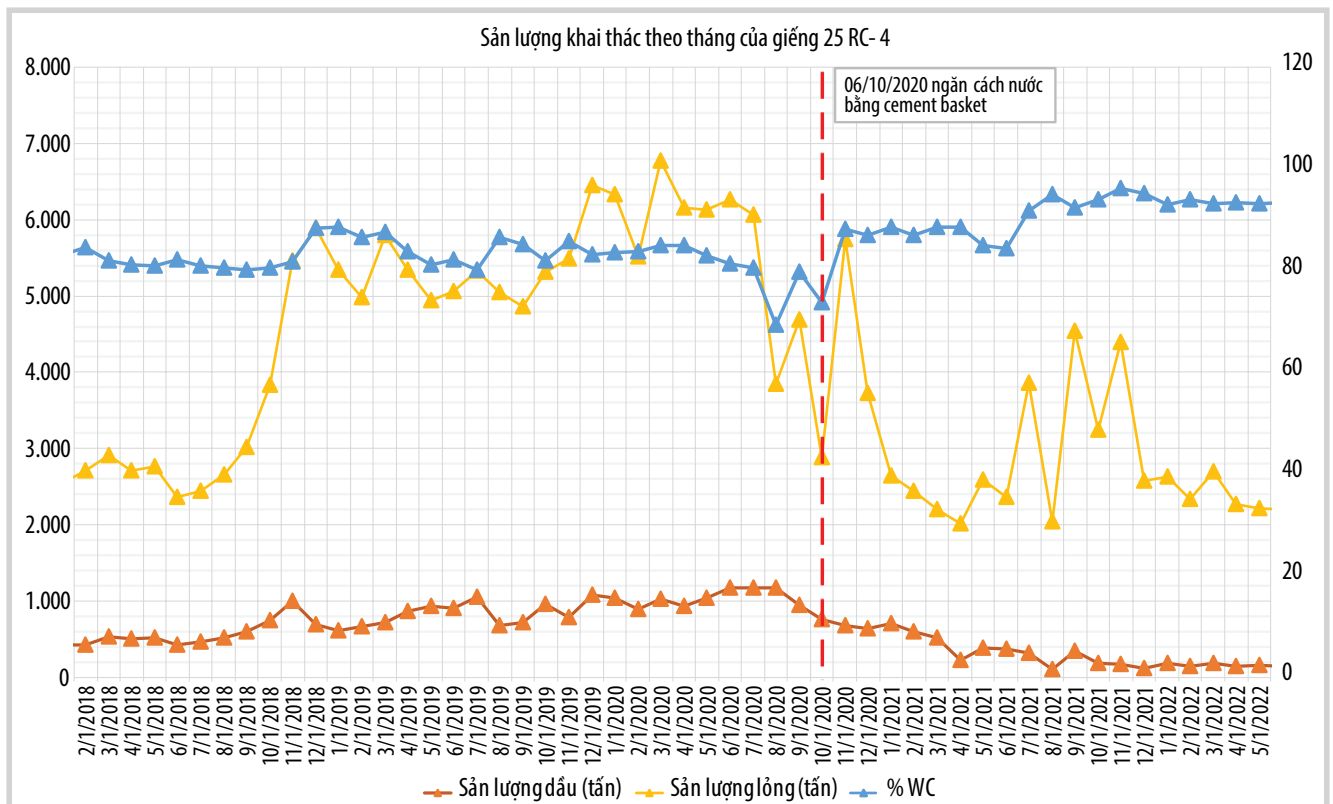
Phân tích động thái khai thác giếng 25/RC-4 sau khi ngăn cách nước cho thấy có sự suy giảm lưu lượng lỏng

Bảng 2. So sánh các phương pháp ngăn cách nước hiện tại

Phương pháp	Ngăn cách nước bằng cầu xi măng dùng giàn khoan	Ngăn cách nước bằng giỏ xi măng không sử dụng giàn khoan
Mục tiêu	Ngăn cách nước trong giếng khai thác	
Đánh giá	- Huy động giàn khoan chi phí lớn, thiết bị nhiều và phức tạp. - Thời gian dùng giếng kéo dài (14 - 20 ngày). - Phải dập giếng, có khả năng gây nhiễm bẩn và ảnh hưởng đến cấu trúc của tầng chứa. - Rủi ro có thể bị đứt cần khai thác trong khi kéo.	- Thực hiện can thiệp bằng dây cáp để tạo nút xi măng cô lập vùng ngập nước mà không cần dập giếng. - Chi phí thấp vì không cần thuê giàn khoan và các dịch vụ liên quan. - Thời gian dùng giếng ngắn (4 - 6 ngày). - Không cần dập giếng nên không gây ảnh hưởng lên tầng sản phẩm.



Hình 7. Liên kết mặt cắt giếng 25/RC-4 và các giếng lân cận.



Hình 8. Động thái khai thác giếng 25/RC-4 trước và sau khi ngăn cách nước.

Bảng 3. Động thái giếng 25/RC-4 trước và sau khi ngăn cách nước

Giếng 25/RC-4	Q lỏng (m ³ /ngày)	Q dầu (m ³ /ngày)	Vgaslift (nghìn m ³ /ngày)	Δ dầu (m ³ /ngày)
Trước RIW	260	64	35	-31
Sau RIW	190	33	30	

từ 260 m³/ngày xuống 190 m³/ngày (Hình 8, Bảng 3). Điều này khẳng định thành công về mặt công nghệ khi đã tạo được cầu xi măng kín trong giếng giúp ngăn chặn dòng chảy từ đới nứt nẻ bên dưới xâm nhập vào giếng qua khoảng mở vỉa. Tuy nhiên, giếng này không ghi nhận sự suy giảm độ ngập nước, thậm chí độ ngập nước còn gia tăng sau khi ngăn cách nước (80 - 90%). Nguyên nhân gây ra sự gia tăng độ ngập nước tại giếng 25/RC-4 sau khi ngăn cách có thể là do sự di chuyển của nước vỉa/bơm ép ở đới nứt nẻ bên dưới theo các kênh dẫn nứt nẻ lên các đới dập vỡ phía trên và xâm nhập vào giếng (Hình 9) [6]. Các đới nứt nẻ trong móng có phân bố rất khác biệt so với nứt nẻ của đá trầm tích, do vậy có tính bất đồng nhất cao và rất khó dự báo, mô phỏng sự liên thông giữa chúng. Kết quả thử nghiệm tại giếng 25/RC-4 có thể rút ra một số kết luận sau:

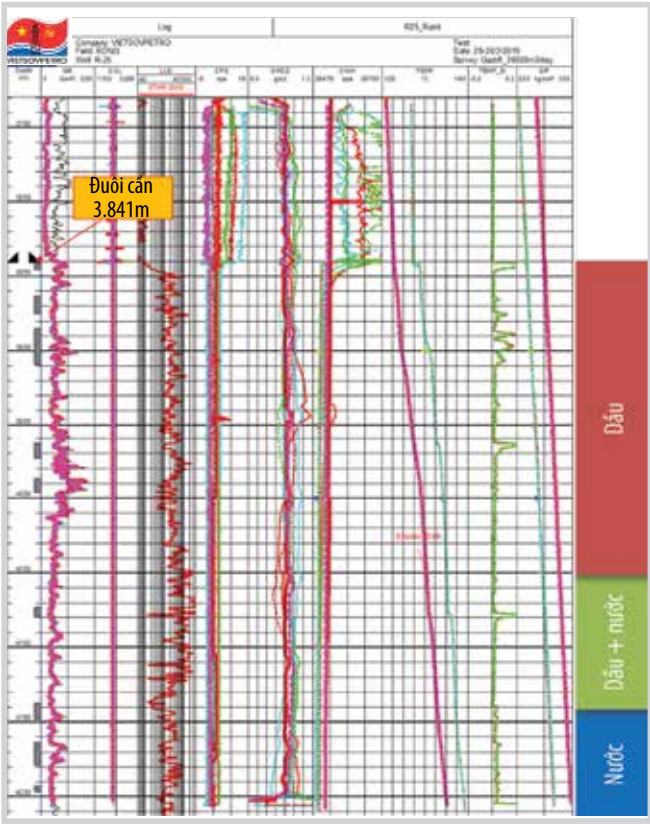
- Thử nghiệm công nghệ giếng xi măng về mặt kỹ thuật cho giếng 25/RC-4. Cầu xi măng đã kín sau khi đặt;
- Đối với đối tượng móng, cần có đánh giá kỹ về tính

liên thông của các đới nứt nẻ, sự phân bố thấm chứa trên cơ sở tài liệu địa chấn, địa vật lý, mô hình thủy động lực... khi biện luận cơ sở tiến hành ngăn cách nước;

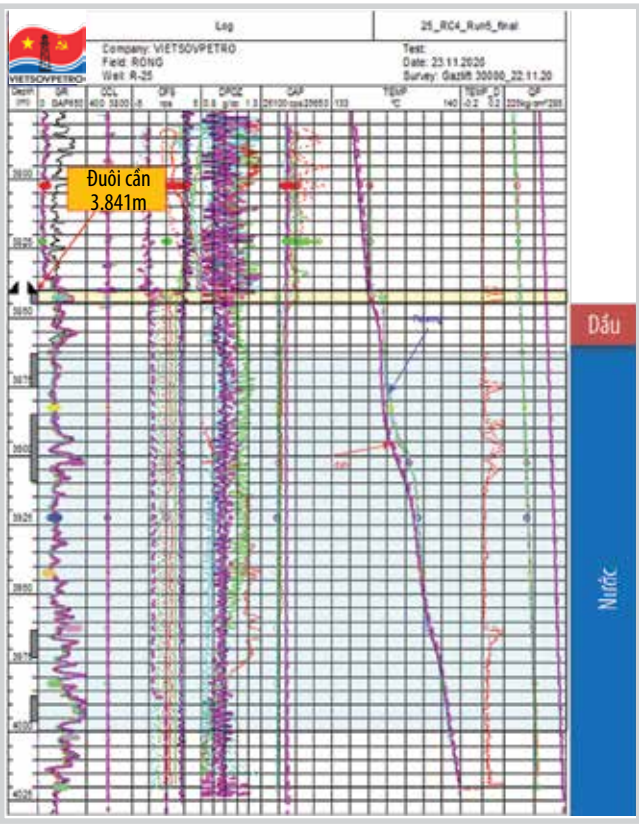
- Khảo sát MPLT của giếng tiềm năng và các giếng lân cận để xác định sự phân bố dầu nước của khu vực nghiên cứu;
- Thử nghiệm áp dụng ngăn cách nước cho đối tượng trầm tích, nơi phân bố thấm chứa có thể xác định với độ tin cậy cao trên cơ sở các tài liệu hiện có.

Trong giai đoạn 2022 - 2025, Vietsovpetro tiếp tục triển khai công nghệ giếng xi măng cho 9 giếng có độ ngập nước cao trên các mỏ Bạch Hổ, Gấu Trắng tại các đối tượng tầng trầm tích trên cơ sở kinh nghiệm triển khai tại giếng 25/RC-4. Kết quả triển khai công nghệ giếng xi măng cho đối tượng trầm tích Lô 09-1 được thể hiện trong Bảng 4 và Hình 10:

- Tổng sản lượng dầu gia tăng giai đoạn 2022 - 2025: + 18.160 tấn;



PLT 03.2019



PLT 11.2020

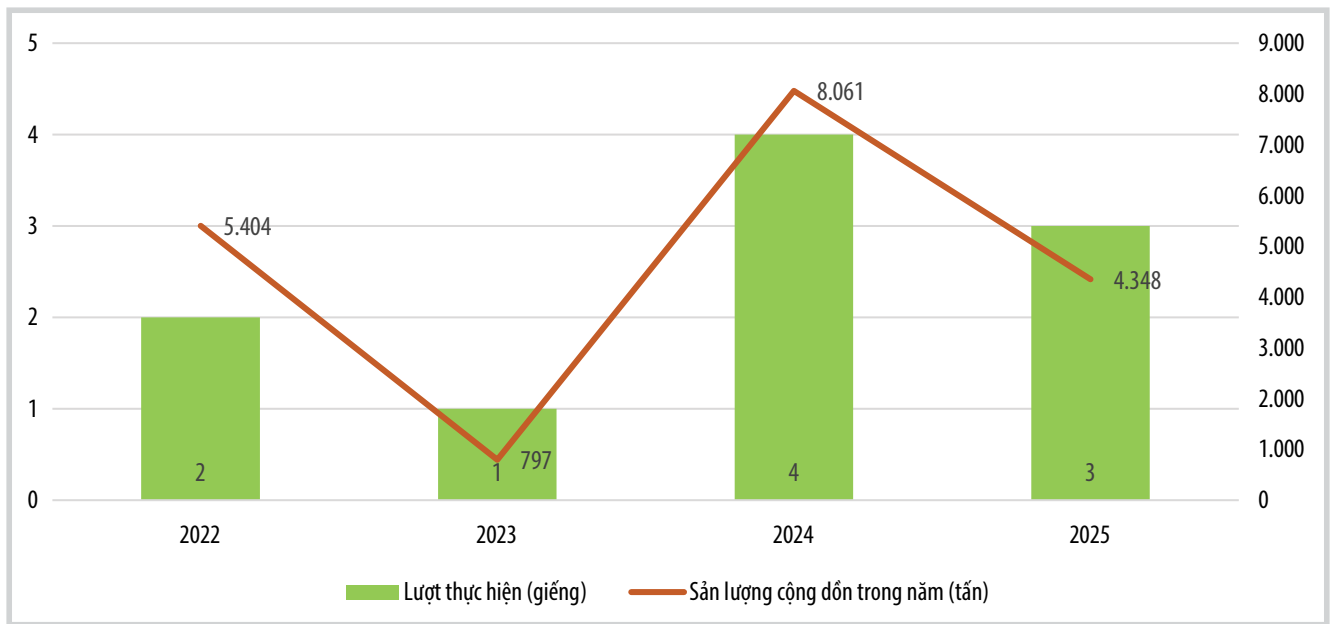
Hình 9. So sánh kết quả PLT trước và sau khi ngăn cách nước.

Bảng 4. Kết quả triển khai công nghệ giếng xi măng trong giai đoạn 2022 - 2025

TT	Mỏ	Đối tượng	Giếng	Ngày thực hiện	ΔQ lỏng (m ³ /ngày)	ΔQ dầu (m ³ /ngày)	Δ độ ngập nước (%)	Hiệu quả	Ghi chú
1	Bạch Hổ	LO	1022/MSP-10	1/7/2022	41	16	-5	Hiệu quả	Sau ngăn cách vỉa nước, vỉa sản phẩm hoạt động tốt hơn do không bị vỉa nước đè
2	Bạch Hổ	LM	7002B/BK-7	14/7/2022	19	8	-10	Hiệu quả	Sau ngăn cách vỉa nước, vỉa sản phẩm hoạt động tốt hơn do không bị vỉa nước đè
3	Gấu Trắng	LM	11P/GTC-1	25/9/2023	13	9	-10	Hiệu quả	Sau ngăn cách vỉa nước, vỉa sản phẩm hoạt động tốt hơn do không bị vỉa nước đè
4	Bạch Hổ	LM	1203B/BT-7	6/5/2024	21	18	-15	Hiệu quả	Sau ngăn cách vỉa nước, vỉa sản phẩm hoạt động tốt hơn do không bị vỉa nước đè
5	Bạch Hổ	LM	419/BK-4	5/7/2024	14	11	-13	Hiệu quả	Sau ngăn cách vỉa nước, vỉa sản phẩm hoạt động tốt hơn do không bị vỉa nước đè
6	Bạch Hổ	LM	457/BK-4	5/7/2024	-1	9	-25	Hiệu quả	Sau ngăn cách vỉa nước, vỉa sản phẩm hoạt động tốt hơn do không bị vỉa nước đè
7	Bạch Hổ	LM	460/BK-8	7/12/2024	-48	9	-6	Hiệu quả	Sau ngăn cách vỉa nước, vỉa sản phẩm hoạt động tốt hơn do không bị vỉa nước đè
8	Bạch Hổ	LM	404/BK-3	8/4/2025	-19	2	-6	Hiệu quả	Vỉa sản phẩm đã ngập, hiệu quả thấp
9	Bạch Hổ	UO	1203/BT-7	20/5/2025	-34	20	-23	Hiệu quả	Chặn dòng sau ống chống từ vỉa dưới bản bố sung tầng 28_3 có hiệu quả tốt

- Sản lượng dầu trung bình tăng thêm: ~148 tấn/ngày;
- Thời gian thi công giảm còn 4 - 6 ngày, so với 14 - 20 ngày khi dùng giàn tự nâng;

- Chi phí giảm còn ~200.000 USD/giếng, tiết kiệm chi phí thuê giàn tự nâng ước tính 120.000 USD/ngày (chưa bao gồm chi phí vật tư cho hoạt động sửa giếng).



Hình 10. Kết quả triển khai công nghệ giếng xi măng tại Vietsovpetro trong giai đoạn 2022 - 2025.

4. Bài học kinh nghiệm

Một số bài học kinh nghiệm nhằm nâng cao khả năng thành công của công nghệ giếng xi măng:

- Lựa chọn giếng: Lưu lượng lớn, độ ngập nước cao, thân giếng có độ lệch < 60°, có không gian tối thiểu 6 m giữa các vỉa cần cách ly. Có lớp sét địa chất chắn giữa các vỉa để đảm bảo không có hiện tượng coning/crestring. Đường kính tubing đảm bảo để thả giếng xi măng phù hợp với đường kính của casing.
- Khảo sát MPLT đối với các giếng tiềm năng và các giếng lân cận để chính xác trạng thái ngập nước các vỉa sản phẩm, kiểm tra dòng sau ống chống, đồng thời đánh giá ranh giới dầu nước (OWC) của tầng sản phẩm khu vực nghiên cứu.
- Chất lượng vật liệu xi măng: Công thức xi măng cần phù hợp với điều kiện áp suất, nhiệt độ vỉa tại thời điểm ngăn cách. Trong trường hợp cần thiết phải cập nhật lại thông số thủy động giếng để đảm bảo công thức xi măng phù hợp. Tiêu chí chuẩn bị xi măng: không chuyển trạng thái sớm hơn 4 giờ để đảm bảo thời gian thực hiện đổ, không đông trễ hơn 30 giờ để có thể gọi dòng lại giếng nhanh.
- Rủi ro tiềm ẩn: Chấu bám không chắc, giếng có góc nghiêng lớn khiến xi măng bị đông thành dạng lòng máng, không đảm bảo độ kín của cầu. Sau khi thả cần đảm bảo đè tải thử trước khi đổ xi măng để kiểm tra độ bám của giếng.

5. Kết luận và kiến nghị

Công nghệ giếng xi măng là giải pháp đột phá trong công tác cách ly vỉa nước cho các giếng khai thác lâu năm, giúp giảm chi phí, nâng cao hiệu quả khai thác và rút ngắn thời gian can thiệp mà không cần sử dụng giàn khoan. Kết quả triển khai thực tế tại Vietsovpetro cho thấy công nghệ này có tiềm năng mở rộng trong bối cảnh quỹ giếng ngập nước tăng cao và bài toán tối ưu chi phí sản xuất. Để phát huy tối đa hiệu quả công nghệ giếng xi măng, Vietsovpetro đề xuất tiếp tục thực hiện các giải pháp sau:

- Xây dựng tiêu chí lựa chọn giếng phù hợp với điều kiện mỏ, vỉa thực tế;
- Nghiên cứu địa chất, địa vật lý, lựa chọn các tầng vỉa và đối tượng ngăn cách phù hợp để đảm bảo hiệu quả;
- Nâng cao công tác khảo sát bằng cách kết hợp các công nghệ đo đạc địa vật lý (PLT, DFOS, DHVC, flow scanner...) để xác định chính xác vỉa ngập nước, nâng cao hệ số thành công;
- Hoàn thiện quy trình: Tối thiểu thời gian thi công để tiết giảm chi phí.

Tài liệu tham khảo

- [1] Halliburton, "Waver conformance technology, water shut-off services", 2023.
- [2] O. Abiola and F.O. Obasuyi, "Transition zones analysis using empirical capillary pressure model from

well logs and 3D seismic data on 'Stephs' field, onshore, Niger Delta, Nigeria", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Volume 10, Issue 3, pp. 1227 - 1242, 2020. DOI: 10.1007/s13202-019-00814-2.

[3] Vietsovpetro, "Báo cáo khoa học phân tích trạng thái khai thác mỏ Lô 09-1 hàng năm (NIR II.1)".

[4] Vietsovpetro, "Áp dụng công nghệ ngăn cách vỉa nước trong ống chống không cần dùng giàn khoan bằng thiết bị giỏ xi măng trong điều kiện Vietsovpetro", 2025.

[5] Hồ Nam Chung, Phí Mạnh Tùng, Đặng Xuân Thủy, và Đinh Đức Huy, "Ứng dụng công nghệ "giỏ xi măng"

ngăn cách nước nhằm cải thiện hiệu quả khai thác dầu tại đối tượng móng nứt nẻ mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, trang 35 - 40, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.01-01.

[6] Xí nghiệp Địa vật lý Giếng khoan, "Tài liệu minh giải MPLT giếng 25/RC-4", Vietsovpetro, 2019 - 2020.

[7] GPWS, "Technical proposal for water shut-off technique using cement basket", 2022.

RESEARCH AND APPLICATION OF "CEMENT BASKET" TECHNOLOGY IN WATER SHUT-OFF WITHOUT JACK-UPS: TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION ON PRODUCTION OBJECTS AT BLOCK 09-1, CUU LONG BASIN

**Nguyen Quoc Dung¹, Ho Nam Chung¹, Hoang Van Minh¹, Tran Thanh Nam¹, Bui Khắc Hưng¹
Phí Mạnh Tùng¹, Trần Lê Chiên¹, Nguyễn Thanh Sơn²**

¹Vietsovpetro Joint Venture (Vietsovpetro)

²Global Petro Well Services Co.,Ltd (GPWS)

Email: hungbk.rd@vietsov.com.vn

Summary

As of now, traditional oil fields operated by Vietsovpetro, such as Bach Ho and Rong, have entered the late stage of production, characterized by declining reservoir pressure and high water-cut levels exceeding 60%. This poses significant challenges for reservoir management, field operations, and production optimization. Sustaining output from these mature fields requires the application of effective and cost-efficient technical solutions. For that purpose, Vietsovpetro has deployed the cement basket technology for water shut-off without the need for drilling rigs, enabling better control of water-cut and contributing to enhanced oil recovery.

This paper presents the application result of the cement basket technology for water zone isolation without jack-ups at Vietsovpetro, encompassing the full process from theoretical basis study, candidate evaluation to field implementation. It also analyzes the technical complexities encountered during the first pilot test for fractured basement reservoirs, evaluates the technical and economic effectiveness of the method, and draws lessons learned to improve the technological performance, future scalability and broader applicability of the technology.

Key words: Cement basket, water shut-off, basement, field management, Cuu Long basin.

ĐẶC ĐIỂM THẠCH HỌC VÀ KHẢ NĂNG CHỨA CỦA ĐÁ MÓNG NÚT NẸ TRƯỚC ĐỆ TAM KHU VỰC MỎ ĐẠI HÙNG, LÔ 05-1(A), BỂ NAM CÔN SƠN

**Nguyễn Xuân Phong, Cù Minh Hoàng, Lương Thị Thanh Huyền, Trần Đại Thắng, Đặng Văn Du
Nguyễn Hùng Cừ, Nguyễn Ngọc Trai, Nguyễn Văn Hoàng, Vũ Minh Tuấn**

Tổng công ty Thẩm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

Email: hoangnv@pvep.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-04>

Tóm tắt

Tầng chứa trong móng granitoid ở Việt Nam là đối tượng chứa đặc biệt, cung cấp 82% tổng sản lượng dầu khí của quốc gia [1]. Khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a) nằm trên đới nâng Măng Cầu thuộc bể trầm tích Nam Côn Sơn, có tầng móng trước Đệ Tam được hình thành cùng thời kỳ với móng trước Đệ Tam của bể Cửu Long và đới Đà Lạt. Trong đó, các thành tạo móng magma xâm nhập lộ ra ở đới Đà Lạt được xếp vào thành phần phức hệ Định Quán, phức hệ Đèo Cả và phức hệ Cà Ná (Ankroet). Hệ thống dầu khí của bể Nam Côn Sơn đã được chứng minh với đá sinh Oligocene và Miocene sớm đã vào giai đoạn trưởng thành, hydrocarbon đã tách khỏi đá mẹ và nạp bẫy. Tại 24 giếng đã khoan vào móng ở mỏ Đại Hùng với chiều sâu trong móng từ 10 - 1.043 m, thành phần thạch học của móng chủ yếu là granodiorite có độ rỗng từ 3 - 4%. Tài liệu giếng khoan và thuộc tính địa chấn Ant-tracking cho thấy 2 hướng nứt nẻ chính hướng Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây với mật độ nứt nẻ từ thấp tới trung bình. Bài báo góp phần làm sáng tỏ hơn tiềm năng chứa của đối tượng móng trước Đệ Tam khu vực mỏ Đại Hùng.

Từ khóa: Granitoid, đá móng nứt nẻ, thuộc tính địa chấn, mỏ Đại Hùng, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a) nằm trên sườn phía Tây Bắc của bể Nam Côn Sơn (Hình 1), trên thềm lục địa Việt Nam, cách Vũng Tàu 120 km về phía Đông Nam với mực nước biển thay đổi từ 110 - 120 m. Lịch sử thăm dò khai thác của Lô 05-1(a) chia làm nhiều giai đoạn với sự tham gia điều hành của nhiều nhà thầu khác nhau. Trước năm 1975, Lô 05-1(a) do liên doanh Mobil-Shell điều hành và khoan giếng BB-1X nhưng không có phát hiện dầu khí. Giai đoạn từ 1975 - 2003 đã có lần lượt 4 nhà thầu tham gia bao gồm Vietsovpetro, Zarubezhneft (Liên bang Nga), BHP (Australia) và PCVL (Petronas). Các nhà thầu này đã tiến hành khoan một số giếng thăm dò - thăm lượng, cho phát hiện dầu khí quan trọng và tiếp tục khoan các giếng phát triển. Tuy nhiên, sau khi đánh giá lại trữ lượng của mỏ Đại Hùng thì các nhà thầu đều cho rằng dự án không có hiệu quả kinh tế nên đã chấm dứt hợp đồng trước thời hạn. Giai đoạn từ 2003 đến nay, dự án mỏ Đại Hùng được Tổng công ty Thẩm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) tiếp quản

và tiếp tục đưa vào khai thác phát triển mỏ Pha 2. Hiện tại, PVEP đang tiến hành phát triển mỏ Pha 3 nhưng chủ yếu khai thác đối tượng trầm tích cát kết/đá vôi tuổi Miocene. Đối tượng đá móng mỏ Đại Hùng là một đối tượng thăm dò tiềm năng. Hiện tại đã có 24 giếng khoan sâu vào móng từ 10 m đến hơn 1.043 m. Một số giếng khoan gặp biểu hiện dầu khí khá tốt và được tiến hành thử vỉa, trong đó có giếng đạt lưu lượng 1.358 thùng condensate và 600.000 m³ khí/ngày. Tuy nhiên, đá móng trước Đệ Tam vẫn cần được tiếp tục nghiên cứu và thăm dò chi tiết hơn để làm rõ tiềm năng dầu khí của đối tượng này.

2. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

Cơ sở dữ liệu cho nghiên cứu này bao gồm 546 km² địa chấn 3D PSDM bao phủ khu vực Lô 05-1(a) cùng với thông tin từ các giếng đã khoan vào đối tượng móng. Tài liệu địa chấn được thu nổ bằng cáp có chiều dài 6.000 m năm 2013, được tiến hành tái xử lý năm 2020 và được đánh giá có đủ độ tin cậy để áp dụng trong nghiên cứu. Khu vực mỏ Đại Hùng đã có 24 giếng khoan trong móng (Bảng 1), tuy nhiên chỉ có 3 giếng có đầy đủ tài liệu tin cậy là A-9X, A-10X và A-11X, đặc biệt có 2 giếng A-9X



Ngày nhận bài: 6/8/2024.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6 - 26/8/2024.

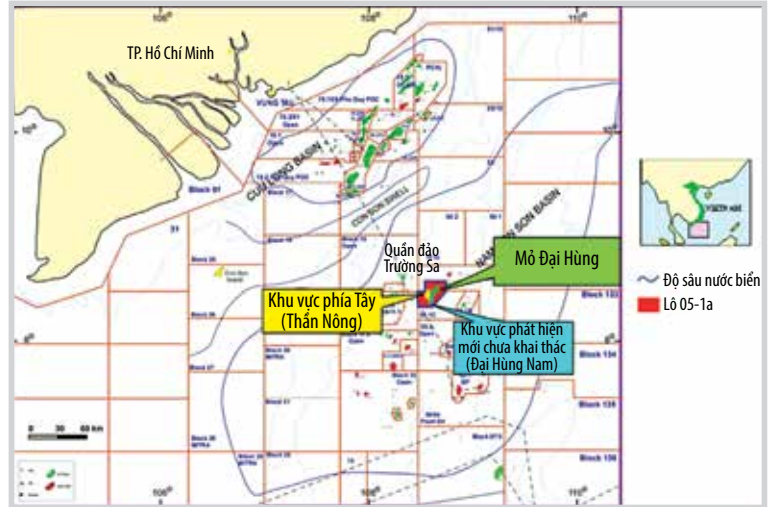
Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/8/2024.

và A-10X có tài liệu đo hình ảnh giếng khoan (FMI) được sử dụng cho nghiên cứu này.

Để nghiên cứu đặc điểm thạch học đá móng, nhóm tác giả đã sử dụng tài liệu phân tích mẫu lõi/mùn khoan của các giếng trong khu vực, đặc biệt giếng A-10X. Tổ hợp các phương pháp địa vật lý giếng khoan bao gồm độ rỗng (mật độ RHOB, neutron NPHI, siêu âm DT), điện trở (LLD, LLS), tài liệu phân tích hình ảnh giếng khoan (FMI) và các khoảng biểu hiện dầu khí, mất dung dịch, thử vỉa được sử dụng để xác định đặc điểm các đới nứt nẻ trong giếng khoan. Kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan được kết hợp với phương pháp phân tích thuộc tính ant-tracking để xác định các đới không liên tục, dự báo có thể liên quan tới hệ thống đứt gãy/khe nứt trong đá móng [2].

Các bước tiến hành phân tích thuộc tính ant-tracking được tiến hành theo trình tự 4

bước sau [3]. Bước 1: Xác định các gờ/cạnh định hướng (directional edge detection) bằng cách xác định độ tương phản của thuộc tính biên độ theo các góc từ 0 - 180° (amplitude contrast). Bước 2: Cộng độ tương phản của thuộc tính biên độ. Bước 3: Cải thiện độ phân giải



Hình 1. Vị trí địa lý khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a) bể Nam Côn Sơn.

Bảng 1. Cơ sở dữ liệu nghiên cứu đặc điểm móng nứt nẻ khu vực mỏ Đại Hùng

Lô	Tài liệu địa chấn 3D	Giếng	Móng		Độ sâu đáy giếng khoan (MD)	Chiều dày trong móng (mss)	Chiều sâu đo địa vật lý giếng khoan trong móng (m)	Tài liệu địa vật lý giếng khoan								Mẫu lõi	Kết quả thử vỉa
			mTVDss	mMD				GR	LLD	LLS	RHOB	NPHI	DTC	FMI	Mudlog		
05-1(a)	546 km ² PSTM	A-9X	2.590,6	2.719	3.762	1.043	1.020	x	x	x	x	x	x	x	x	0	146 dầu
		A-10X	3.039,2	3.078,4	4.048	1.008,8	970	x	x	x	x	x	x	x	x	x	1.358 thùng condensate/ 600.000 m ³ khí
		A-11X	3.004,3	3.070,4	3.438,4	368	360	x	x	x	x	x	x	0	x	0	6.723 thùng nước
		A-14X	3.248,8	3.271,5	3.629	335,4	13	x	Hồng	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-9P	2.745	3.069	3.316	268	31	x	0	0	0	0	0	0	x	0	Không thử
		A-2X	2.823,2	2.622	2.836	214	100	x	x	x	x	0	x	0	x	0	Không có dòng
		A-10P	2.795,9	2.952	3.150	198	208	x	Hồng	Hồng	Hồng	Hồng	x	0	x	0	Không thử
		A-5P	2.995,4	3.453	3.645	193	13	x	x	x	x	x	0	0	x	0	Không thử
		A-4X	2.991,7	3.009	3.144	134	31	x	x	x	x	x	x	0	x	0	115 thùng nước
		A-8P	2.769,9	3.106,4	3.258,5	130,1	12	0	x	x	0	0	0	0	x	0	Không thử
		A-8X	3.319,6	4.007,8	4.125	120	32	x	0	0	0	0	0	0	x	0	120 thùng dầu
		A-1P	2.788,6	2.813,9	2.934	120	33	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-6X	2.985,5	3.009,6	3.111	100	79	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-21XP	3.545,2	4.384,4	4.470	86	33	x	x	x	x	x		0	x	0	Không thử
		A-4P	2.703,2	3.581	3.550	39	40	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-3X	3.701	3.725	3.758	33	29	x	0	0	0	0	0	0	x	0	Không thử
		A-19P	3.358,2	4.066,7	4.091	24	0	Hồng								x	0
		A-1X	3.316	3.340	3.362	22	20	x	x	x	x	0	x	0	x	0	Không thử
		A-5X	3.094	3.118,3	3.141	22	5	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-2P	2.617,9	3.121,2	3.150	22	6	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-15P	3.224,7	4.223,9	4.268	22	22	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-7X	3.237,6	3.773,4	3.796	20	26	x	x	x	x	x	x	0	x	0	Không thử
		A-3P	2.569,9	3.107,6	3.124	18	9	Hồng	x	x	x	Hồng	Hồng	0	x	0	Không thử
		AN-1X	4.513,3	4.537	4.545	10	0	Không đo								x	0

bằng thuộc tính edge evidence để làm rõ các gờ/cạnh; iv) Bước 4: Phân tích thuộc tính địa chấn ant-tracking làm hệ thống đứt gãy/khe nứt.

3. Ảnh hưởng của các pha kiến tạo đến khối móng mở Đại Hùng

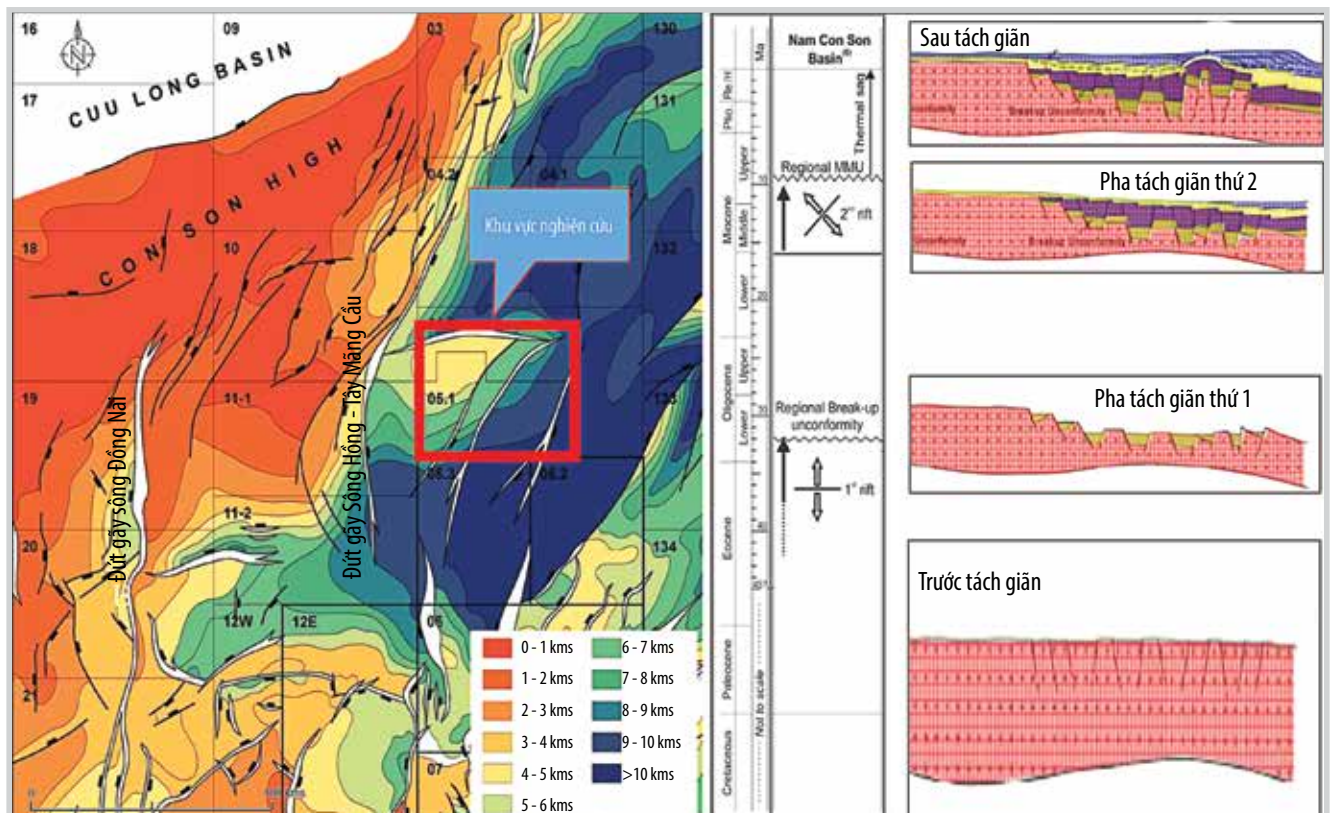
Mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a) nằm trên sườn phía Tây Bắc của bể Nam Côn Sơn (Hình 2). Hoạt động kiến tạo mở gắn liền với quá trình tiến hóa kiến tạo của khu vực. Theo các nghiên cứu của Nguyễn Giao [4], J. Schmidt [5], Phan Trung Hiếu [6], bể Nam Côn Sơn được hình thành theo cơ chế căng giãn, bao gồm 3 giai đoạn:

- Giai đoạn thứ nhất (khoảng 75 - 120 triệu năm vào thời kỳ $J_3 - K_1$) liên quan đến sự hình thành các đá móng granitoid trước Đệ Tam. Các đá magma xâm nhập thành tạo trong giai đoạn này lộ ra trên đới Đà Lạt và gặp trong các giếng khoan ở bể Cửu Long, Nam Côn Sơn. Chúng được phân chia vào các phức hệ Định Quán, Đèo Cả và Cà Ná (Ankroet).
- Giai đoạn thứ 2 từ Eocene tới Miocene muộn với 2 pha tách giãn (Hình 2) [5]. Pha tách giãn đầu tiên từ Eocene - Oligocene sớm (khoảng 30 triệu năm) [7], có phương Bắc - Nam hình thành nên các hệ thống đứt gãy có phương Đông Tây. Sau pha tách giãn này là quá trình đá Biển

Đông tách giãn lan dần từ phía Đông sang phía Tây và Tây Tây Nam. Vào khoảng 24 triệu năm, trục của tách giãn đáy biển dịch theo hướng Tây Tây Nam sang hướng Tây Nam. Pha tách giãn thứ hai vào khoảng cuối Miocene sớm, tạo nên phương tách giãn thứ hai tại bể Nam Côn Sơn theo phương Tây Bắc - Đông Nam và hình thành hệ thống đứt gãy phương Bắc - Nam, Bắc Đông Bắc - Nam Tây Nam đứt gãy thuận phương Đông Bắc - Tây Nam đồng thời với các trầm tích lắng đọng trong các địa hào phương Đông Bắc - Tây Nam.

- Giai đoạn thứ 3 từ đầu Miocene muộn tới hiện tại, khu vực chủ yếu chịu tác động của quá trình lún chìm nhiệt, là giai đoạn bình ổn và sản phẩm trầm tích là các tập sét, cát kết mịn bờ rời có nguồn gốc biển. Trên tài liệu địa chấn cho thấy móng mở Đại Hùng bị phân cắt lớn bởi các hệ thống đứt gãy, khe nứt.

Hệ thống đứt gãy hướng Đông Tây được thành tạo trong pha tách giãn thứ 1 (Eocene - Oligocene) đồng thời tạo nên các địa hào Đông - Tây lấp đầy trầm tích có nơi dày trên 5 km. Hệ thống đứt gãy phương Bắc - Nam, Bắc Đông Bắc - Nam Tây Nam và Đông Bắc - Tây Nam được hình thành trong pha tách giãn thứ 2 tạo nên các bán địa hào cắm về phía Tây và Tây Bắc với chiều dày trầm tích có chỗ đạt 6 km. Khu vực mỏ Đại Hùng tồn tại hệ thống đứt



Hình 2. Bản đồ cấu trúc mặt móng trước Cenozoic và hoạt động kiến tạo khu vực bể Nam Côn Sơn [5].

gãy hoạt động sụt bậc phương Đông Bắc - Tây Nam có mật độ lớn và hệ thống đứt gãy ít hơn có phương Tây Tây Bắc - Đông Đông Nam/á vĩ tuyến. Hệ thống đứt gãy của mỏ Đại Hùng phù hợp với xu thế chung về hướng cũng như các giai đoạn hoạt động kiến tạo của bể Nam Côn Sơn (Hình 3) [7].

4. Đặc điểm thạch học và nứt nẻ của đá móng khu vực mỏ Đại Hùng

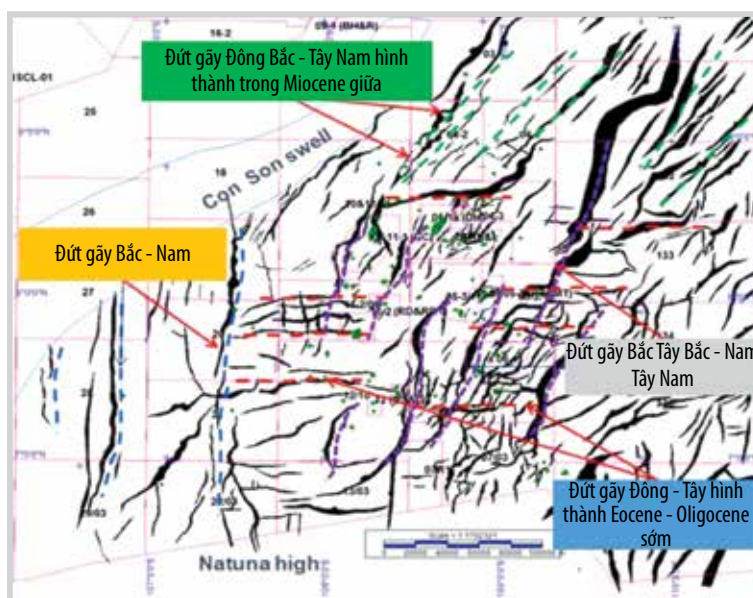
Đá móng khu vực mỏ Đại Hùng được nghiên cứu chi tiết về thành phần thạch học, độ rỗng, nứt nẻ và kết hợp với tài liệu thuộc tính địa chấn để xây dựng bản đồ, xác định khu vực phân bố nứt nẻ tiềm năng trong phạm vi Lô 05-1(a).

4.1. Đặc điểm thạch học

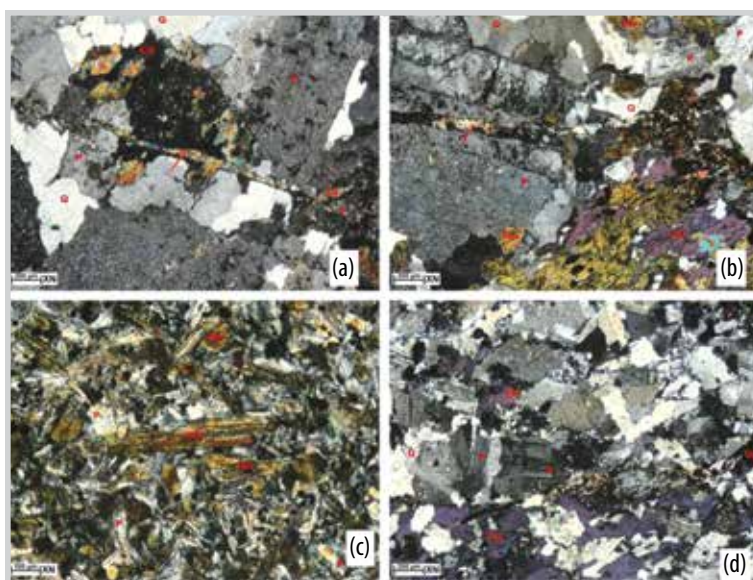
Phân tích thạch học của các mẫu tại các giếng khoan vào móng mỏ Đại Hùng cho thấy thành phần thạch học chủ yếu là đá granodiorite, đôi chỗ lấp nhét bởi các đai mạch diabaz. Kết quả phân tích mẫu lõi tại giếng khoan A-10X cho thấy thành phần khoáng vật bao gồm thạch anh chiếm 15 - 25%, feldspar chiếm 45 - 55% còn lại khoáng vật màu amphibole chiếm tỷ lệ 25 - 35%. Phân tích thạch học lát mỏng (Hình 4) cho thấy: (a) Khe nứt trong granodiorite bị lấp nhét bởi tập hợp khoáng vật màu (sericite, chlorite, epidote...) (mẫu tại độ sâu 3.088,4 m); (b) Granodiorite bị biến đổi thứ sinh sericite, chlorite, epidote hóa (mẫu tại độ sâu 3.090,2 m); (c) Đai mạch diabaz tại độ sâu 3.095,6 m; (d) Granodiorite bị cà nát, thạch anh tắt lờn ond mạnh, chlorite là khoáng vật thứ sinh trong đá (mẫu lấy tại độ sâu 3.100,8 m). Khi đối sánh với kết quả nghiên cứu của Bích Thủy [8], đá móng granodiorite của mỏ Đại Hùng có thể được xếp tương đương với phức hệ Định Quán có tuổi $J_3 - K_1$ và khả năng tạo nứt nẻ, do đặc tính của loại đá này, kém hơn so với đá granite [6]. Các đai mạch bắt gặp ở khu vực nghiên cứu có thể xếp vào phức hệ Cù Mông, có tuổi (?).

4.2. Đặc điểm nứt nẻ

Trên bản đồ móng mỏ Đại Hùng, hầu hết các giếng khoan khu vực phía Bắc thuộc DH01 cho kết quả thử vỉa là nước, duy chỉ giếng



Hình 3. Bản đồ phân bố hệ thống đứt gãy Lô 05-1(a) và khu vực bể Nam Côn Sơn [7].



Hình 4. Hình chụp thạch học lát mỏng tại giếng khoan A-10X.

khoan A-9X có dầu nhưng đánh giá là khá chặt sít và mật độ nứt nẻ thấp hơn. Ngược lại, kết quả thử vỉa các giếng khu vực phía Nam thuộc DH02 cho dầu, khí và condensate (Hình 5).

Kết quả phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan của các giếng A-9X, A-10X và A-11X cho thấy độ rỗng đá móng thay đổi trong khoảng từ 1,3 - 4,5% (Bảng 2).

Tài liệu FMI được khảo sát trong các giếng A-9X, A-10 và A-11X được sử dụng để nghiên cứu hình thái của khe nứt/đứt gãy trong móng.

Giếng A-10X khoan sâu vào móng khoảng 400 m (Hình 6), đã xác định được 6 đới nứt nẻ tại các khoảng độ sâu 3.075 - 3.280 m, 3.280 - 3.434 m, 3.434 - 3.486 m, 3.486 - 3.700 m, 3.700 - 3.890 m, 3.890 - 4.040 m, với độ rỗng thay đổi từ 1,3 - 4,5% (trung bình

3,24%). Mức độ nứt nẻ (fracture intensity) trung bình trong 970 m móng tại giếng khoan A-10X là 79. Trên tài liệu FMI và đường cong đo đường kính giếng cũng thể hiện các đới này bị sạt lở khá mạnh. Phân tích tài liệu FMI cho thấy có 3 hệ thống khe nứt/đứt gãy có hướng Tây Bắc - Đông Nam, Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây trong đó hướng chủ đạo gặp trong giếng là Tây Bắc - Đông Nam. Tại chiều sâu 3.087 m, 3.095 m và 3.104 m gặp một số mạch granite xuyên cắt trong các nứt nẻ hướng Bắc Tây Bắc - Nam Đông Nam thể hiện rõ sự tồn tại của hệ thống khe nứt, đồng thời thành giếng khoan cũng bị sạt lở mạnh ở các đới xâm nhập này.

Tại giếng khoan A-9X có đầy đủ tổ hợp các đường cong địa vật lý giếng khoan và tài liệu FMI phản ánh khá đồng nhất với khoảng 9 đới nứt nẻ với độ rỗng thứ sinh trung bình khoảng 2,9%. Hệ thống khe nứt/đứt gãy phân bố chủ yếu theo phương á Bắc - Nam, một số ít theo phương Tây Bắc - Đông Nam và á Đông - Tây (Hình 7). Mức độ nứt nẻ trong móng của giếng A-9X trung bình là 8,15, thấp hơn rất nhiều so với giếng A-10X.

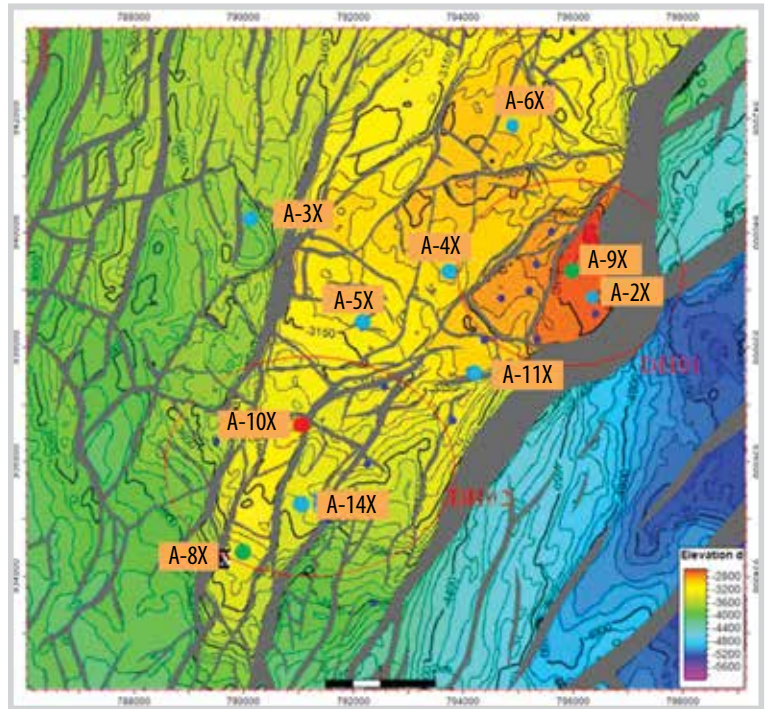
Tại giếng khoan A-11X có đầy đủ tổ hợp các đường cong địa vật lý giếng và độ rỗng thứ sinh trung bình khoảng 3% với mức độ nứt nẻ trung bình là 6,3 (Hình 7).

Các khối móng nứt nẻ ở các giếng khoan này đều chứa sản phẩm nhưng các khối không liên thông nhau. Móng ở A-10X và A-11X chứa condensate, khí và nước. Trong khi đó móng ở A-9X mặc dù nằm sâu hơn nhưng lại chứa dầu.

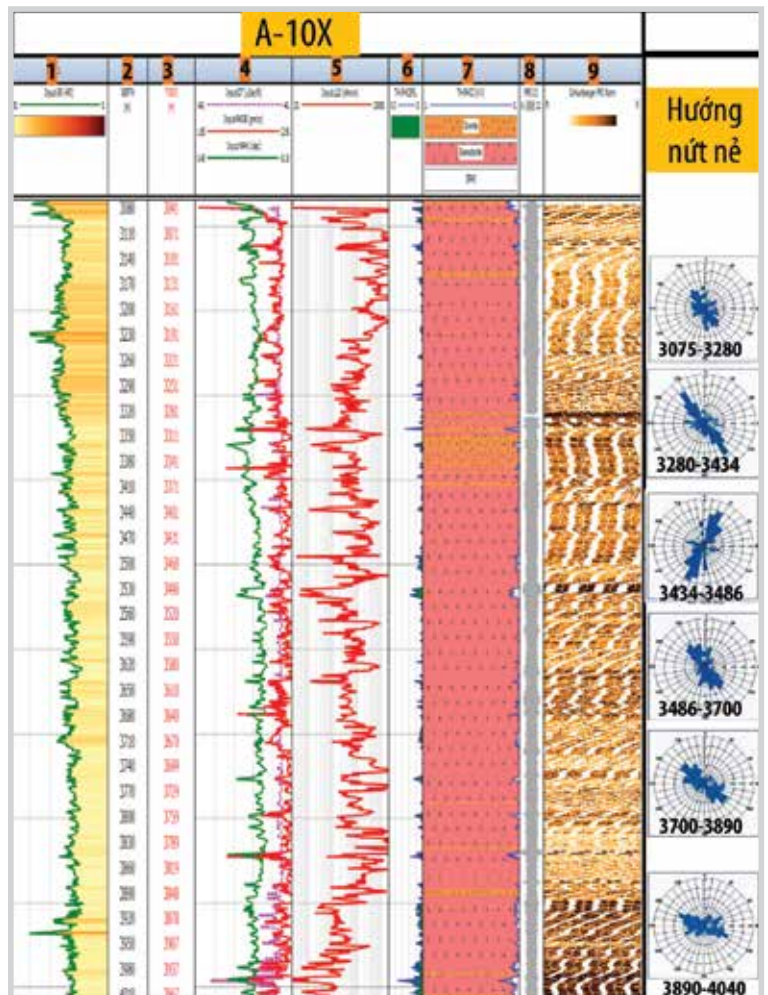
Kết quả thuộc tính ant-tracking cho thấy hệ thống khe nứt phân bố theo các hướng gồm Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây, á Bắc - Nam và Tây Bắc - Đông Nam có sự tương đồng nhất định với tài liệu giếng khoan (Hình 8a và 8b).

Phân tích thuộc tính ant-tracking cũng thể hiện hầu như không có đới có dị thường ngay sát nóc móng, phù hợp với kết quả tổng hợp tài liệu giếng khoan (Hình 8b).

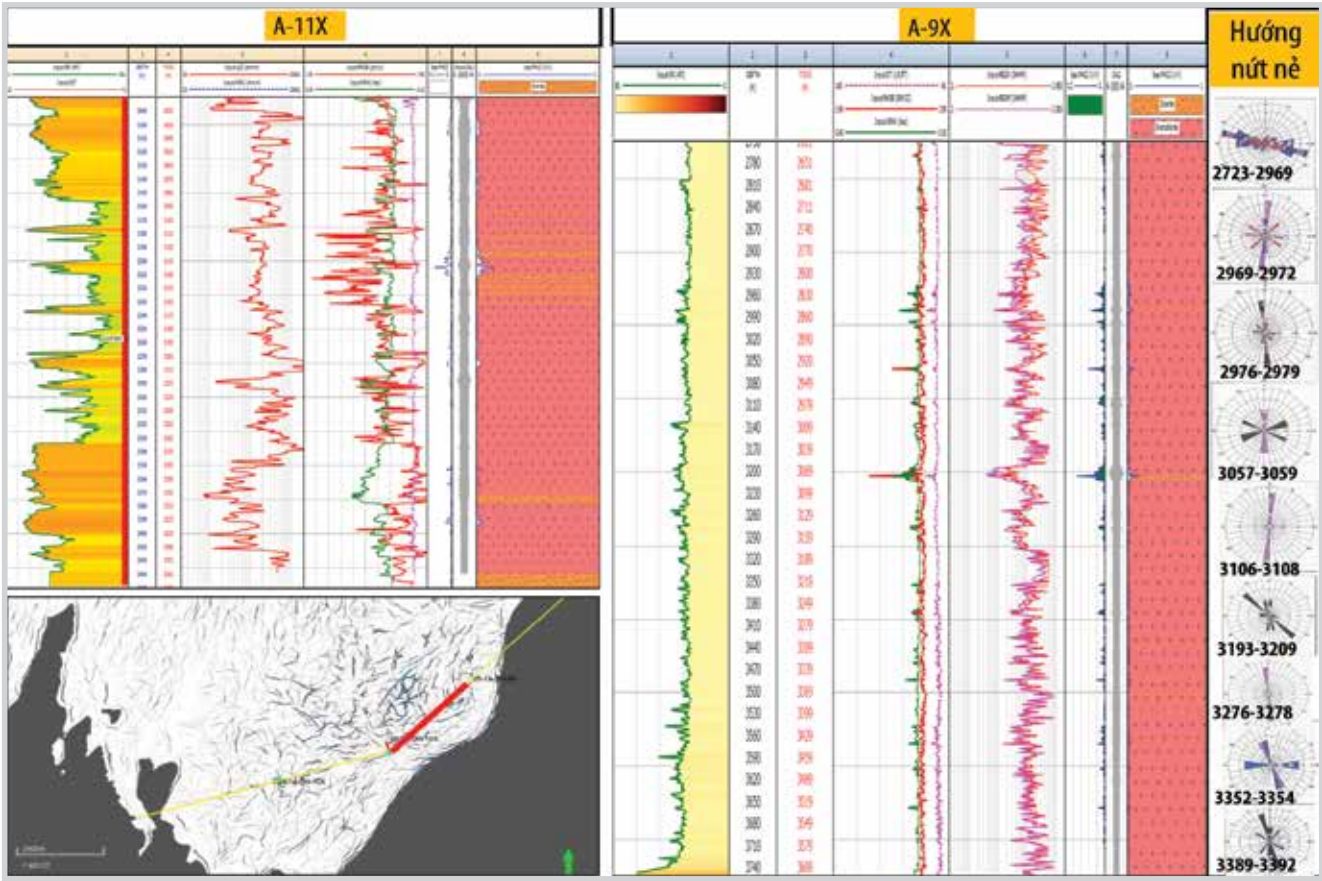
Ở khu vực giếng A-10X, hướng nứt nẻ theo hướng chủ đạo là Tây Bắc - Đông Nam với mật độ nứt nẻ trung bình cao. Giếng khoan đã gặp khoảng nứt nẻ tại 3.500 m và 3.920 m với



Hình 5. Sơ đồ phân bố các giếng khoan trong khu vực móng mỏ Đại Hùng.



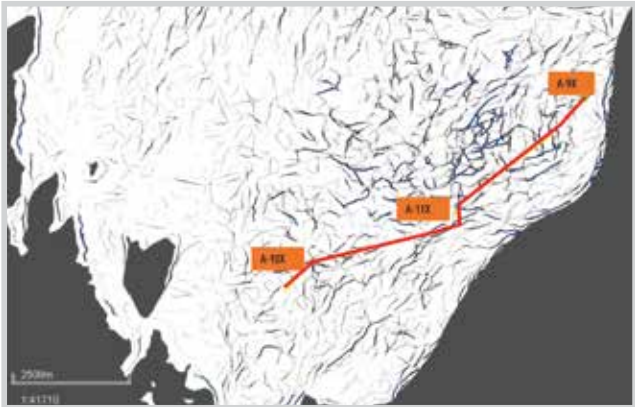
Hình 6. Kết quả phân tích giếng A-10X với độ rỗng (cột 6) từ 1,3 - 4,5%, thạch học là đá granodiorite (cột 7), hướng nứt nẻ (cột 10) Tây Bắc - Đông Nam, Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây.



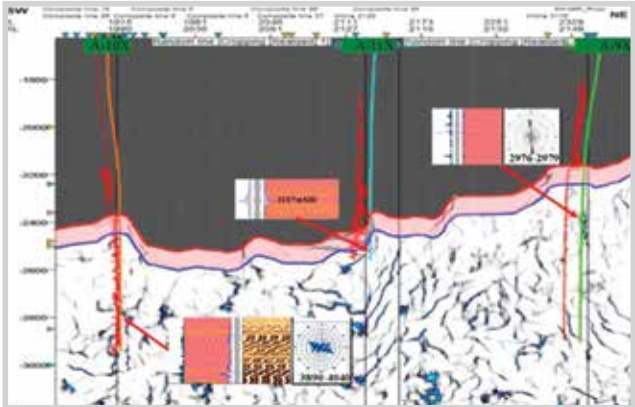
Hình 7. Biểu diễn kết quả phân tích thạch học, độ rỗng và hướng nứt nẻ cho 2 giếng khoan, A-11X và A-9X khu vực mỏ Đại Hùng, Lô 05-1(a).

Bảng 2. Kết quả minh giải tham số địa vật lý của 3 giếng khoan A-9X, A-10X, A-11X

Giếng khoan	Độ sâu (m)		Bề dày			Rỗng thứ sinh	
	Nóc	Đáy	Gross	Net	N/G	Net	Gross
A-9X	2.720	3.750	1.027,6	29,02	2,79	2,85	0,08
A-10X	3.050	4.050	995,6	351,82	35,3	3,9	1,4
A-11X	3.080	3.440	359,2	24,4	6,83	2,99	0,2



(a)

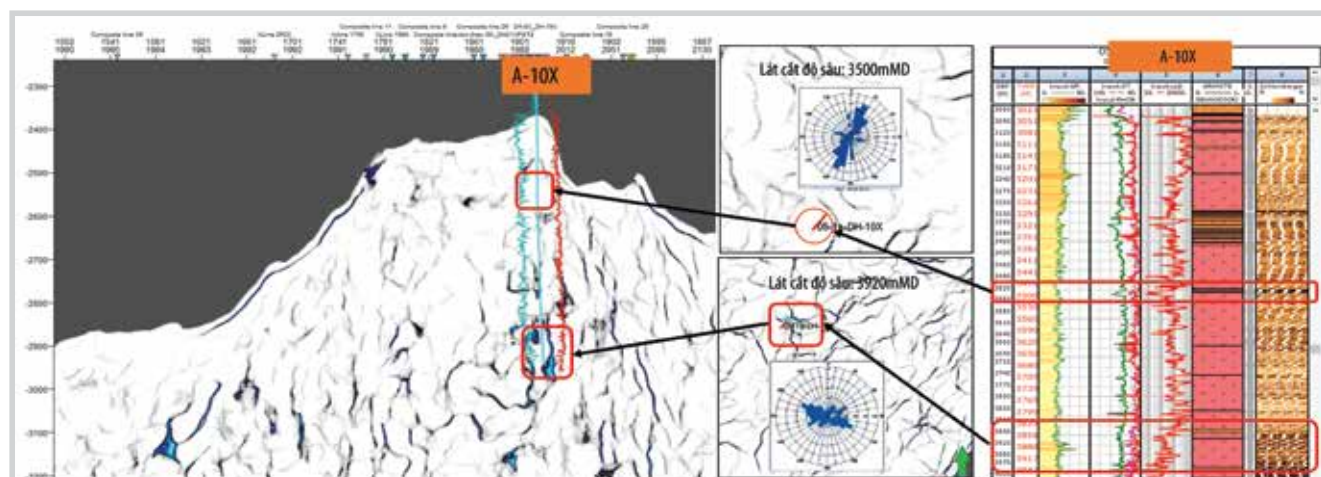


(b)

Hình 8. Lát cắt theo chiều sâu 3.920 m (a). Sự tương quan giữa dị thường ant-tracking và kết quả minh giải địa vật lý giếng khoan (b).

biểu hiện suy giảm của đường cong điện trở suất (Hình 9). Dị thường thuộc tính ant-tracking cho thấy đới nứt nẻ ở khoảng độ sâu 3.920 m phù hợp với tài liệu địa vật

lý giếng khoan. Tuy nhiên, một số đới nứt nẻ gặp trong giếng khoan A-10X không thể hiện rõ nét trên thuộc tính ant-tracking, ví dụ như ở khoảng độ sâu 3.500 m.



Hình 9. Kết quả xác định hướng nứt nẻ theo lát cắt chiều sâu địa chấn kết hợp với giếng khoan A-10X tại các 3.500 Mmd và 3.920 Mmd.

Ở khu vực giếng A-9X, minh giải nứt nẻ trên tài liệu FMI cho thấy mật độ nứt nẻ thấp. Kết quả này phù hợp với dòng thử vỉa của giếng tương đối nhỏ. Trên tài liệu ant-tracking, hướng nứt nẻ chủ đạo là á Bắc - Nam. Dị thường ở khoảng độ sâu 2.977 m khá tương đồng với tài liệu địa vật lý giếng khoan (Hình 8b).

Giếng A-11X khoan gần rìa đứt gãy cánh sụt phía Đông với chiều dài trong móng hơn 300 m. Ở khu vực này, nứt nẻ có hướng Đông Bắc - Tây Nam với mật độ thấp.

5. Kết luận

Từ tài liệu địa vật lý giếng khoan, kết quả phân tích lát mỏng của mẫu lõi, mẫu mùn khoan và thuộc tính ant-tracking, nhóm tác giả đưa ra một số nhận định về đá móng khu vực mỏ Đại Hùng Lô 05-1(a) như sau:

- Đá móng trước Đệ Tam khu vực mỏ Đại Hùng, bể Nam Côn Sơn bao gồm chủ yếu là đá granodiorite, có tuổi thành tạo địa chất $J_3 - K_1$ (?) (tương đương với phức hệ Định Quán và Cù Mông). Hệ thống nứt nẻ trong móng chủ yếu có phương Đông Bắc - Tây Nam và á Đông - Tây, một số ít có phương Tây Bắc - Đông Nam và được hình thành trong giai đoạn 2 của pha tách giãn tạo bể. Đá móng có độ rỗng thứ sinh trung bình thay đổi trong khoảng 2,85 - 3,9%. Mật độ khe nứt từ thấp đến trung bình và có xu hướng giảm dần từ khu vực Tây Nam lên phía Đông Bắc.

- Đá móng của mỏ Đại Hùng có thể được chia làm 3 khu vực chứa tiềm năng: khu vực Đông Bắc (khu vực giếng A-9X), khu vực Trung tâm (khu vực giếng A-11X) và khu vực phía Tây Nam (khu vực giếng A-10X, A-8X).

- Kết quả nghiên cứu đến thời điểm hiện tại cho thấy đá móng granodiorite là đối tượng chứa dầu khí tiềm năng ở khu vực mỏ Đại Hùng. Do đó, cần tiếp tục thu thập thêm mẫu đá móng từ các giếng khoan thăm dò

khai thác, kết hợp với tài liệu địa chấn chất lượng cao (tái xử lý/thu nổ mới) để triển khai phân tích, nghiên cứu, làm rõ thêm tiềm năng chứa của đối tượng đá móng trước Đệ Tam, nâng cao hiệu quả công tác thăm dò/thẩm lượng tại khu vực này thời gian tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Văn Đắc, Phạm Thanh Liêm và Nguyễn Anh Đức, "Tổng quan về tài nguyên dầu khí của Việt Nam", *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 41 - 69.
- [2] Sigit Sukmono, Djoko Santoso, Ari Samodra, Wally Waluyo, and Sardjito Tjiptoharsono, "Integrating seismic attributes for reservoir characterization in Melandong field, Indonesia", *The Leading Edge*, Volume 25, Issue 5, 2006. DOI: 10.1190/1.2202653.
- [3] Minki Kim, Jeongmin Yu, Nyeon-Keon Kang, and Byoung-Yeop Kim, "Improved workflow for fault detection and extraction using seismic attributes and orientation clustering", *Applied Sciences*, Volume 11, Issue 18, 2021. DOI: 10.3390/app11188734.
- [4] Nguyễn Giao và Nguyễn Trọng Tín, "Bể trầm tích Nam Côn Sơn và tài nguyên dầu khí", *Địa chất và Tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, 391 - 440.
- [5] William J. Schmidt, Bui Huy Hoang, James W. Handschy, Vu Trong Hai, Trinh Xuan Cuong, and Nguyen Thanh Tung, "Tectonic evolution and regional setting of the Cuu Long Basin, Vietnam", *Tectonophysics*, Volume 757, pp. 36 - 57, 2019. DOI: 10.1016/j.tecto.2019.03.001.
- [6] Pham Trung Hieu, Pham Minh, Wang Xiao Lei, Anh Thi Quynh Nong, Kenta Kawaguchi, and

Truong Chi Cuong, "Zircon U-Pb geochronology and Sr-Nd-Hf isotopic compositions of the felsic dykes from the Dalat zone, southern Vietnam: Petrogenesis and geological significance", *International Geology Review*, Volume 64, Issue 19, pp. 2822 - 2836, 2022. DOI: 10.1080/00206814.2021.2015632.

[7] Nguyen Quang Tuan and Tran Van Tri, "Seismic interpretation of the Nam Con Son basin and its implication for the tectonic evolution", *Indonesian Journal on Geoscience*, Volume 3, Issue 2, pp. 127 - 137, 2016. DOI: 10.17014/ijog.3.2.127-137.

[8] Juliane Hennig-Breitfeld, H. Tim Breitfeld, Dinh Quang Sang, Mai Kim Vinh, Trinh Van Long, Matthew Thirlwall, and Trinh Xuan Cuong, "Ages and character of igneous rocks of the Da Lat Zone in SE Vietnam and

adjacent offshore regions (Cuu Long and Nam Con Son basins)", *Journal of Asian Earth Sciences*, 2021. DOI: 10.1016/j.jseaes.2021.104878..

[9] P Huchon, T.N.H. Nguyen, and Chamot-Rooke, "Finite extension across the South Vietnam basins from 2D gravimetric modelling relation to South China Sea kinematics", *Marine and Petroleum Geology*, Volume 15, Issue 7, pp. 619 - 634, 1998. DOI: 10.1016/S0264-8172(98)00031-2.

[10] Nguyen Thi Bich Thuy, Muharrem Satir, Wolfgang Siebel, and Fukun Chen, "Granitoids in the Dalat zone, southern Vietnam: Age constraints on magmatism and regional geological implication", *International Journal of Earth Sciences*, Volume 93, pp. 329 - 340, 2004. DOI: 10.1007/s00531-004-0387-6.

PETROGRAPHIC CHARACTERISTICS AND FRACTURED RESERVOIR POTENTIAL OF THE PRE-TERTIARY BASEMENTS IN DAI HUNG FIELD, BLOCK 05-1(A), NAM CON SON BASIN

**Nguyen Xuan Phong, Cu Minh Hoang, Luong Thi Thanh Huyen, Tran Dai Thang, Dang Van Du
Nguyen Hung Cu, Nguyen Ngoc Trai, Nguyen Van Hoang, Vu Minh Tuan**

Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

Email: hoangnv@pvep.com.vn

Summary

The fractured granitoid basement reservoir in Vietnam is one of the most distinctive reservoirs in the world, accounting for 82% of the total country's oil production [1]. The Dai Hung oil field locates in Block 05-1(a) on Mang Cau High in Nam Con Son basin, where the pre-Tertiary basement was formed contemporaneously with the basement of the Cuu Long basin and magmatic Dalat zone. In the Dalat zone, magmatic intrusives belong to the suites of Dinh Quan, Deo Ca and Ca Na (Ankroet). The presence of an active petroleum system in the Nam Con Son basin is proven by a series of oil and gas fields. In this system, Oligocene and Early Miocene effective source rocks are matured, generating hydrocarbons that are charged to clastic reservoirs. The basement in the Dai Hung field, mainly composed of granodiorite interbedding with dykes, were penetrated by 24 wells with basement section drilling depths ranging from 10 m to 1043 m. Seismic and well data reveal two major fracture systems striking NE-SW and sub E-Wn. This study aims to elucidate the reservoir potential of the fractured granodioritic basement in Dai Hung field.

Key words: Granodiorite, fractured basement, seismic ant-tracking attribute, Dai Hung field, Nam Con Son basin.

NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN TỔ HỢP PHỤ GIA NÂNG CAO TÍNH ĐÀN HỒI, ĐỘ BỀN KÉO, CHỐNG LAN TRUYỀN VẾT NÚT CHO VÀNH ĐÁ XI MĂNG TRÁM GIẾNG KHOAN DẦU KHÍ

Nguyễn Thị Kim Dung¹, Nguyễn Văn Ngọ¹, Đỗ Thành Trung¹, Hoàng Anh Dũng¹, Ngô Thị Nguyên¹, Tạ Văn Thịnh²

¹Công ty TNHH PVChem - Tech

²Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro

Email: dungntk01@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-05>

Tóm tắt

Nghiên cứu tập trung phát triển tổ hợp phụ gia nhằm cải thiện tính đàn hồi, độ bền kéo, chống lan truyền vết nứt cho vành đá xi măng trong trám giếng khoan dầu khí. Vật liệu chính được sử dụng là hạt cao su nitrile và sợi thủy tinh bền kiềm, được lựa chọn dựa trên đặc tính phân bố cỡ hạt, kích thước sợi phù hợp để ít ảnh hưởng đến tính lưu biến của vữa xi măng.

Kết quả nghiên cứu đã xác định được tổ hợp phụ gia tối ưu gồm sợi thủy tinh bền kiềm 0,75% và hạt cao su nitrile 6 - 6,5% có khả năng nâng cao tính đàn hồi, độ bền kéo, chống lan truyền vết nứt cho vành xuyên đá xi măng trám giếng khoan dầu khí. Tổ hợp phụ gia sau khi biến tính bề mặt bằng chất phân tán cho thấy khả năng tăng tỷ lệ giữa độ bền kéo và module đàn hồi, giúp đá xi măng chịu được ứng suất lâu dài trong môi trường giếng khoan dầu khí. Đặc biệt, độ bền va đập của vành đá xi măng chứa tổ hợp phụ gia vượt trội hơn so với mẫu không sử dụng phụ gia.

Từ khóa: Công nghệ, khoan khai thác, vật liệu, trám xi măng, phụ gia, sợi, hạt.

1. Giới thiệu

Trong ngành công nghiệp dầu khí, trám xi măng giếng khoan là một quy trình quan trọng nhằm bơm vữa xi măng vào khoảng không vành xuyên giữa các ống chống hoặc không gian giữa ống chống và thành hệ giếng khoan. Sau khi được bơm vào, vữa xi măng sẽ đông rắn tạo thành vành xuyên đá xi măng có vai trò trong việc gia cố và cách ly. Chức năng gia cố của vành đá xi măng là liên kết các cột ống chống với nhau hoặc cột ống chống với thành hệ giếng khoan đảm bảo độ ổn định cơ học cho toàn bộ hệ thống. Để thực hiện tốt chức năng này, đá xi măng cần có độ bền cơ học nhất định, ít nhất phải đảm bảo cho quá trình thi công giếng không bị kéo dài thời gian chờ và đảm bảo cho khả năng chịu lực trong suốt vòng đời hoạt động của giếng. Ở chức năng cách ly, vành đá xi măng có nhiệm vụ ngăn cách các vỉa chứa dầu, khí với các vỉa khác hoặc chính các vỉa dầu, khí có áp suất khác nhau. Để thực hiện tốt chức năng này, vành đá xi măng

phải có độ thấm thấp và liên kết tốt với bề mặt ống chống hoặc bề mặt thành hệ trong suốt quá trình khai thác.

Trong thời gian xây dựng, khai thác hay sửa chữa giếng khoan, vành đá xi măng trám giếng chịu nhiều tác động như: tác động cơ học của bộ dụng cụ khoan; sự dịch chuyển của các tầng địa chất; giãn nở nhiệt của ống chống dọc theo thân giếng; thoái hóa độ bền do tác động của nhiệt độ; rung lắc của ống chống từ dòng lưu thể chảy qua. Các tác động này, dù xảy ra đơn lẻ hay đồng thời, đều có thể làm cho vành xuyên đá xi măng bị rạn nứt, làm mất liên kết với ống chống, với đá thành hệ, tạo ra các kênh dẫn từ đó làm giảm khả năng gia cố và khả năng cách ly. Do đó, để đáp ứng tốt khả năng gia cố và cách ly bền vững, vành đá xi măng trám giếng phải được thiết kế có khả năng chống chịu được với cả tác động ngắn hạn lẫn dài hạn. Kinh nghiệm thực tế cho thấy, trong 2 tính năng gia cố và cách ly, thì tính năng cách ly cần được quan tâm nhiều hơn trong quá trình vận hành giếng về lâu dài.

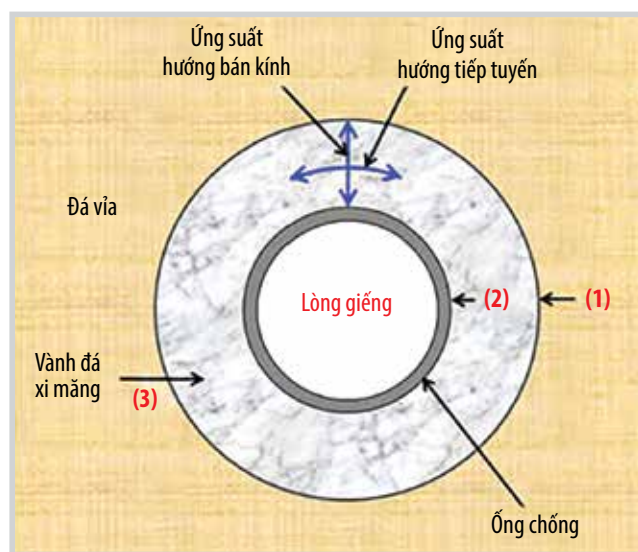
Nghiên cứu [1 - 3] đã cho thấy, khả năng đảm bảo tính cách ly lâu dài của vành đá xi măng phụ thuộc vào tính chất cơ học của vành đá, đá thành hệ, dạng hình học ống



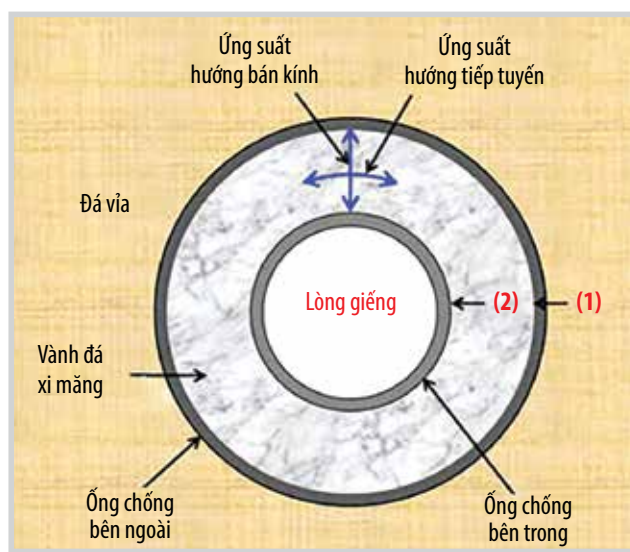
Ngày nhận bài: 11/1/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 11/1 - 10/2/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 10/2/2025.



(a)



(b)

Hình 1. Mặt cắt vành đá xi măng trong giếng khoan dầu khí và chiều của ứng suất tác động [4, 5].

chống và điều kiện giếng khoan. Theo khía cạnh khoa học vật liệu, để đá xi măng có thể tồn tại lâu dài trong môi trường chịu ứng suất trong giếng khoan dầu khí, 2 đặc tính cơ học là module đàn hồi và độ bền kéo của vành đá xi măng $\leq 0,5$ lần so với module Young của đá thành hệ nơi xi măng được trám, và (ii) đối với môi trường ứng suất lớn hơn, tỷ lệ giữa độ bền kéo và module Young của vành đá xi măng là cao thì tốt hơn.

Việc giảm module đàn hồi của đá xi măng có thể được thực hiện thông qua việc đưa vào vữa trám vật liệu rắn có tính đàn hồi tốt, còn làm tăng độ bền kéo có thể đưa vào vữa vật liệu sợi gia cường. Sự có mặt và phân bố đồng đều của cả vật liệu đàn hồi và sợi gia cường trong đá xi măng cũng tạo ra những bề mặt phân cách pha, giúp ngăn ngừa sự lan truyền vết nứt.

Xuất phát từ thực tế trên, nhóm nghiên cứu đặt ra mục tiêu thiết lập tổ hợp phụ gia nhằm nâng cao tính đàn hồi, độ bền kéo, chống lan truyền vết nứt cho vành xuyên đá xi măng trám giếng khoan dầu khí. Bài báo này trình bày kết quả nghiên cứu chọn lựa loại vật liệu phụ gia phù hợp, đánh giá ảnh hưởng của các phụ gia tới các tính chất vữa và đá xi măng giếng khoan, đồng thời thiết lập tổ hợp phụ gia có tác dụng làm giảm module đàn hồi, tăng độ bền kéo và tăng khả năng chống lan truyền vết nứt thông qua tăng độ bền và đập của đá xi măng.

2. Cơ sở lý thuyết và các phương pháp thực hiện

2.1. Cơ sở lý thuyết

Hình 1 minh họa mặt cắt vành đá xi măng trong giếng khoan dầu khí và chiều của ứng suất tác động lên nó trong

quá trình phục vụ. Theo các nghiên cứu [4, 5], những yếu tố có khả năng gây tổn hại tới khả năng cách ly lâu dài của vành đá xi măng có thể gồm:

- Mất, giảm liên kết giữa vành đá xi măng với bề mặt thành giếng hoặc ống chống bên ngoài, tạo ra vành khe hở hẹp (microannulus) phía bên ngoài (outer microannulus) - vị trí (1) trên Hình 1. Nguyên nhân gây hư hỏng chủ yếu gồm: sự co ngót thể tích đá xi măng; khuyết tật để lại do vữa xi măng không thay thế hết dung dịch khoan trong vành xuyên; sự khác biệt về độ cứng giữa đá xi măng và đá thành hệ giếng khoan; sự dao động của nhiệt độ và áp suất dọc theo thân ống chống.
- Mất, giảm liên kết giữa vành đá xi măng với bề mặt ngoài ống chống bên trong tạo ra vành khe hở hẹp bên trong (inner microannulus) - vị trí (2) trên Hình 1. Nguyên nhân gây hư hỏng thường gồm sự khác biệt về độ cứng giữa đá xi măng và ống chống hoặc sự thay đổi (dao động) bất thường của nhiệt độ và áp suất dọc theo thân ống chống.
- Hư hại, nứt vỡ trong chính vành đá xi măng (failure of cement sheath) - vị trí (3) trên Hình 1. Nguyên nhân gây hư hỏng thường gồm: sự thay đổi (dao động) bất thường của nhiệt độ và áp suất; co ngót thể tích đá xi măng; tác động cơ học mang tính đột ngột.

Trong vành đá xi măng, ứng suất gây hư hỏng tồn tại ở 2 hướng chính vuông góc với nhau là ứng suất hướng bán kính và ứng suất hướng tiếp tuyến (Hình 1), ứng suất kéo [1]. Khả năng xuất hiện vết nứt phụ thuộc vào độ lớn của ứng suất tác động, trong đó thường xảy ra khi ứng suất kéo vượt quá độ bền kéo của đá [2, 3]. Đặc biệt, ứng

suất kiểu lặp đi lặp lại với chu kỳ và tần số khác nhau có tác động lớn hơn tới sự lan truyền vết nứt. Đã có kết quả nghiên cứu lý thuyết và thực nghiệm cho thấy kiểu ứng suất này làm tăng mạnh xác suất gây hư hỏng ở vị trí tiếp xúc giữa vành đá xi măng với bề mặt thành hệ giếng khoan [6].

Các nghiên cứu cho thấy khả năng đảm bảo tính cách ly lâu dài của vành đá xi măng phụ thuộc vào tính chất cơ học của vành đá, đá thành hệ, dạng hình học ống chống và điều kiện giếng khoan. Theo kết quả và tổng hợp của nghiên cứu [5], yêu cầu về độ bền kéo đối với vành đá xi măng phụ thuộc rất lớn vào lực tải trọng được áp lên nó trong thời gian hoạt động của giếng và các tính chất cơ học của thành hệ. Module đàn hồi của vành đá xi măng cần nhỏ hơn module đàn hồi của thành hệ để làm giảm nhẹ yêu cầu về độ bền kéo khi áp suất và nhiệt độ tăng. Đối với kiểu vành đá linh hoạt, dễ uốn, ứng lực kéo tiếp tuyến nhỏ hơn và ứng lực nén cao hơn ở vị trí gần nơi tiếp giáp bề mặt giữa xi măng và ống chống. Điều này làm giảm mức yêu cầu với độ bền kéo cho ngăn ngừa vết nứt [1, 7]. Trong khi đó, khi áp suất lòng giếng thấp xuống, yêu cầu về độ bền kéo tăng lên khi module đàn hồi của thành hệ tăng và sự hình thành vết nứt dễ xảy ra khi xi măng được trám ở phần vỉa cứng vì nó làm biến dạng đá xi măng [4]. Với mọi tải trọng có thể đặt lên trong đời vận hành của giếng, điều quan trọng cần lưu tâm là chọn khoảng tối ưu của module đàn hồi tùy thuộc vào những tính chất cơ học của thành hệ [4]. Từ kết quả nghiên cứu, các nhà khoa học rút ra điều kiện cho 2 đặc tính cơ học (module đàn hồi và độ bền kéo) giúp đá xi măng tồn tại lâu dài trong điều kiện chịu ứng suất trong giếng khoan dầu khí như sau:

- Tỷ lệ hợp lý của module đàn hồi của vành đá xi măng so với module đàn hồi của đá thành hệ là $\leq 0,5$ (tức module đàn hồi của vành đá xi măng cần $\leq 0,5$ lần so với module đàn hồi của đá thành hệ nơi xi măng được trám) [7];
- Tỷ lệ hợp lý của độ bền kéo với module đàn hồi của vành đá xi măng: tỷ lệ cao thì tốt hơn cho môi trường ứng suất lớn hơn [3, 7].

Để đảm bảo khả năng cách ly lâu dài của vành đá xi măng, trong thiết kế vỉa trám và xác định các tính chất của đá, cần căn cứ vào những đặc tính của thành hệ cần trám như nhiệt độ, áp suất, tính chất cơ học đá; tuân thủ các yêu cầu về tỷ lệ hợp lý giữa module đàn hồi của vành đá xi măng với thành hệ và tỷ lệ hợp lý của độ bền kéo với module đàn hồi của chính vành đá. Từ tính chất cụ thể của vỉa trám, cần lựa chọn đơn vỉa sao cho tạo được đá có độ

bền kéo và module đàn hồi hợp lý. Để nâng cao khả năng cách ly lâu dài của vành đá xi măng trám giếng khoan dầu khí, cần tìm ra các giải pháp cụ thể giúp tăng tính mềm dẻo, đàn hồi thông qua giảm module đàn hồi, nâng cao độ bền kéo và chống sự lan truyền vết nứt cho vành xuyên đá xi măng.

2.2. Các phương pháp thực hiện

Việc nâng cao tính đàn hồi thông qua giảm module đàn hồi, độ bền kéo và chống lan truyền vết nứt cho đá xi măng có thể thực hiện bằng cách thêm vào thành phần vỉa trám vật liệu dạng hạt có tính đàn hồi tốt, sợi gia cường có khả năng nâng cao độ bền kéo hoặc kết hợp cả hai.

2.2.1. Nâng cao tính đàn hồi cho vành đá xi măng trám giếng khoan: Bổ sung vật liệu dạng hạt có tính dẻo, đàn hồi tốt vào thành phần vỉa trám

Trong trường hợp này, cốt liệu dạng hạt có tính dẻo, đàn hồi tốt được đưa vào vỉa xi măng để sau đóng rắn, đá xi măng tạo ra có tính đàn hồi tốt, module đàn hồi thấp. Khi được phân tán đều trong khối đá xi măng, cốt liệu dạng hạt rắn có tính dẻo còn đóng vai trò chống sự lan truyền vết nứt, cụ thể là, khi vành đá xi măng bị nứt, sự lan truyền vết nứt sẽ bị chặn lại ở vị trí bề mặt phân cách pha giữa xi măng và cốt liệu. Từ kết quả nghiên cứu, tác giả [8] đề xuất đặc tính của cốt liệu dẻo đàn hồi như sau:

- Cỡ hạt $\leq 500 \mu\text{m}$;
- Tỷ trọng $< 1.500 \text{ kg/m}^3$;
- Module đàn hồi $< 5 \text{ GPa}$, tốt hơn là $< 2 \text{ GPa}$;
- Hệ số Poisson $> 0,3$ nhưng $< 0,45$.

Nhiều loại vật liệu polymer đáp ứng yêu cầu trên nhưng không bền nhiệt tốt có thể được sử dụng ở điều kiện nhiệt độ thấp (dưới 100°C) như: polyamide, polypropylene, polyethylene, styrene divinylbenzene hoặc styrene butadiene [8]. Một số vật liệu bền nhiệt hơn có thể sử dụng nhưng chi phí cao như: PEEK, Ryton, PTFE [9]. Theo [9], các vật liệu này bền nhiệt trong môi trường kiểm cao. Tuy nhiên, điều khá đặc biệt là nhiều loại hạt dẻo, đàn hồi khi đưa vào vỉa xi măng có thể tác động làm giảm cả module đàn hồi và độ bền kéo. Do vậy, sẽ tốt hơn nếu tìm được loại vật liệu dẻo, đàn hồi có thể nâng cao tính dẻo và độ bền kéo hoặc tỷ lệ hợp lý của độ bền kéo với module đàn hồi của vành đá xi măng.

Tính đàn hồi của đá xi măng cũng được cải thiện khi tối ưu hóa thành phần cốt liệu dạng hạt rắn để làm tăng

khả năng hấp thụ năng lượng và đập và chống lan truyền vết nứt. Cốt liệu dạng hạt rắn được dùng thường là sự kết hợp của silica từ cát nghiền mịn (silica flour) với silica dạng micro (silica fume) và đôi khi là silica cỡ hạt nano (nano silica). Trong công nghệ này cốt liệu đàn hồi là 1 trong 3 cấu tử dạng rắn với dải cỡ hạt tối ưu theo hướng tạo đá xi măng có tính compact cao và có khả năng hấp thụ năng lượng và đập, chống lan truyền vết nứt.

2.2.2. Nâng cao độ bền kéo cho vành đá xi măng trám giếng khoan: Bổ sung vật liệu gia cường dạng sợi vào thành phần vữa trám

Trong trường hợp đưa thêm vào thành phần vữa cốt liệu dạng sợi, hệ vữa xi măng như vậy gần với phối liệu của dạng bê tông có tên gọi là bê tông mềm dẻo (flexible concrete). Khi cốt liệu sợi được bổ sung và phân tán đều trong vữa, vành đá tạo ra được gia cường tương tự như cách dùng cốt liệu dạng sợi trong vật liệu tổ hợp (vật liệu composite). Việc gia cường này giúp tăng mạnh đặc tính bền nén, bền va đập, bền kéo, bền uốn của đá xi măng. Ngoài ra, nó cũng có vai trò tích cực trong chống sự lan truyền của các vết nứt (tăng mức chống sốc) cho đá xi măng. Các vật liệu dạng sợi được sử dụng có thể gồm: sợi silica, sợi carbon, sợi amiăng, sợi thủy tinh, sợi bazan, sợi polyvinyl, sợi polyester...

Theo tác giả Narjes Jafariesfad [5], bổ sung vật liệu dạng sợi vào vật liệu xi măng là phương pháp hữu hiệu cho nâng cao đặc tính chịu kéo của vật liệu. Kết quả từ các nghiên cứu [10, 11] cho thấy, tác động của vật liệu dạng sợi lên tính chất cơ học của vật liệu xi măng phụ thuộc nhiều vào kích cỡ của nó. Sợi macro có đường kính > 500 μm có thể cải thiện tính dẻo dai thông qua nối các khe nứt macro. Sợi micro có đường kính < 500 μm nối các khe nứt micro và làm chậm lan truyền vết nứt đó. Trong đa số các nghiên cứu, hàm lượng sợi được dùng dao động trong khoảng 0,2 - 3%.

Để có thể sử dụng cho vữa xi măng trám giếng khoan, các vật liệu thuộc 2 nhóm trên cần đáp ứng các yêu cầu đảm bảo thuận lợi cho công đoạn bơm trám và khả năng phục vụ của vành đá ở điều kiện thực tế dưới giếng khoan như: (i) có khả năng phục vụ ở nhiệt độ cao, áp suất cao đặc trưng cho điều kiện giếng khoan (thường trong khoảng 100 - 180°C); (ii) có tính bền kiềm cao do đá xi măng trám có pH cao (nằm trong khoảng pH = 11 - 12; tác động của phản ứng kiềm trong trường hợp này mạnh hơn nhiều so với khi xảy ra với bê tông xây dựng, vì đá xi măng trám giếng khoan làm việc ở điều kiện nhiệt độ cao). Bền kiềm là để tồn tại lâu dài trong đá xi măng

phục vụ ở điều kiện nhiệt độ cao kèm độ ẩm cao và (iii) không ảnh hưởng lớn tới tính lưu biến (tính chảy) của vữa để đảm bảo quá trình bơm trám được diễn ra với tổn hao áp suất chấp nhận được và không phát sinh các phức tạp.

Từ thực trạng kỹ thuật trên, nhóm tác giả đặt ra nhiệm vụ nghiên cứu thiết lập tổ hợp phụ gia dùng trong nâng cao tính đàn hồi, độ bền kéo, chống lan truyền vết nứt cho vành xuyên đá xi măng trám giếng khoan dầu khí thông qua nghiên cứu thực nghiệm để chọn được chủng loại vật liệu hợp lý, đánh giá ảnh hưởng của vật liệu tới các tính chất của vữa và của đá xi măng, từ đó chọn được hàm lượng tối ưu của tổ hợp phụ gia này.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu lựa chọn phụ gia dạng hạt và phụ gia dạng sợi đáp ứng yêu cầu bơm trám

Độ nhớt vữa trám giếng khoan, mức ma sát nội của khối vữa, là một chỉ tiêu quan trọng đảm bảo cho khả năng bơm trám - đẩy vữa vào khoảng không vành xuyên hẹp giữa cột ống chống và thành giếng, hoặc giữa các cột ống chống. Chính vì vậy cần lựa chọn các phụ gia dạng rắn ít ảnh hưởng tới các thông số lưu biến vữa. Nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu ảnh hưởng của một số loại phụ gia dạng hạt và phụ gia dạng sợi tới tính chất vữa xi măng, như các thông số lưu biến và độ chảy tủa, để lựa chọn các phụ gia phù hợp cho các nghiên cứu tiếp theo.

Vữa nền được sử dụng trong nghiên cứu có thành phần chất kết dính gồm 74,07% xi măng chủng loại G theo tiêu chuẩn API 25,93%, cát nghiền và tỷ lệ nước/chất kết dính được dùng là 0,5. Ở nhóm vật liệu dạng hạt, kết quả nhận được cho thấy, 2 loại vật liệu là hạt cao su nitrile và hạt nhựa poly tetra fluoro ethylene (PTFE) có lợi thế hơn. Trong đó, vật liệu hạt cao su nitrile ít ảnh hưởng xấu tới các thông số lưu biến và độ chảy tủa của vữa xi măng; còn vật liệu PTFE có ảnh hưởng tốt tới các thông số lưu biến, nhất là khi dùng ở hàm lượng lớn nhờ vào hiệu ứng trượt tương tự như những viên bi trong vòng bi.

Ở nhóm vật liệu dạng sợi, kết quả cho thấy, sợi thủy tinh bền kiềm và sợi bazan sở hữu lợi thế cao hơn so với nhiều loại sợi khác được đưa vào nghiên cứu. Cụ thể, đa số các loại sợi khác có ảnh hưởng xấu tới lưu biến vữa, trong khi sợi thủy tinh bền kiềm và sợi bazan, ở hàm lượng khoảng < 2,5%, với chiều dài hợp lý, ít ảnh hưởng tới các thông số lưu biến và độ chảy tủa. Nhóm nghiên cứu chọn 2 vật liệu là hạt cao su nitrile và sợi thủy tinh bền kiềm cho các nghiên cứu tiếp theo.

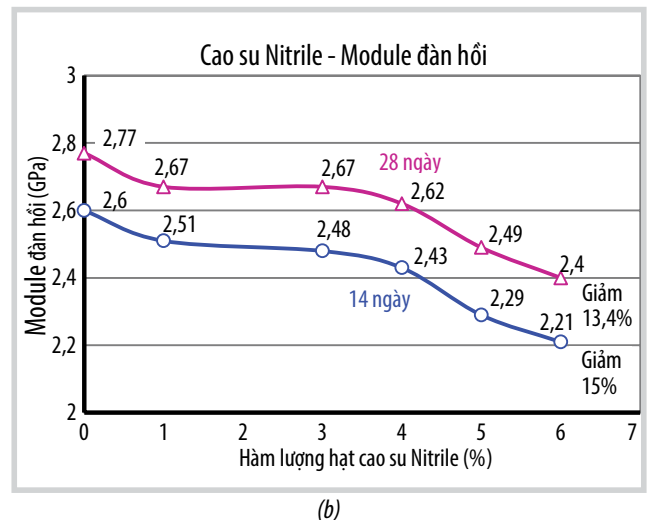
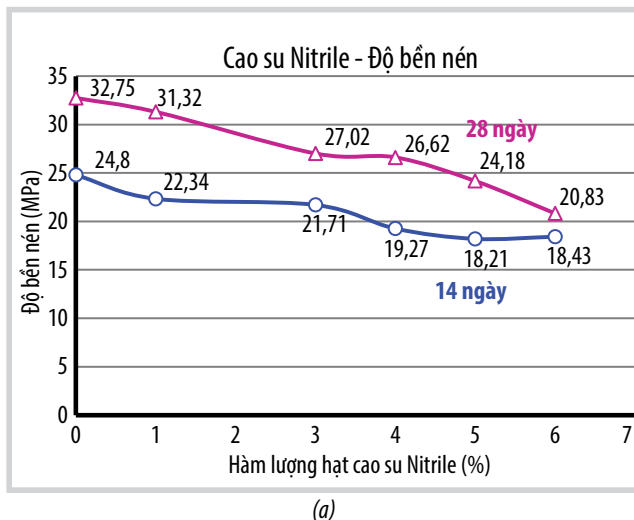
3.2. Ảnh hưởng của hàm lượng hạt cao su nitrile và sợi thủy tinh bền kiềm tới độ bền nén và module đàn hồi đá xi măng

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng hạt cao su nitrile tới độ bền nén và module đàn hồi đá xi măng ở tuổi 14 ngày và 28 ngày bảo dưỡng trong môi trường ẩm ở nhiệt độ thường được thể hiện trên Hình 2. Hình 2 cho thấy, theo chiều tăng của hàm lượng hạt cao su nitrile, độ bền nén và module đàn hồi đều giảm xuống. Điều này không mâu thuẫn vì đối với một dạng vật liệu nhất định, độ bền nén thể hiện tính cứng, module đàn hồi thể hiện khả năng biến dạng khi bị nén và module đàn hồi sẽ giảm khi độ cứng giảm. Sự giảm độ bền nén trong trường hợp đá xi măng chứa hạt cao su liên quan mật thiết tới sự giảm tương đối hàm lượng chất kết dính trong một đơn vị thể tích đá xi măng. Về thực chất, thể tích chất kết dính giảm mạnh khi tăng hàm lượng hạt cao su vì cao su có khối

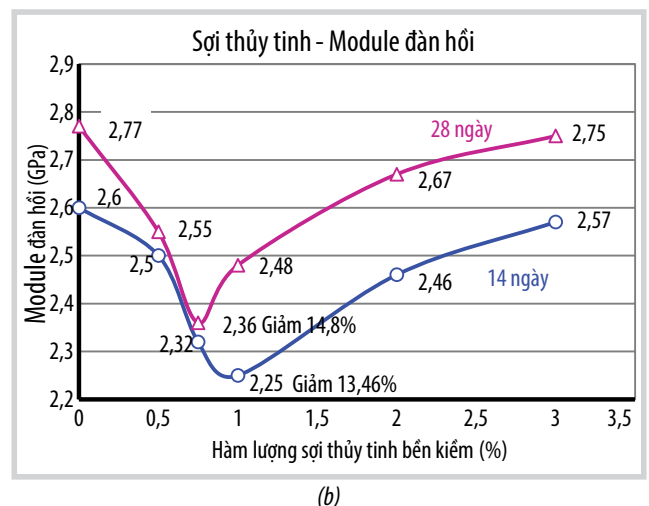
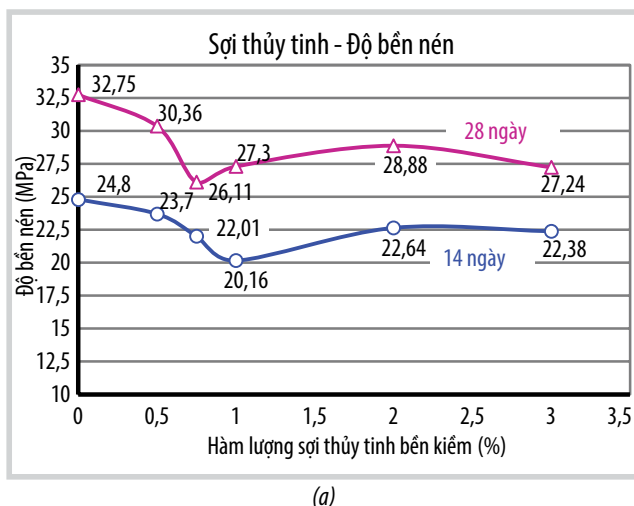
lượng riêng nhẹ hơn rất nhiều ($\approx 1,38 \text{ g/cm}^3$) so với khối lượng riêng chất kết dính ($\approx 3 \text{ g/cm}^3$).

Như vậy, vật liệu hạt cao su nitrile đưa vào nghiên cứu có khả năng làm giảm module đàn hồi đá xi măng và việc bổ sung hàm lượng hạt cao su hợp lý vào vữa hoặc vào thành phần hỗn hợp chất kết dính có thể nhận được đá xi măng có tính đàn hồi tốt hơn. Căn cứ vào mức giảm module đàn hồi nhận được và thực tế vữa sử dụng xi măng G thường có độ bền nén lớn hơn nhiều lần mức cần thiết để đảm bảo chức năng gia cố, nhóm tác giả đề xuất sử dụng hàm lượng hạt cao su $\geq 6\%$ cho các nghiên cứu tiếp theo.

Kết quả ảnh hưởng của hàm lượng sợi thủy tinh bền kiềm tới độ bền nén và module đàn hồi đá xi măng ở tuổi 14 ngày và 28 ngày bảo dưỡng trong môi trường ẩm ở nhiệt độ thường được thể hiện ở Hình 3. Kết quả cho thấy, khi hàm lượng sợi chứa cao, độ bền nén và module đàn



Hình 2. Ảnh hưởng của hàm lượng hạt cao su nitrile tới độ bền nén (a) và module đàn hồi (b) đá xi măng.



Hình 3. Ảnh hưởng của hàm lượng sợi thủy tinh bền kiềm tới độ bền nén (a) và module đàn hồi (b) đá xi măng.

hồi giảm. Nhưng sau khi tăng hàm lượng phụ gia này, độ bền nén và module đàn hồi tăng trở lại. Như vậy, khi ưu tiên tăng tính đàn hồi cho đá xi măng (module đàn hồi giảm) thì hàm lượng sợi thủy tinh bền kiểm cần quan tâm nằm trong khoảng 0,5 - 2%. Do vậy, nhóm tác giả chọn sử dụng hàm lượng sợi thủy tinh bền kiểm 0,75 - 1% cho các nghiên cứu tiếp theo.

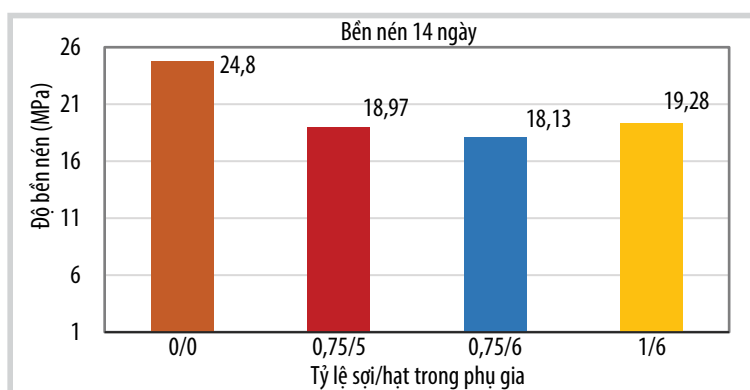
3.3. Nghiên cứu ảnh hưởng đồng thời của phụ gia hạt cao su nitrile và phụ gia sợi thủy tinh bền kiểm tới độ bền nén và module đàn hồi đá xi măng

Nghiên cứu ảnh hưởng đồng thời của 2 phụ gia dạng hạt và dạng sợi tới độ bền nén và module đàn hồi đá xi măng được tiến hành cho một số tổ hợp đã cho kết quả ở tuổi 14 ngày và 28 ngày như Hình 4 và 5. Việc đưa phụ gia vào vữa ở các thử nghiệm này được tiến hành theo phương pháp bổ sung trực tiếp vào vữa đang khuấy.

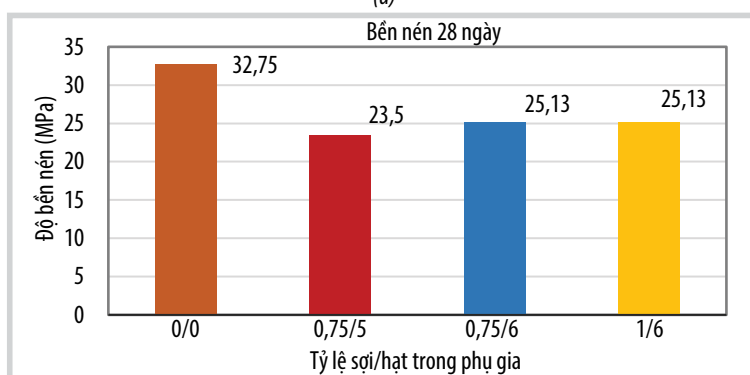
Kết quả Hình 4 và 5 cho thấy, xu hướng chung là sự có mặt của tổ hợp phụ gia sợi và hạt làm giảm đồng thời độ bền nén và module đàn hồi. Kết quả module đàn hồi trên Hình 5 cho thấy, khi giữ nguyên hàm lượng sợi nhưng tăng hàm lượng hạt (ứng với tổ hợp phụ gia 0,75% sợi, 5% hạt và 0,75% sợi, 6% hạt), mức giảm module đàn hồi được cải thiện; còn khi giữ nguyên hàm lượng hạt nhưng tăng hàm lượng sợi (ứng với tổ hợp phụ gia 0,75% sợi, 6% hạt và 1% sợi, 6% hạt), mức giảm module đàn hồi kém đi. Như vậy, để đạt mức giảm module lớn hơn, nên tăng hàm lượng hạt (lên $\geq 6\%$) và giảm hàm lượng sợi xuống 0,75% ở các nghiên cứu tiếp.

Các kết quả nghiên cứu trình bày ở trên được tiến hành trên vữa nền (74,07% xi măng G + 25,93% cát nghiền; tỷ lệ nước/chất kết dính 0,5). Nghiên cứu tiếp theo sử dụng thành phần vữa được Vietsovpetro dùng để trám ống chống khai thác, đảm bảo yêu cầu cao về khả năng ngăn ngừa khí xâm nhập (Bảng 1); vữa được gọi tắt là vữa số 1. Vữa này có chứa bộ phụ gia hóa học được cung cấp bởi Baker Hughes (Mỹ).

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của 2 tổ hợp phụ gia (0,75% sợi, 6% hạt và 0,75% sợi,

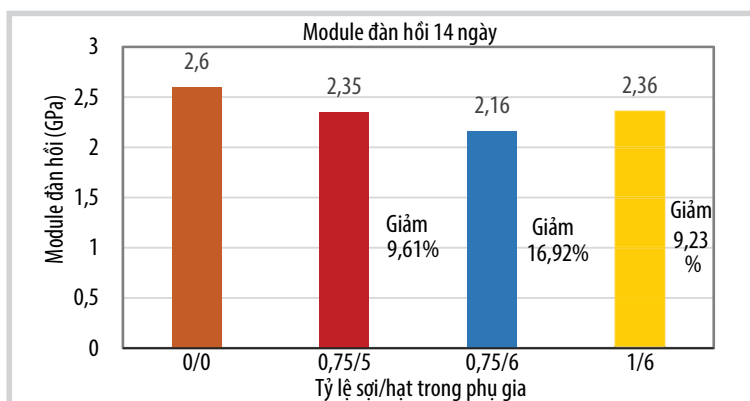


(a)

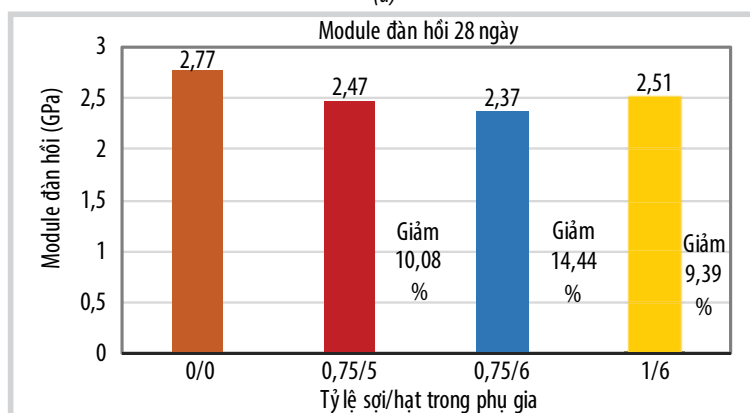


(b)

Hình 4. Ảnh hưởng của một số tổ hợp phụ gia tới độ bền nén đá xi măng ở tuổi 14 ngày và 28 ngày.



(a)



(b)

Hình 5. Ảnh hưởng của một số tổ hợp phụ gia tới module đàn hồi đá xi măng ở tuổi 14 ngày và 28 ngày.

6,5% hạt) dạng khô tới độ bền nén và module đàn hồi vừa xi măng số 1 ở tuổi 14 ngày và 28 ngày được thể hiện trên Hình 6 và 7.

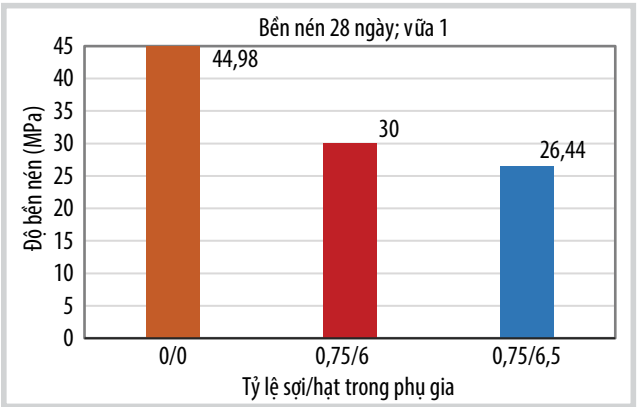
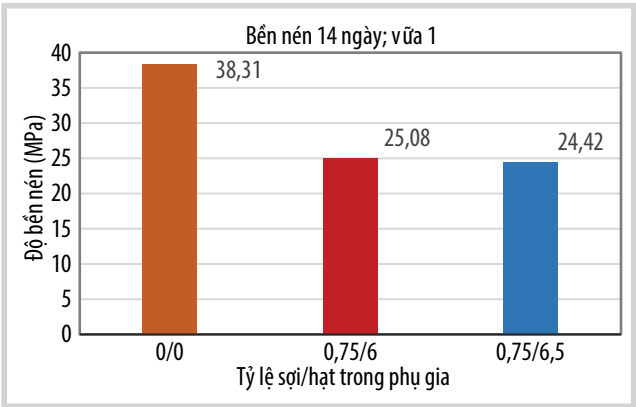
Hình 6 và 7 cho thấy vữa số 1 (chứa bộ phụ gia của Baker-Hughes) thể hiện xu hướng ảnh hưởng của tổ hợp phụ gia sợi và hạt tới độ bền nén và module đàn hồi không có sự khác biệt so với kết quả thử nghiệm trên vữa nền. Tuy nhiên, có thể thấy rằng, khả năng làm giảm module đàn hồi ở vữa chứa bộ phụ gia hóa học Baker-Hughes cao hơn so với trường hợp thử nghiệm trên vữa nền. Điều này liên quan tới việc tổ hợp phụ gia dễ phân tán hơn trong

loại vữa chứa các phụ gia hóa học, trong đó có chất phân tán. Kết quả nghiên cứu cũng cho thấy, khi tập trung vào giảm module đàn hồi, không nên dùng hàm lượng sợi cao (tới 1%) mà chỉ nên dùng hàm lượng 0,75% và khi tăng hàm lượng hạt cao su (từ 6% lên 6,5%) module đàn hồi tiếp tục giảm thêm đáng kể.

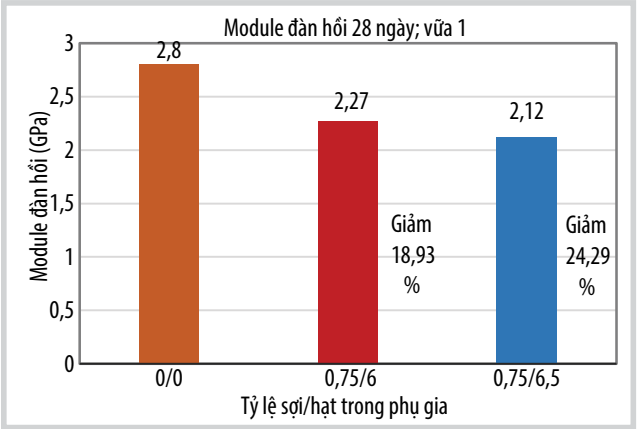
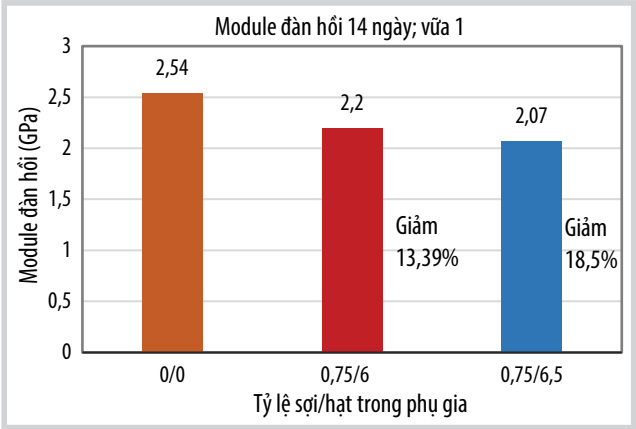
Ngoài ra, nhóm tác giả đã tiến hành đánh giá ảnh hưởng của chiều dài sợi, tỷ lệ nước/xi măng và nano carbon tới một số tính chất của đá xi măng và nhận thấy: (i) độ bền uốn của đá xi măng được cải thiện rõ rệt khi tăng chiều dài sợi thủy tinh từ 4 mm lên 6 mm và 12 mm; (ii)

Bảng 1. Thành phần vữa điển hình cho trạm ống chống khai thác chứa bộ phụ gia hóa học được cung cấp bởi Công ty Baker-Hughes, Mỹ (vữa số 1).

STT	Vật liệu, hóa phẩm	Chức năng chính	Đơn vị	Hàm lượng
1	Xi măng G	Chất kết dính	pps	94
2	Phụ gia tăng bền nhiệt: silica flour	Tăng độ bền nhiệt	bwoc	35
3	Phụ gia khử bọt (defoamer): FP-9L	Khử bọt khí	gps	0,05
4	Phụ gia tăng liên kết, ngăn ngừa sự xâm nhập của khí: BA-58L	Chống sự xâm nhập của khí vào vữa	gps	1,10
5	Phụ gia đa chức năng: Ultra-7L	Giảm độ thải nước	gps	0,28
6	Phụ gia phân tán: CD-33L	Giảm độ nhớt	gps	0,30
7	Phụ gia chậm đông: R-8L	Kéo dài thời gian đặc quánh	gps	0,08
8	Nước biển	Nước trộn	gps	5,2



Hình 6. Ảnh hưởng của các tổ hợp phụ gia dạng khô tới độ bền nén đá xi măng khi thử nghiệm với vữa số 1.



Hình 7. Ảnh hưởng của các tổ hợp phụ gia dạng khô tới module đàn hồi đá xi măng khi thử nghiệm với vữa số 1.

độ bền nén và module đàn hồi đá xi măng giảm nhanh khi tăng tỷ lệ nước/xi măng từ 0,44 lên 0,5 và (iii) nano carbon làm tăng độ bền uốn, nhưng cũng làm tăng module đàn hồi. Để giảm đáng kể module đàn hồi, có thể áp dụng giải pháp hạ khối lượng riêng của vữa, bao gồm sử dụng hoặc tăng tương đối hàm lượng phụ gia dạng hạt có khối lượng riêng thấp. Trong một số trường hợp, nano carbon có thể được bổ sung để cân bằng, cải thiện độ bền uốn và bền kéo của đá xi măng.

Việc nghiên cứu ảnh hưởng của các tổ hợp phụ gia sợi và hạt tới các tính chất của đá xi măng đã cho phép nhóm tác giả kết luận tỷ lệ phù hợp của tổ hợp phụ gia sợi và hạt cho các nghiên cứu tiếp theo là: sợi 0,75% và hạt 6 - 6,5%.

3.4. Ảnh hưởng của tổ hợp phụ gia được biến tính bề mặt, tăng khả năng phân tán, tới độ bền nén, module đàn hồi, độ bền kéo, bền uốn và bền va đập của đá xi măng

Kinh nghiệm sử dụng phụ gia dạng rắn cho vữa xi măng của nhiều hãng cho thấy, để phát huy tốt tác dụng, các phụ gia dạng rắn cần được phân tán tốt vào thể tích khối vữa. Trên thực tế, phụ gia hạt cao su nitrile có bề mặt không ưa nước, nên khó phân tán đều trong vữa. Phụ gia sợi thủy tinh bền kiềm, tuy trở nên ưa nước nhanh hơn trong vữa xi măng có tính kiềm cao, nhưng do có diện tích bề mặt riêng lớn và chịu ảnh hưởng mạnh của hiện tượng tĩnh điện nên thường dính cụm, đan chéo vào nhau, nên rất khó phân tán đều trong vữa. Để khắc phục nhược điểm này, cách tiếp cận tốt nhất là trộn khô các phụ gia vào hỗn hợp chất kết dính (hỗn hợp xi măng G + silica flour) trước công đoạn tạo vữa. Nhóm tác giả đã đưa ra giải pháp chuyển tổ hợp phụ gia khô về dạng ướt bằng cách trộn (làm ướt) tổ hợp này với chính một phần chất phân tán được dùng trong đơn vữa. Phần chất phân tán dùng làm ướt tổ hợp phụ gia sẽ được khuấy trừ khi chuẩn bị nước trộn. Khi trộn để tạo vữa, phụ gia ướt được bổ sung trực tiếp vào bể trộn vữa và được hệ thống khuấy trộn cùng bơm tuần hoàn phân tán đều trong vữa.

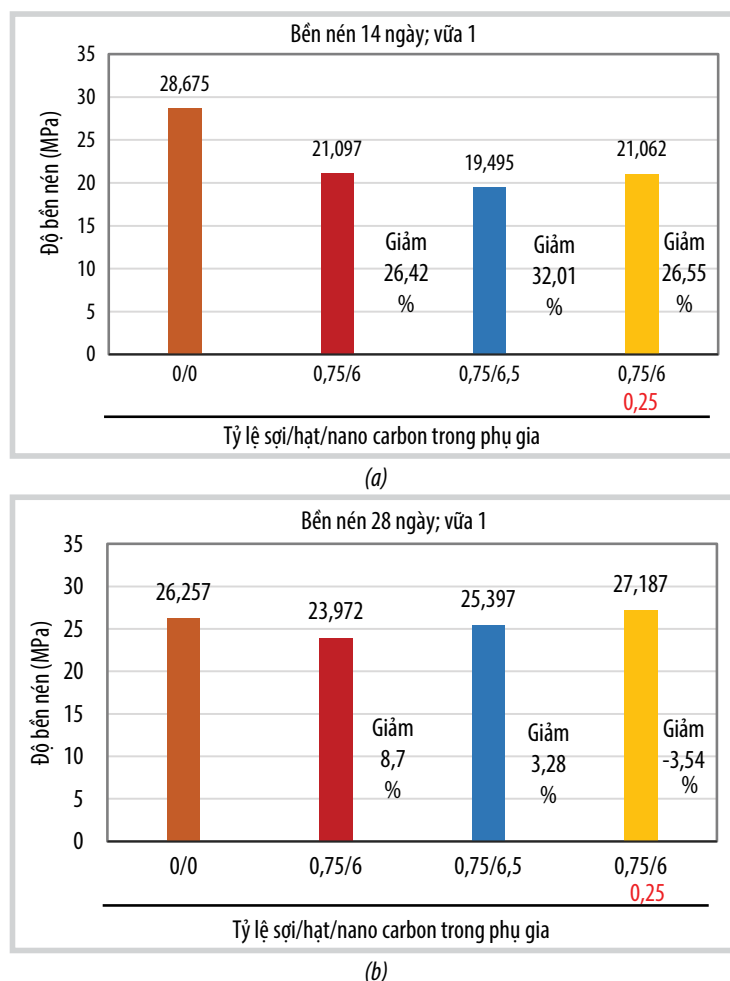
Nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu, đánh giá ảnh hưởng của 2 tổ hợp phụ gia ướt (thành phần: 0,75/6%; 0,75/6,5%) và tổ hợp phụ gia ướt chứa nano carbon (thành phần: 0,75/6/0,25%)

tới các tính chất cơ học của đá xi măng. Vừa được dùng trong nghiên cứu là vữa số 1 có thành phần chính như Bảng 1. Kết quả ảnh hưởng của thành phần 3 tổ hợp phụ gia biến tính ướt tới độ bền nén và module đàn hồi được thể hiện trên Hình 8 và 9.

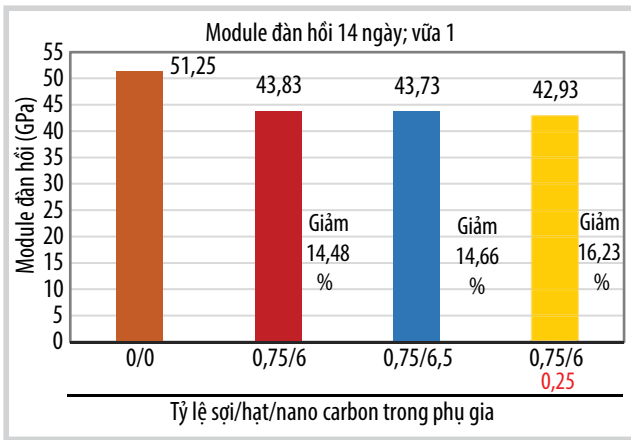
Hình 8a cho thấy, sự có mặt của nano carbon (thành phần: 0,75/6/0,25%) đã cải thiện độ bền nén so với thành phần không chứa nó. Sự cải thiện này cũng được phản ánh qua kết quả giảm module đàn hồi tuổi 28 ngày trên Hình 9b. Kết quả trên Hình 9 cho thấy sự tăng hàm lượng hạt trong tổ hợp phụ gia từ 6% lên 6,5% tiếp tục làm giảm module đàn hồi, tức là đá xi măng có tính đàn hồi hơn.

Kết quả ảnh hưởng của thành phần 3 tổ hợp phụ gia biến tính ướt tới độ bền kéo, độ bền uốn và độ bền va đập được thể hiện tương ứng trên Hình 10 - 12.

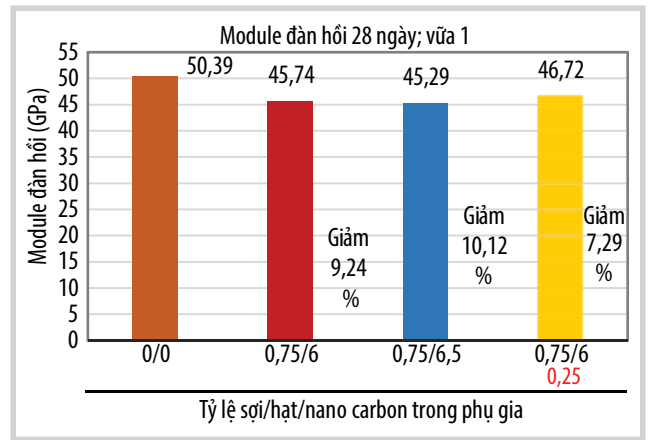
Kết quả Hình 10 cho thấy, sự có mặt của các tổ hợp phụ gia làm tăng mạnh độ bền kéo đá xi măng, nhất là khi có nano carbon. Các tổ hợp phụ gia cũng làm độ bền uốn đá xi măng tăng đáng kể (Hình 11). Độ bền kéo đá xi măng (Hình 10) tăng mạnh và module đàn hồi giảm (Hình 9) cho thấy, đá xi măng chứa các tổ hợp phụ gia đã cùng lúc vừa làm giảm module đàn hồi đá, vừa làm tăng tỷ lệ



Hình 8. Ảnh hưởng của thành phần các tổ hợp phụ gia ướt tới độ bền nén đá xi măng.

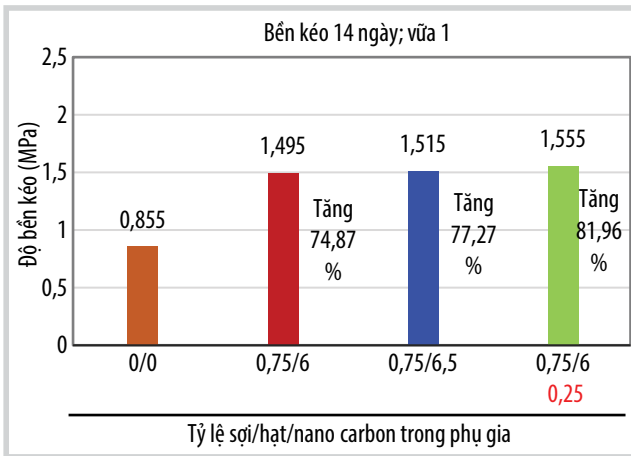


(a)

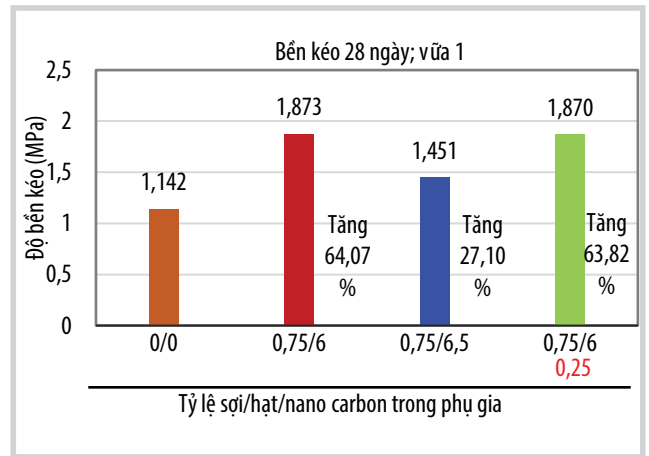


(b)

Hình 9. Ảnh hưởng của thành phần các tổ hợp phụ gia ướt tới module đàn hồi đá xi măng.

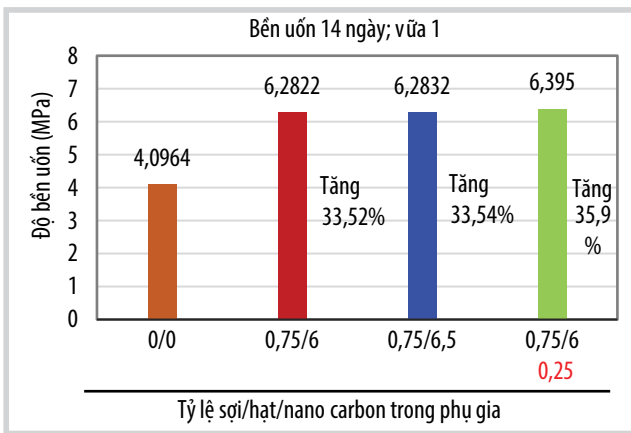


(a)

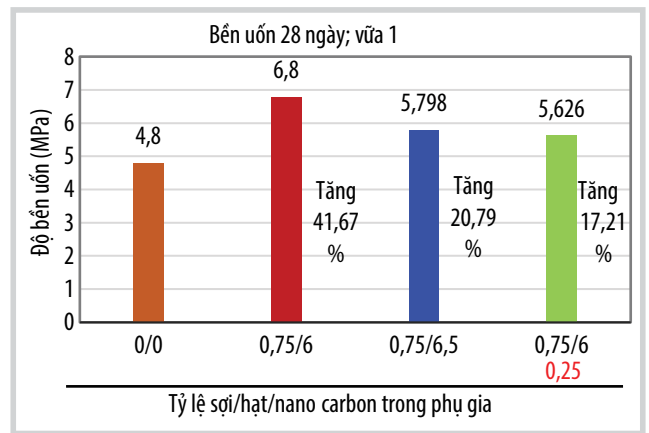


(b)

Hình 10. Ảnh hưởng của thành phần các tổ hợp phụ gia ướt tới độ bền kéo đá xi măng.



(a)



(b)

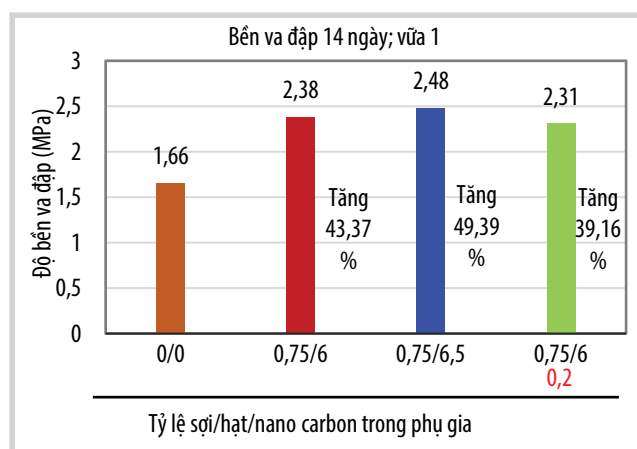
Hình 11. Ảnh hưởng của thành phần các tổ hợp phụ gia ướt tới độ bền uốn đá xi măng.

giữa độ bền kéo và module đàn hồi, đáp ứng tốt hơn đối với yêu cầu đá xi măng tồn tại lâu dài trong điều kiện chịu ứng suất trong giếng khoan dầu khí.

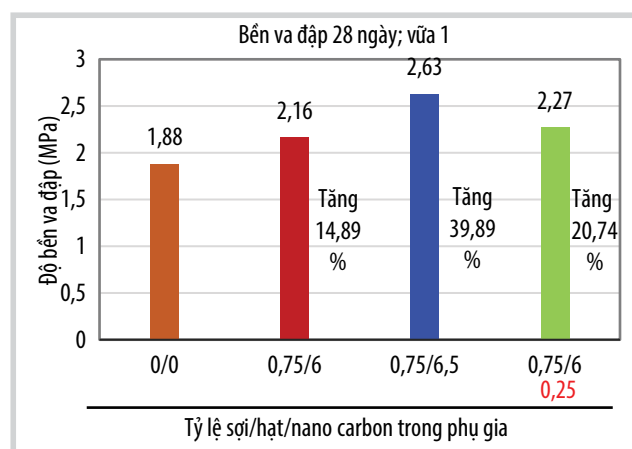
Hình 12 cho thấy độ bền và đập của đá xi măng chứa các tổ hợp phụ gia cao vượt trội so với mẫu đá không chứa tổ hợp phụ gia. Độ bền và đập tăng khi vật liệu đỡ giòn

đi và/hoặc có khả năng hấp thụ năng lượng lớn hơn. Đây là bằng chứng cho thấy đá xi măng chứa các tổ hợp phụ gia đã làm giảm (chống lại) sự lan truyền vết nứt khi bị tác động sốc của lực cơ học.

Nghiên cứu cho thấy thành phần tổ hợp phụ gia sợi và hạt rút ra từ các nghiên cứu ở phần trên (sợi 0,75% và



(a)



(b)

Hình 12. Ảnh hưởng của thành phần các tổ hợp phụ gia ướt tới độ bền va đập đá xi măng.

hạt 6 - 6,5%) đáp ứng yêu cầu nâng cao tính đàn hồi, độ bền kéo, chống lan truyền vết nứt cho đá xi măng trám giếng khoan dầu khí.

4. Kết luận

Từ kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của hàm lượng hạt cao su nitrile, sợi thủy tinh bền kiềm tới độ bền nén và module đàn hồi đá xi măng từ vữa nền trên cơ sở xi măng G và cát nghiền, đã rút ra được khoảng hàm lượng của hạt cao su là $\geq 6\%$ và sợi thủy tinh là 0,75 - 1% để có được tổ hợp phụ gia cần thiết lập.

Nghiên cứu ảnh hưởng đồng thời của phụ gia hạt cao su nitrile và phụ gia sợi thủy tinh (với hàm lượng nằm trong khoảng cần quan tâm, 0,5 - 2%) tới độ bền nén và module đàn hồi đá xi măng (từ vữa nền và vữa điển hình cho trám ống chống khai thác chứa đủ bộ phụ gia hóa học) cho phép rút ra một số kết luận như sau: (i) xu hướng chung là tổ hợp phụ gia sợi và hạt làm giảm đồng thời độ bền nén và module đàn hồi; (ii) để đạt mức giảm module lớn hơn, cần tăng hàm lượng hạt (lên $> 6\%$) và giảm hàm lượng sợi xuống 0,75% và (iii) tỷ lệ phù hợp của tổ hợp phụ gia sợi và hạt là sợi 0,75% và hạt 6 - 6,5%.

Nghiên cứu ảnh hưởng của tổ hợp phụ gia với thành phần đề xuất ở trên, được biến tính bề mặt bằng chất phân tán cho tăng khả năng phân tán, tới một số tính chất cơ học đá xi măng (độ bền nén, module đàn hồi, độ bền kéo, bền uốn và bền va đập) cho phép rút ra các nhận xét sau: (i) sự có mặt của nano carbon hàm lượng 0,25% làm cải thiện độ bền nén, (ii) hàm lượng hạt trong tổ hợp phụ gia tăng từ 6% lên 6,5% tiếp tục làm giảm thêm module đàn hồi (làm đá xi măng có tính đàn hồi hơn) và (iii) đá xi măng chứa các tổ hợp phụ gia vừa làm giảm module đàn hồi, vừa làm tăng tỷ lệ giữa độ bền kéo và module đàn hồi,

đáp ứng tốt hơn yêu cầu đá xi măng tồn tại lâu dài trong điều kiện chịu ứng suất trong giếng khoan dầu khí.

Độ bền va đập của đá xi măng chứa các tổ hợp phụ gia cao vượt trội là bằng chứng cho thấy các tổ hợp phụ gia đã làm giảm (chống lại) sự lan truyền vết nứt khi bị tác động sốc của lực cơ học.

Nhóm tác giả đã thiết lập tổ hợp phụ gia gồm sợi và hạt có khả năng nâng cao tính đàn hồi, độ bền kéo, chống lan truyền vết nứt cho vữa đá xi măng trám giếng khoan dầu khí có thành phần phù hợp là sợi 0,75% và hạt 6 - 6,5%.

Tài liệu tham khảo

- [1] M.J. Thiercelin, B. Dargaud, J.F. Baret, and W.J. Rodriguez, "Cement design based on cement mechanical response", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5 - 8 October 1997*. DOI: 10.2118/38598-MS.
- [2] Susan Petty, John Gastineau, Daniel L. Bour, and Kris Ravi, "Life cycle modeling of wellbore cement systems used for enhanced geothermal system development", *Proceedings of the 28th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, 27 - 29 January, 2003*.
- [3] Erik B. Nelson and Dominique Guillot, *Well cementing*. Schlumberger, 2006.
- [4] J. Liu and C. Vipulanandan, "Failure modes of oil well cement during service life", 2012.
- [5] Narjes Jafariesfad, Mette Rica Geiker, Yi Gong, Pål Skalle1, Zhiliang Zhang, and Jianying He, "Cement sheath modification using nanomaterials for long-term zonal

isolation of oil wells: Review", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 156, pp. 662 - 672, 2017. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.06.047.

[6] Catalin Teodoriu, Christian Kosinowski, Mahmood Amani, Jerome Schubert, and Arash Shadravan, "Wellbore integrity and cement failure at HPHT conditions", *International Journal of Engineering and Applied Sciences*, Volume 2, Issue 2, pp.1 - 13, 2013.

[7] H. Williams, D. Khatri, R. Keese, S. Le Roy-Delage, J. Roye, D. Leach, P. Rottler, O. Porcherie, and J. Rodriguez, "Flexible, expanding cement system (FECS) successfully provides zonal isolation across marcellus shale gas trends", *Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, 15 - 17 November 2011*. DOI: 10.2118/149440-MS.

[8] Sylvaine Le Roy-Delage and Marc Thiercelin, "Cementing compositions and applications of such

compositions for cementing oil wells or the like", *United States Patent*, US 6742592 B1, 2004.

[9] Sylvaine Le Roy-Delage and Simon James, "Flexible cementing compositions and methods for high-temperature wells", *United States Patent*, US 7402204 B2, 2008.

[10] Marita L. Berndt, and Aristodimos J. Philippacopoulos, "Incorporation of fibres in geothermal well cements", *Geothermics*, Volume 31, Issue 6, pp. 643 - 656, 2002. DOI: 10.1016/S0375-6505(02)00028-7.

[11] Zoi S. Metaxa, Maria S. Konsta-Gdoutos, and Surendra P. Shah, "Mechanical properties and nanostructure of cement-based materials reinforced with carbon nanofibers and Polyvinyl Alcohol (PVA) microfibers", *Advances in the Material Science of Concrete - Session at the ACI Spring 2010 Convention*, pp. 115 - 126, 2010.

STUDY ON THE FORMULATION OF ADDITIVES TO IMPROVE ELASTICITY, TENSILE STRENGTH, AND CRACK PROPAGATION RESISTANCE OF THE CEMENT SHEATH IN OIL AND GAS WELL CEMENTING

Nguyen Thi Kim Dung¹, Nguyen Van Ngo¹, Do Thanh Trung¹, Hoang Anh Dung¹, Ngo Thi Nguyen¹, Ta Van Thinh²

¹PVChem - Tech Co., Ltd.

²NIPI, Vietsovpetro

Email: dungntk01@pvchem.com.vn

Summary

This study focuses on developing a composite additive system to improve the elasticity, tensile strength, and crack propagation resistance of the cement sheath in oil and gas well cementing. The primary materials used are nitrile rubber particles and alkali-resistant glass fibers, selected based on their appropriate particle size distribution and fiber dimensions that minimally affect the rheological properties of cement slurry.

As a result, the study successfully established a composite additive system comprising 0.75% alkali-resistant glass fibers and 6 - 6.5% nitrile rubber particles that effectively enhances the elasticity, tensile strength, and crack propagation resistance of the cement sheath in oil and gas cementing. After surface modification with dispersing agent, the composite additives demonstrated the ability to increase the tensile strength-to-elastic modulus ratio, enabling the cement sheath to better withstand long-term stress in downhole oil and gas well environments. Additionally, the impact strength of the cement sheath containing the composite additives was significantly higher compared to samples without additives.

Key words: Technology, drilling, materials, cement plug, additives, fibers, granules.

NGHIÊN CỨU CHẾ TẠO XI MĂNG SIÊU MỊN BỀN NHIỆT ỨNG DỤNG TRONG CÔNG NGHỆ TRÁM ÉP NHẪM NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHAI THÁC DẦU KHÍ

Phan Văn Minh¹, Nguyễn Xuân Thảo¹, Nguyễn Văn Ngo¹, Đỗ Thành Trung², Ngô Thị Nguyên², Lưu Thị Hồng³

¹Viện Công nghệ Khoan

²Công ty TNHH PVChem-Tech

³Viện Vật liệu Xây dựng

Email: nguyenn@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-06>

Tóm tắt

Trong ngành công nghiệp dầu khí, trám ép dưới áp suất thường được ứng dụng trong sửa chữa các khuyết tật của lớp trám xi măng, trong đó có loại trừ áp suất giữa cột ống chống và dòng chảy ngoài ống chống. Khả năng xâm nhập của vữa trám ép vào mạng lưới khe nứt, lỗ rỗng (cỡ micro) phụ thuộc rất lớn vào thành phần cỡ hạt chất kết dính được sử dụng. Sử dụng xi măng nghiền siêu mịn thay thế xi măng giếng khoan thông thường cho trám ép là một giải pháp hữu hiệu góp phần nâng cao chất lượng trám ép.

Nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu chế tạo xi măng siêu mịn ($d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$) bền nhiệt (tới 160°C) và không co ngót ở khoảng nhiệt độ từ $50 - 160^\circ\text{C}$ từ các nguyên liệu chính như clinker xi măng Portland, xỉ phosphate, cát thạch anh. Các nguyên liệu đầu vào được phối trộn theo tiêu chí đảm bảo độ bền nhiệt, chống co ngót nhằm chọn được đơn chế tạo tối ưu cho dạng xi măng siêu mịn xi - xi măng Portland - silica. Kết quả nghiên cứu cho thấy, các thành phần xi măng bột đáp ứng yêu cầu về cỡ hạt ($d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$; $d_{95} \leq 16 \mu\text{m}$). Vữa và đá xi măng từ hỗn hợp siêu mịn xi - xi măng Portland - silica đều nở về thể tích ở cả nhiệt độ thấp ($< 76^\circ\text{C}$) và nhiệt độ cao (từ trên $76 - 160^\circ\text{C}$) đáp ứng yêu cầu bền sulfate, không co ngót. Độ bền nén đạt tới 1.231 - 1.413 psi ở điều kiện 120 - 160°C , áp suất 210 atm - đáp ứng yêu cầu đối với xi măng trám giếng khoan dầu khí (≥ 500 psi). Nhóm tác giả đã xác định được thành phần phối trộn tối ưu và khả năng thực tế để chế tạo loại xi măng siêu mịn bền nhiệt dùng cho công nghệ trám ép.

Từ khóa: Công nghệ, khoan khai thác, vật liệu, trám ép, độ mịn.

1. Giới thiệu

Trong lĩnh vực khoan và khai thác dầu khí, việc xuất hiện áp suất giữa các cột ống chống và dòng chảy ngoài ống chống là thách thức nghiêm trọng, ảnh hưởng đến hiệu quả và an toàn của hoạt động khai thác. Nguyên nhân chính thường liên quan đến chất lượng trám xi măng ban đầu và sự xuống cấp của vành đá xi măng trong quá trình vận hành giếng. Khi vành xi măng tồn tại khuyết tật thông kênh, chất lưu (khí, dầu, hoặc nước) có thể xâm nhập và chuyển dịch gây nên các hiện tượng bất thường như xuất hiện áp suất giữa các cột ống chống hoặc dòng chảy ngoài ống chống.

Để sửa chữa khuyết tật trám xi măng, phương pháp

trám ép dưới áp suất được sử dụng. Dưới tác động của bơm và ép, vữa xi măng thâm nhập và lan tỏa vào các khe nứt hoặc kẽ hở nhỏ từ đó bịt kín kênh di chuyển của chất lưu. Yếu tố quyết định khả năng thâm nhập và lan tỏa là dải cỡ hạt của hệ xi măng được sử dụng. Ở Việt Nam, xi măng trám giếng khoan chủng loại G theo tiêu chuẩn API hiện đang được sử dụng phổ biến trong trám ép. Tuy nhiên, do đặc điểm cỡ hạt lớn (thường có $d_{50} \approx 12 - 16 \mu\text{m}$), loại xi măng này chỉ có khả năng thẩm xuyên tốt qua các lỗ rỗng, khe nứt kích thước 1.000 - 1.250 μm ; với các khe nứt nhỏ hơn thì khả năng thâm nhập bị hạn chế hoặc không thực hiện được. Vì vậy, nghiên cứu chế tạo xi măng siêu mịn để thay thế xi măng giếng khoan G cho trám ép là một hướng đi góp phần nâng cao chất lượng trám ép.

Xuất phát từ thực tế này, nhóm nghiên cứu đã đặt mục tiêu chế tạo xi măng siêu mịn bền nhiệt được sử dụng



Ngày nhận bài: 30/12/2024.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 30/12/2024 - 3/2/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 3/2/2025.

nguyên liệu và phương tiện kỹ thuật trong nước. Sản phẩm xi măng siêu mịn, được thiết kế với các thông số kỹ thuật $d_{50} \leq 6\mu\text{m}$ và $d_{95} \leq 16\mu\text{m}$, cho phép hoạt động hiệu quả trong khoảng 50 - 160°C, đảm bảo không có ngót khi tạo đá, nhằm nâng cao chất lượng trám ép khắc phục khuyết tật trám xi măng, đồng thời loại trừ áp suất giữa các cột ống chống và dòng chảy ngoài ống chống.

Bài báo này trình bày kết quả nghiên cứu lựa chọn nguyên liệu, quy trình nghiền siêu mịn, phối liệu và đánh giá các tính chất của xi măng siêu mịn trên mẫu vữa tiêu chuẩn và khả năng ứng dụng trong công nghệ trám ép.

2. Cơ sở lý thuyết

2.1. Trám ép trong dầu khí và yếu tố liên quan tới khả năng thâm nhập của vật liệu dùng trong trám ép dưới áp suất

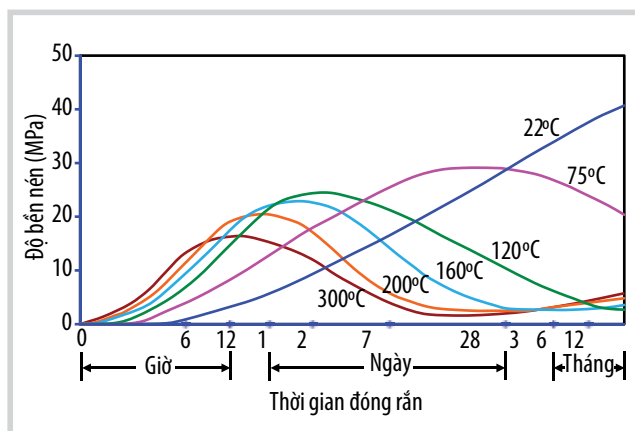
Xuất hiện áp suất giữa các cột ống chống và dòng chảy ngoài ống chống là những vấn đề gây nhiều khó khăn trong khoan và khai thác dầu khí. Một trong những nguyên nhân dẫn đến hiện tượng này có liên quan mật thiết đến chất lượng trám xi măng ban đầu trong quá trình xây dựng giếng (trám xi măng lần đầu) và/hoặc với sự giảm chất lượng (thoái hóa) của vành xuyên xi măng trong quá trình vận hành giếng. Khi vành đá xi măng trám giữa 2 cấp ống chống tồn tại khuyết tật thông kênh, khả năng cách ly bị suy giảm. Trong trường hợp này, chất lưu (chủ yếu là khí, dầu, nước ít hơn) có thể xâm nhập từ một tập vỉa nằm bên dưới vào vành đá xi măng và xuyên thấm dọc vành này đi lên miệng giếng tạo hiện tượng gọi là áp suất giữa các cột ống chống. Khuyết tật xảy ra ở vành đá xi măng giữa ống chống với thành hệ giếng khoan, chất lưu có thể xuyên thấm từ 1 tập vỉa bất kỳ có áp suất lớn hơn tới tập vỉa khác có áp suất thấp hơn, tạo hiện tượng gọi là dòng chảy ngoài ống chống. Để bịt kín các đường dẫn lưu thể dọc phần vành xi măng trám, cần phải tiến hành trám sửa chữa theo phương pháp trám ép. Trám ép là quá trình trám có ép vữa xi măng dưới áp suất, qua lỗ rỗng, kẽ hở vào khoảng vành xuyên trên ống chống hoặc thành lỗ khoan để vữa lan tỏa vào, bịt kín những khuyết tật vành xuyên (hang rỗng do thiếu xi măng, khe hở micro giữa vành xi măng với ống chống/thành hệ và những khe nứt trong chính vành đá xi măng). Chất lượng trám ép sửa chữa chủ yếu phụ thuộc vào khả năng thâm nhập của vữa xi măng (tức là khả năng thâm nhập sâu và lan tỏa rộng khắp) vào mạng lưới khe nứt kẽ hở micro và độ bền của đá xi măng sau khi đông cứng đảm bảo giữ được độ bền cơ học và tính chống thấm khí trong môi trường làm việc, đặc biệt ở nhiệt độ cao.

Khả năng thâm nhập của vữa vào các kẽ nứt, lỗ hổng phụ thuộc vào kích thước hạt của hệ xi măng được sử dụng. Hạt rắn phân tán trong dung dịch huyền phù và pha lỏng có thể thấm xuyên môi trường rỗng hoặc kẽ hở và hầu như không mắc lại khi cỡ hạt rắn nhỏ hơn 1/3 - 1/5 kích thước kẽ hở. Đây chính là quy luật không bít nhét vật lý - ngược lại với quy luật tạo cầu nối bít nhét vật lý thường được sử dụng trong kỹ thuật chống mất dung dịch trong khoan [1]. Tuy nhiên, quy luật về ảnh hưởng của kích thước rắn trong huyền phù tới khả năng thấm xuyên vật liệu rỗng không thể áp dụng trực tiếp cho trường hợp của vữa xi măng cho trám ép, khi biết kích thước hạt của xi măng bột. Cụ thể là, khi bột xi măng được trộn với nước, các hạt xi măng thể hiện sự tác động qua lại thực sự trên bề mặt dưới tác dụng của lực tĩnh điện trên bề mặt hạt. Tương tác này cùng với sự tăng độ nhớt dưới tác động của động thái thải nước dưới áp suất trong quá trình trám ép, làm cho kích thước hạt hiệu dụng lớn hơn so với kích thước hạt ban đầu. Thử nghiệm thấm xuyên kẽ hở dưới áp suất chỉ ra rằng, vữa xi măng có thể nhanh chóng tạo cầu nối ở kẽ hở có kích thước lớn hơn 10 lần so với cỡ hạt lớn nhất của xi măng bột. Sự tạo cầu nối này thúc đẩy sự hình thành lớp màn chắn ngăn cản vữa tiếp tục thấm qua.

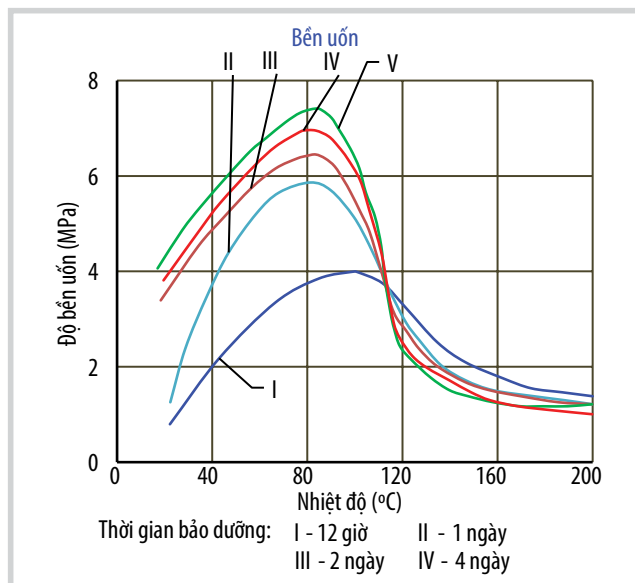
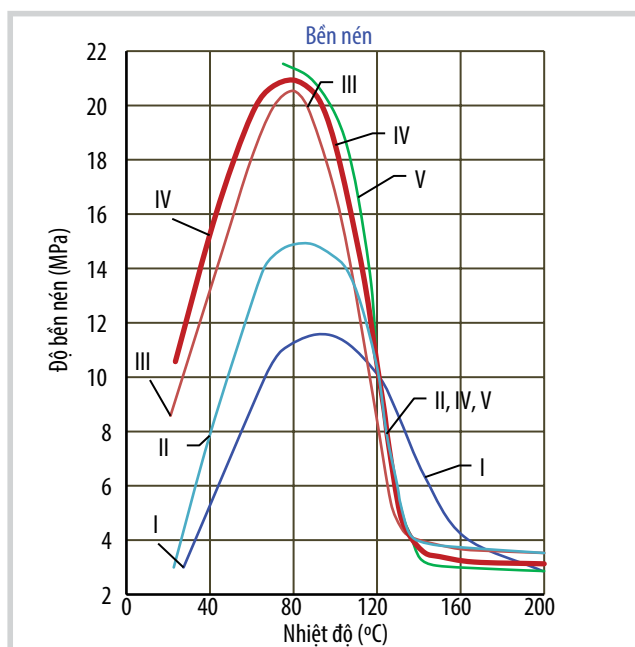
Thực tế cho thấy, vữa trám được chế từ xi măng trám giếng khoan G (theo tiêu chuẩn API), do đặc điểm cỡ hạt lớn (thường có $d_{50} \approx 12 - 16\mu\text{m}$) chỉ có khả năng thấm xuyên khe nứt kích thước 1.000 - 1.250 μm ; trong khi vữa trám chế từ xi măng siêu mịn cỡ hạt $d_{50} = 5 - 6\mu\text{m}$, có thể thấm xuyên lỗ rỗng kích thước 100 - 150 μm , tức nhỏ hơn khoảng 8 - 10 lần so với xi măng trám giếng khoan loại G. Như vậy, việc chế tạo xi măng siêu mịn chuyên dụng cho trám ép để thay thế xi măng giếng khoan G sẽ góp phần nâng cao chất lượng trám ép.

2.2. Bản chất không bền nhiệt của xi măng Portland và phương pháp chế tạo xi măng bền nhiệt trên cơ sở xi măng Portland

Để đảm bảo giữ được độ bền cơ học và tính chống thấm khí trong môi trường làm việc nhiệt độ cao dưới sâu, xi măng sử dụng cho giếng khoan dầu khí cần đảm bảo độ bền nhiệt. Trên thực tế, đa số các khoáng sản phẩm hydrate hóa (thủy hóa) của xi măng Portland thuộc loại sản phẩm nhân tạo không tìm thấy trong tự nhiên và có tính ổn định nhiệt động học không cao. Ở điều kiện nhiệt độ chưa cao, tính không ổn định nhiệt động học của đá xi măng Portland không gây tổn hại tới độ bền và tính thấm khí của đá xi măng. Nhưng, ở điều kiện nhiệt độ cao, đặc biệt là hơn 120°C, như trong điều kiện giếng khoan sâu,



Hình 1. Động thái thay đổi độ bền của đá xi măng Portland bảo dưỡng ở các nhiệt độ khác nhau.



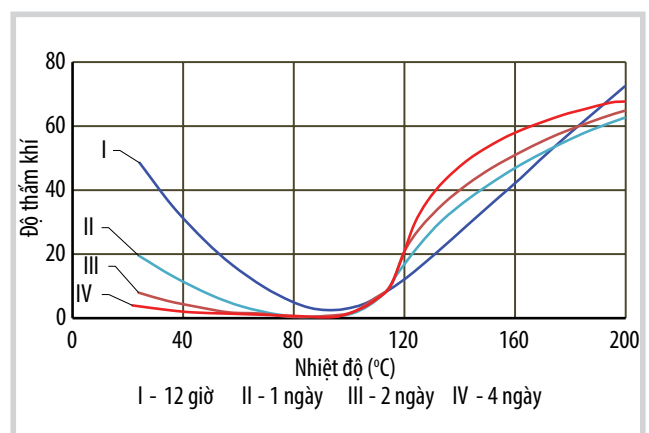
Hình 2. Ảnh hưởng của nhiệt độ và thời gian tới độ bền (bền nén, bền uốn) của đá xi măng [3].

quá trình biến đổi cấu trúc đá xảy ra nhanh tới mức có thể nhận biết được qua các thí nghiệm thông thường và nó gây ra tác hại rất lớn. Minh họa động thái thay đổi độ bền nén (cường độ nén) của đá xi măng Portland bảo dưỡng ở các nhiệt độ khác nhau được minh họa trong Hình 1 [2]. Nghiên cứu cho thấy, tùy thuộc vào thành phần khoáng, độ mịn, tỷ lệ nước/xi măng, động học phát triển cường độ tới điểm cực đại, thời điểm mất cường độ của đá xi măng thay đổi trong một khoảng khá rộng. Tuy nhiên, có một quy luật chung là nhiệt độ càng cao thì độ bền cực đại càng thấp và thời gian suy giảm cường độ tới cực tiểu cũng rút ngắn.

Ảnh hưởng của nhiệt độ và thời gian tới độ bền (bền nén, bền uốn) và độ thấm của đá xi măng [3] được thể hiện trong Hình 2 và 3. Hình 2 và 3 cho thấy, ở nhiệt độ trên 90°C, độ bền của đá xi măng suy giảm và giảm đột ngột ở nhiệt độ khoảng trên 110°C. Cũng tại những nhiệt độ này, độ thấm của đá tăng vọt.

Theo kết quả nghiên cứu cơ bản, nguyên nhân trực tiếp của việc suy giảm độ bền và tăng độ thấm của đá xi măng liên quan tới 2 quá trình biến đổi là: (i) sự tạo pha khoáng mới từ các khoáng bị phân hủy (quá trình tái kết tinh thứ cấp có chuyển pha) và (ii) sự lớn lên về kích thước, nhưng giảm về số lượng tinh thể của cùng 1 pha kết tinh (tái kết tinh thứ cấp không chuyển pha). Hai dạng biến đổi này nếu xảy ra khi xi măng đã đóng rắn thành đá thì đều dẫn tới giảm độ bền cơ học và tăng độ thấm của đá xi măng.

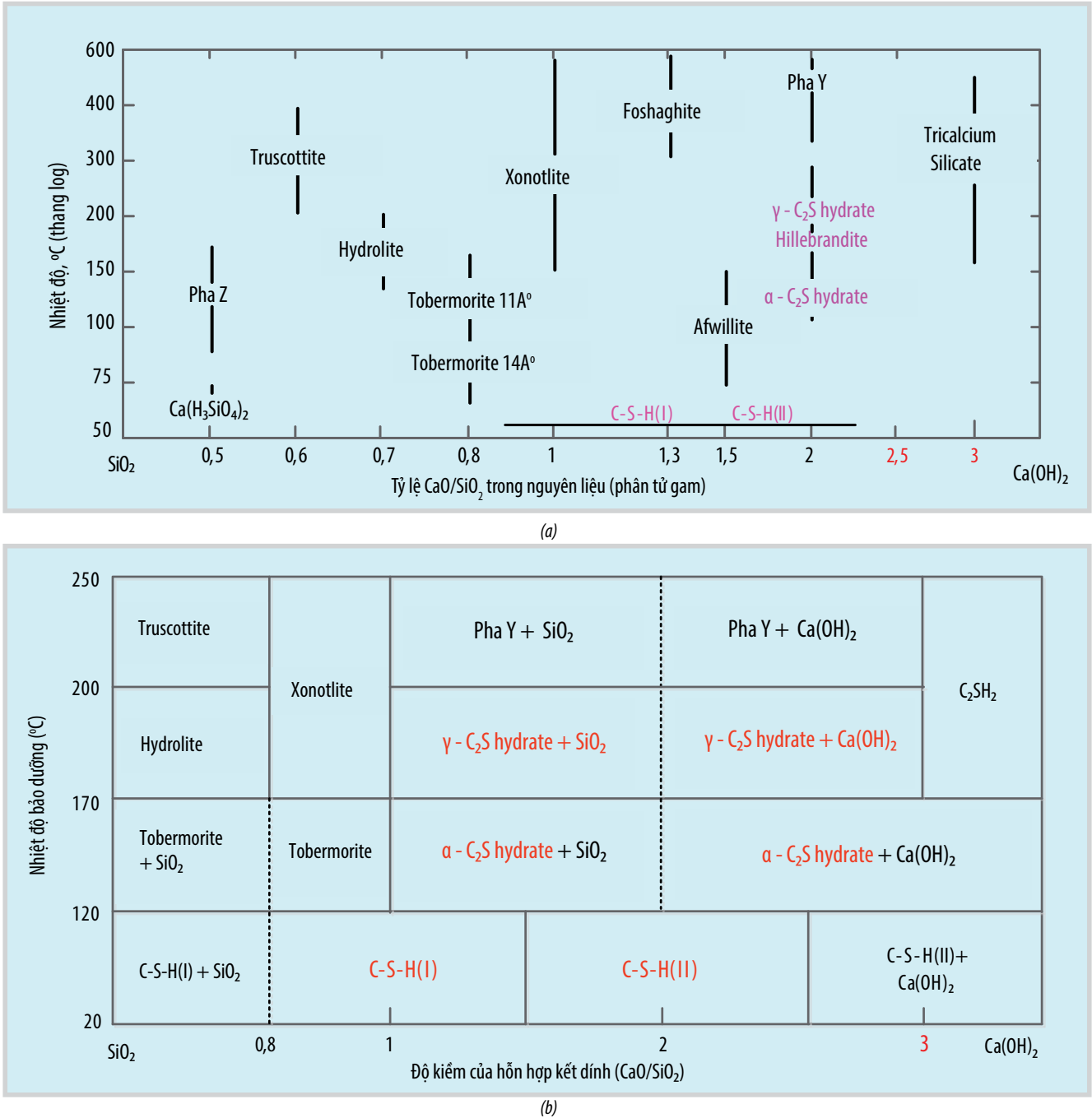
Quy luật tác động của nhiệt độ và thành phần xi măng tới các dạng tái kết tinh chuyển pha và không chuyển pha được biết thông qua nghiên cứu lập giản đồ pha khoáng vật hệ $\text{CaO} - \text{SiO}_2 - \text{H}_2\text{O}$ ở các điều kiện nhiệt độ khác nhau được tiến hành bởi 2 nhóm khoa học [3, 4] thể hiện trên Hình 4.



Hình 3. Ảnh hưởng của nhiệt độ và thời gian tới độ thấm của đá xi măng [3].

Hình 4 cho thấy các pha khoáng trong hệ $\text{SiO}_2\text{-CaO}$ được tạo ra và tồn tại ổn định trong những khoảng nhiệt độ nhất định và khoảng tỷ lệ CaO/SiO_2 (theo tỷ lệ mol hay phân tử gam) nhất định. Thông tin trên giản đồ (Hình 4) và các kết quả nghiên cứu cơ bản khác cho thấy, xi măng Portland có tỷ lệ $\text{CaO/SiO}_2 \approx 3$ khi hydrate hóa ở điều kiện nhiệt độ thấp (khoảng $< 100^\circ\text{C}$) tạo các khoáng hydrate C-S-H(I) có $\text{CaO/SiO}_2 = 0,8 - 1,5$; C-S-H(II) có $\text{CaO/SiO}_2 = 1,5 - 5$ và gel C-S-H có $\text{CaO/SiO}_2 > 1,5$. Khi nhiệt độ tăng cao, đặc biệt là $> 120^\circ\text{C}$, các khoáng sản phẩm hydrate hóa trên không bền nhiệt động học, trong điều

kiện nhiệt độ này sẽ tham gia vào quá trình tái kết tinh để tạo thành pha khoáng mới có ký hiệu là $\alpha\text{-C}_2\text{SH}$. Nghiên cứu cho thấy khoáng $\alpha\text{-C}_2\text{SH}$ sở hữu khả năng nổi trội về tái kết tinh không chuyển pha; quá trình hình thành pha $\alpha\text{-C}_2\text{SH}$ đi liền với hiện tượng giảm thể tích cục bộ trong cấu trúc vật liệu và $\alpha\text{-C}_2\text{SH}$ kém về khả năng tạo liên kết cầu nối (có tính kết dính thấp hơn nhiều so với các sản phẩm C-S-H(I), C-S-H(II) và gel C-S-H), nên dẫn tới suy giảm mạnh liên kết giữa các tinh thể và tăng nhanh độ thấm của đá xi măng. Ngoài ra, các khoáng C-S-H(I), C-S-H(II) và gel C-S-H, hoặc được tạo ra ở thời điểm sớm,



Hình 4. Giản đồ pha khoáng vật hệ $\text{CaO} - \text{SiO}_2 - \text{H}_2\text{O}$ [3, 4].

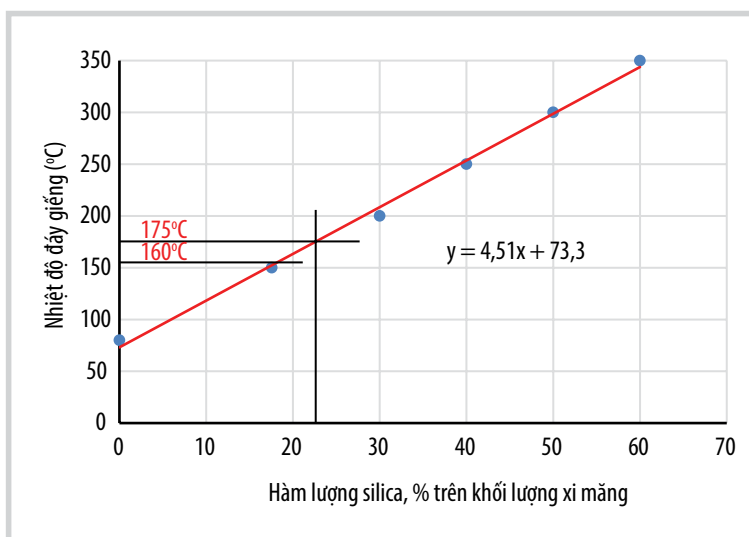
Bảng 1. Điều kiện về thành phần hóa học hỗn hợp xi măng cát cho phép ổn định khoáng C-S-H(I) và nhận được với hàm lượng cực đại các khoáng tobermorite, xonolite

TT	Khoảng nhiệt độ	Tỷ lệ mole CaO/SiO ₂	Mục đích hướng tới
1	60 - 90°C	< 1	Ổn định pha khoáng C-S-H(I)
2	90 - 120°C	< 0,8	Ổn định C-S-H(I), tạo một phần khoáng tobermorite
3	120 - 180°C	< 0,83	Tạo khoáng tobermorite*
4	> 180°C	< 1	Tạo khoáng xonolite

hoặc tạo ra ở nhiệt độ thấp, có tham gia vào tái kết tinh chuyển pha về dạng α -C₂SH, thường chiếm tới 40 - 60% thể tích đá xi măng, nên sự tái kết tinh của chúng có ảnh hưởng lớn tới độ bền và độ thấm của đá.

Từ kết quả nghiên cứu cơ bản, các nhà khoa học đã có sự thống nhất cao về nguyên nhân gây tổn hại tới độ bền và độ thấm của đá xi măng Portland ở điều kiện nhiệt độ khác nhau. Để đá xi măng bền ở các điều kiện này cần tạo được các khoáng bền nhiệt động học hoặc ổn định pha khoáng ở điều kiện thấp hơn. Cách tiếp cận đơn giản nhất, có hiệu quả nhất trong tạo đá xi măng Portland bền nhiệt là bổ sung thêm SiO₂ (thường từ cát nghiền mịn) vào hỗn hợp xi măng - cát nghiền để giảm tỷ lệ mole CaO/SiO₂ trong chất kết dính. Thành phần hóa học hỗn hợp xi măng - cát cho phép ổn định khoáng C-S-H(I) và nhận được hàm lượng cực đại các khoáng tobermorite, xonolite cho các khoảng nhiệt độ được xác định như trong Bảng 1.

Số liệu trên Bảng 1 được rút ra khi nghiên cứu giản đồ pha hệ CaO-SiO₂-H₂O. Trong thực tế dùng vữa trám xi măng giếng khoan từ hỗn hợp xi măng Portland - cát, tỷ lệ mole CaO/SiO₂ không nhất thiết phải thấp như vậy. Tác giả Ulisses Targino Bezerra và cộng sự [5] khi nghiên cứu về giảm độ bền của xi măng giếng khoan trên cơ sở xi măng Portland và silica flour (cát nghiền) đã rút ra kết luận rằng tỷ lệ cát nghiền 18% trên tổng khối lượng xi măng có thể chống lại sự thay đổi xấu đi của đá xi măng trong khoảng nhiệt độ 110 - 180°C. Nghiên cứu của Mohamed Al-Bagoury [6] trong công trình nghiên cứu sử dụng silica phân tán cho điều kiện giếng nhiệt độ cao đã đề xuất hàm lượng silica trong mối quan hệ với nhiệt độ đáy giếng như Hình 5. Theo đó, khi nhiệt độ đáy giếng càng cao, thì hàm lượng silica cần thiết cho đảm bảo tính bền nhiệt của đá xi măng càng



Hình 5. Hàm lượng silica cần thiết cho ổn định độ bền nền của đá xi măng Portland trong mối quan hệ với nhiệt độ đáy giếng [6].

cao. Điều này khác so với các nghiên cứu trên giản đồ pha khoáng vật hệ CaO-SiO₂-H₂O trên Hình 4 [3, 4], nhưng không đối nghịch, vì hàm lượng silica cao trong hỗn hợp xi măng - silica vẫn mang nhiều lợi thế hơn tới ổn định lâu dài.

2.3. Mục tiêu nghiên cứu và giới hạn

Bản chất không bền nhiệt của xi măng Portland và phương pháp chế tạo xi măng bền nhiệt trên cơ sở xi măng Portland nêu trên cho thấy, để có thể sử dụng trong trám ép giếng khoan dầu khí, xi măng siêu mịn trên cơ sở xi măng Portland cần có thành phần đảm bảo độ bền nhiệt. Như vậy, việc chế tạo xi măng siêu mịn dùng cho điều kiện giếng khoan không đơn thuần là nghiền tới dải cỡ hạt siêu mịn như xi măng mịn/xi măng siêu mịn dùng cho điều kiện nhiệt độ thấp (khoan phụt chống thấm, làm nền móng công trình...) mà còn phải đảm bảo tính bền nhiệt của xi măng.

Nhằm nâng cao chất lượng trám ép, nhóm tác giả đã tiến hành nghiên cứu chế tạo loại xi măng siêu mịn bền nhiệt dùng trong công nghệ trám ép khắc phục khuyết tật trám xi măng nói chung, loại trừ áp suất giữa các cột ống chống và dòng chảy ngoài ống chống nói riêng bằng các nguyên vật liệu và thiết bị có sẵn trong nước. Mục tiêu cụ thể là:

- Chế tạo xi măng siêu mịn có dải cỡ hạt $d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$, $d_{95} \leq 16 \mu\text{m}$;
- Chịu nhiệt độ trong dải từ 50 - 160°C, tạo đá không co ngót.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Nghiên cứu để xuất thành phần phối trộn điển hình và đánh giá tính chất xi măng bột

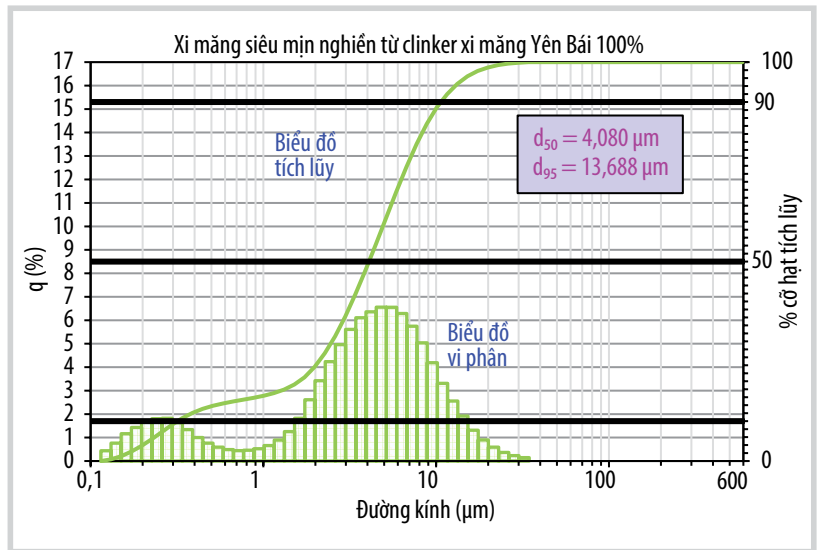
Nguyên liệu chính dùng chế tạo xi măng siêu mịn gồm clinker xi măng Yên Bái, xỉ phosphate, cát thạch anh trắng. Việc nghiền siêu mịn được thực hiện trên máy nghiền siêu mịn ở nhà máy chế tạo carbonate calcium siêu mịn của Công ty CP Xi măng và Khoáng sản Yên Bái.

Kết quả phân tích, đánh giá dải cỡ hạt xi măng siêu mịn nghiền từ xi măng Yên Bái, xỉ phosphate và cát thạch anh trắng nghiền siêu mịn (micro silica) theo phương pháp tán xạ laser được trình bày ở Hình 6 - 8.

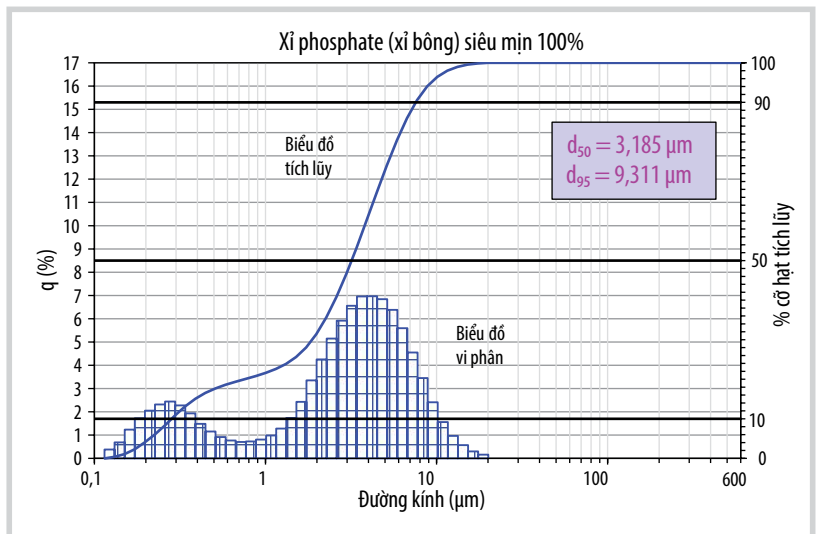
Kết quả Hình 6 - 8 cho thấy xi măng siêu mịn 100%, xỉ phosphate siêu mịn 100% và micro silica đều có $d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$, có d_{95} trong khoảng 9,31 - 13,688 μm . Các vật liệu này có thể phối trộn để tạo ra hỗn hợp có $d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$ và $d_{95} \leq 16 \mu\text{m}$. Phối trộn hợp lý giữa các thành phần trên sẽ đảm bảo tính bền nhiệt (chịu nhiệt độ) cho đá tới 160°C và không co ngót.

Hàm lượng silica trong phối trộn được tính toán dựa trên kết quả nghiên cứu của các tác giả Ulisses Targino Bezerra và Mohamed Al-Bagoury [5, 6] và thành phần hóa học của xi măng Yên Bái, xỉ phosphate sao cho đảm bảo bền nhiệt tới 160°C. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất các thành phần phối trộn (đơn) cho nghiên cứu chế tạo xi măng siêu mịn xỉ - Portland - silica như Bảng 2.

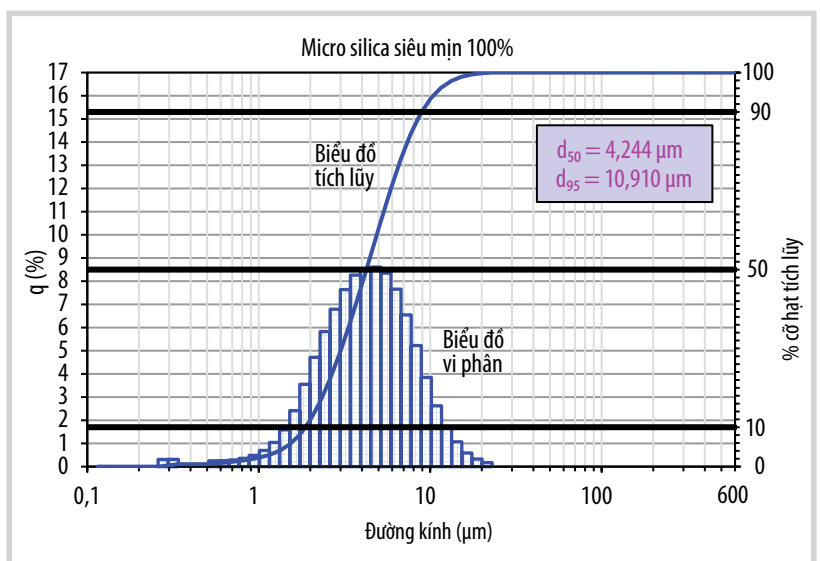
Nhóm tác giả đã tiến hành phối trộn tạo xi măng siêu mịn bền nhiệt theo các thành phần (đơn) và đánh giá tính chất của xi măng bột, vữa và xi măng nhận được. Kết quả nhận được sẽ cho phép điều chỉnh đơn để cuối cùng rút ra được thành phần tối ưu cho chế tạo xi măng siêu mịn xỉ - Portland - silica bền nhiệt và không co ngót.



Hình 6. Biểu đồ dải cỡ hạt xi măng siêu mịn nghiền từ xi măng 100%.



Hình 7. Biểu đồ dải cỡ hạt xỉ phosphate siêu mịn 100%.



Hình 8. Biểu đồ dải cỡ hạt micro silica siêu mịn 100%.

Bảng 2. Thành phần (đơn) cho nghiên cứu chế tạo mẫu xi măng siêu mịn xi-Portland-silica có độ bền nhiệt tới 160°C để xuất

TT	Đơn	Thành phần			Ghi chú tổng hàm lượng chất kết dính (%)
		Micro-silica siêu mịn (%)	Xi phosphate siêu mịn (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)	
1	Đơn 1	13	36,54	50,46	87
2	Đơn 2	15	35,7	49,3	85
3	Đơn 3	20	33,6	46,4	80

Bảng 3. Thành phần dài cỡ hạt các thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica

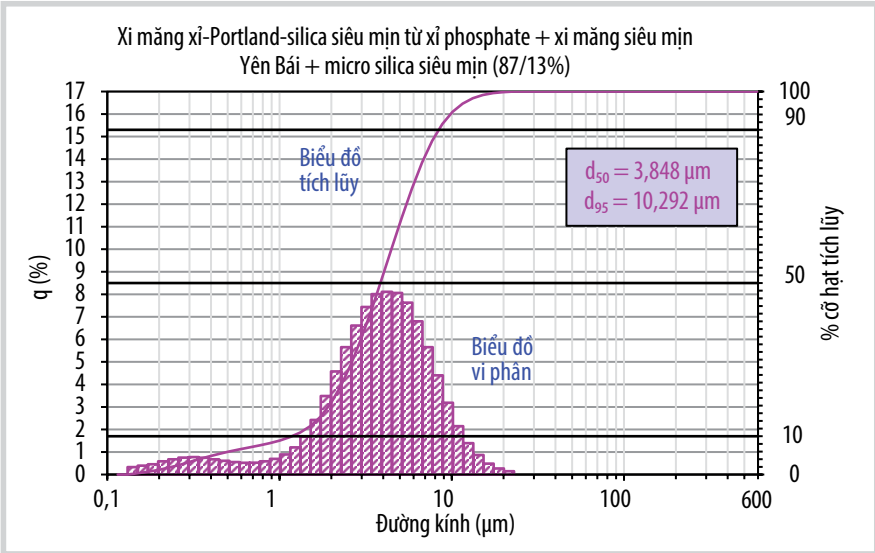
TT	Thành phần xi măng và nguyên liệu	Kích thước hạt (μm) theo % tích lũy				
		D10	D25	D50	D90	D97
1	Thành phần xi măng đơn 1	0,4115	1,1801	3,8483	8,4142	10,2929
2	Thành phần xi măng đơn 2	0,2161	0,3029	3,5570	7,8669	9,5544
3	Xi măng Yên Bái 100%	0,2171	0,3188	4,0802	10,6636	13,6880
4	Xi phosphate 100%	0,2102	0,2827	3,1854	7,5653	9,3107
5	Micro-silica 100%	1,4355	1,8661	4,2438	8,9233	10,9103

Kết quả đánh giá dài cỡ hạt xi măng theo đơn 1 và 2 được mô tả trong Hình 9 và 10. Kết quả tổng hợp kích thước hạt cụ thể của xi măng theo các đơn này cùng kích thước các nguyên liệu đầu vào như Bảng 3.

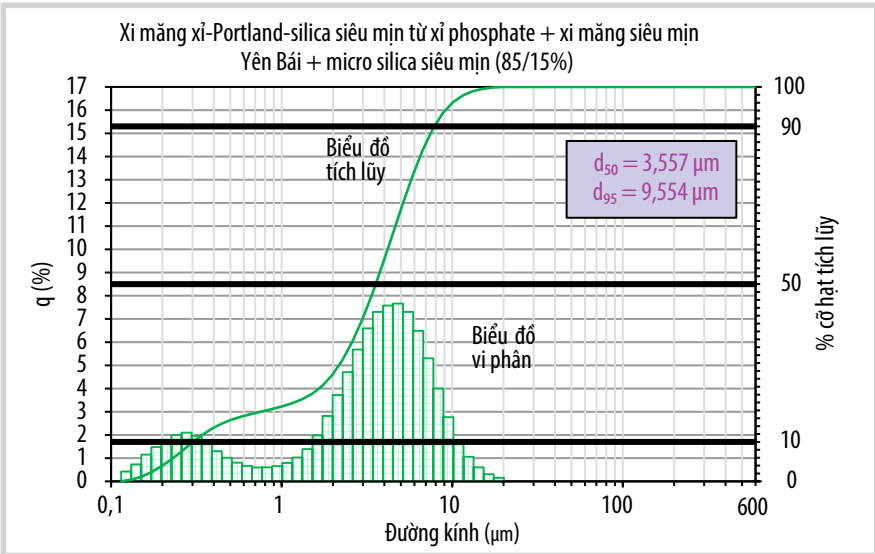
Kết quả Bảng 3 cho thấy các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica đưa vào nghiên cứu có $d_{50} \leq 3,85 \mu\text{m}$ và $d_{95} \leq 16 \mu\text{m}$, đáp ứng yêu cầu về dài cỡ hạt mong muốn chế tạo là $d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$ và $d_{95} \leq 16 \mu\text{m}$.

Kết quả nghiên cứu đánh giá diện tích bề mặt riêng theo tiêu chuẩn Việt Nam TCVN 4030:2003 cho các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica như Bảng 4.

Bảng 4 cho thấy các thành phần xi măng siêu mịn Đơn 1 và 2 đều có diện tích bề mặt riêng rất lớn, dao động trong khoảng từ 11.070 - 11.130 cm^2/g . Theo tài liệu [7], giá trị bề mặt riêng của xi măng siêu mịn thấp nhất 6.900 cm^2/g và lớn hơn là 10.000 cm^2/g . Như vậy, về mặt diện tích bề mặt riêng, các thành phần đưa vào nghiên cứu hoàn toàn đáp ứng độ mịn cần có của dạng xi măng siêu mịn.



Hình 9. Biểu đồ dài cỡ hạt xi măng siêu mịn xi Portland-silica theo đơn 1.



Hình 10. Biểu đồ dài cỡ hạt xi măng siêu mịn xi-Portland-silica theo đơn 2.

Bảng 4. Diện tích bề mặt riêng của các thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica

TT	Thành phần xi măng và vật liệu siêu mịn	Cỡ hạt D50	Diện tích bề mặt riêng (cm ² /g)
1	Thành phần xi măng đơn 1	3,8483	11.130
2	Thành phần xi măng đơn 2	3,5570	11.070
3	Xi măng Yên Bái 100%	4,0802	12.470
4	Xi phosphate 100%	3,1854	10.510
5	Micro-silica 100%	4,2438	12.123

Bảng 5. Kết quả xác định thời gian đông kết với vữa có độ dẻo tiêu chuẩn của các thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica

TT	Thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica				Hàm lượng nước tiêu chuẩn (%)	Thời gian đông kết nhiệt độ thường	
	Ký hiệu đơn	Micro-silica siêu mịn (%)	Xi phosphate siêu mịn (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)		Bắt đầu (giờ - phút)	Kết thúc
1	Đơn 1	13	36,54	50,46	56,4	2 - 10	3 - 40
2	Đơn 2	15	35,7	49,3	56,6	2 - 40	3 - 30
3	Đơn 3	20	33,6	46,4	57,3	2 - 18	3 - 40

3.2. Nghiên cứu xác định hàm lượng nước tiêu chuẩn và đánh giá thời gian đông kết vữa xi măng siêu mịn ở điều kiện nhiệt độ thường

3.2.1. Xác định hàm lượng nước tiêu chuẩn (hàm lượng nước cho độ dẻo tiêu chuẩn)

Việc xác định hàm lượng nước tiêu chuẩn là cần thiết phục vụ các đánh giá khác cho vữa và đá xi măng. Trong khoa học về vật liệu kết dính, hàm lượng nước tiêu chuẩn (hay hàm lượng nước cho độ dẻo tiêu chuẩn tính bằng % trên khối lượng xi măng) là lượng nước cần thiết đảm bảo cho vữa xi măng đạt độ dẻo tiêu chuẩn. Độ dẻo tiêu chuẩn được xác định theo TCVN 6017:2015 (ISO 9597:2008) bằng dụng cụ Vica. Lượng nước ứng với độ dẻo tiêu chuẩn này chính là hàm lượng nước tiêu chuẩn. Lượng nước này phụ thuộc vào thành phần khoáng và độ mịn xi măng. Với xi măng xây dựng, hàm lượng nước tiêu chuẩn thường dao động trong khoảng từ 22 - 28%. Đối với xi măng xây dựng có chứa phụ gia vô cơ hoạt tính mịn thì hàm lượng nước tiêu chuẩn lên tới 32 - 37%. Kết quả xác định hàm lượng nước tiêu chuẩn của các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica như Bảng 5. Kết quả cho thấy các thành phần xi măng siêu mịn có hàm lượng nước tiêu chuẩn nằm trong khoảng 56,4 - 57,3%, cao hơn nhiều so với xi măng xây dựng Portland thông thường. Điều này hoàn toàn hợp lý vì xi măng siêu mịn bền nhiệt đang nghiên cứu có diện tích bề mặt riêng cao hơn nhiều so với xi măng xây dựng.

3.2.2. Đánh giá thời gian đông kết vữa xi măng ở điều kiện thường

Chỉ tiêu thời gian đông kết của vữa xi măng có độ dẻo tiêu chuẩn được đánh giá theo tiêu chuẩn TCVN

6017:2015 (ISO 9597:2008) bằng dụng cụ Vica. Kết quả xác định thời gian đông kết vữa có độ dẻo tiêu chuẩn cho các thành phần xi măng siêu mịn bền nhiệt được trình bày trong Bảng 5.

Kết quả Bảng 5 cho thấy thời gian bắt đầu đông kết khoảng 2 giờ 10 phút đến 2 giờ 40 phút (130 - 160 phút), thời gian kết thúc đông kết nằm trong khoảng 3 giờ 30 phút đến 3 giờ 40 phút (210 - 220 phút). Tiêu chuẩn TCVN 6067:2004 - xi măng Portland bền sulfate và TCVN 7711:2007 - xi măng hỗn hợp bền sulfate quy định thời gian đông kết bắt đầu không sớm hơn 45 phút và kết thúc không muộn hơn 375 phút (6 giờ 15 phút). Như vậy, thời gian đông kết của các thành phần xi măng siêu mịn đã đáp ứng yêu cầu TCVN 6067:2004 và 7711:2007. Kinh nghiệm thực tế cho thấy sự tương đối gần nhau giữa thời gian bắt đầu và thời gian kết thúc đông kết ở các thành phần xi măng siêu mịn là tín hiệu khả quan tạo điều kiện tốt cho công tác chế tạo vữa cho bơm trám sau này.

3.3. Nghiên cứu, đánh giá tính co ngót/giãn nở của vữa và đá xi măng ở các điều kiện nhiệt độ khác nhau

Một trong những yêu cầu đối với đá xi măng siêu mịn cần nghiên cứu chế tạo là không co ngót khi đóng rắn ở điều kiện nhiệt độ từ thấp tới 160°C (nhiệt độ thấp được sử dụng thường không dưới 50°C). Ranh giới phân chia tương đối giữa điều kiện nhiệt độ thấp và nhiệt độ cao là 76°C. Nhiệt độ 76°C chính là ranh giới tồn tại ổn định (ranh giới ổn định nhiệt động học) của khoáng ettringite trong vữa và đá khi xi măng đóng rắn. Trong quá trình hình thành, ettringite nở về thể tích, nên có vai trò bù trừ hoặc gây nở cho vữa và đá. Ở điều kiện nhiệt độ > 76°C, ettringite có thể tạo ra, nhưng chỉ tồn tại trong một thời

Bảng 6. Kết quả xác định tính co ngót/giãn nở ở điều kiện nhiệt độ thấp với vữa có độ dẻo tiêu chuẩn của các thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica

TT	Thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica				% giãn nở 24 giờ ở các điều kiện nhiệt độ khác nhau		
	Ký hiệu đơn	Micro-silica siêu mịn (%)	Xi phosphate siêu mịn (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)	25°C	52°C	65°C
1	Đơn 2	15	35,7	49,3	0,0818	0,2789	0,3134
2	Đơn 3	20	33,6	46,4	0,0300	0,3079	0,4403

Bảng 7. Kết quả đánh giá độ nở thanh vữa trong môi trường nước ở tuổi 14 ngày (chỉ tiêu 3 của TCVN 7711:2007) với vữa có độ dẻo tiêu chuẩn của các thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica

TT	Thành phần xi măng siêu mịn xi Portland-silica				Độ nở thanh vữa đánh giá theo TCVN 1203:2018	Yêu cầu của TCVN 7711:2007 (chỉ tiêu 3)
	Ký hiệu đơn	Micro-silica siêu mịn (%)	Xi phosphate siêu mịn (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)		
1	Đơn 1				0,006	≤ 0,02
2	Đơn 2	15	35,7	49,3	0,005	
3	Đơn 3	20	33,6	46,4	0,007	

gian ngắn và không có tác dụng bù trừ hoặc gây nở cho vữa và đá xi măng. Để vữa và đá xi măng không co ngót ở vùng nhiệt độ < 76°C, cần tạo ra khoáng ettringite. Hàm lượng ettringite cao quá lại gây ảnh hưởng xấu tới độ bền sulfate, một trong những yêu cầu mong muốn của xi măng cho giếng khoan dầu khí. Vì vậy, trong nghiên cứu này, cần cân đối sao cho đá vẫn nở nhưng trong giới hạn để đảm bảo yêu cầu bền sulfate. Theo đó, một mặt cần đánh giá độ giãn nở khi đóng rắn, mặt khác cần đánh giá theo các chỉ tiêu đảm bảo độ bền sulfate ở điều kiện nhiệt độ thấp như: Chỉ tiêu 5 - độ nở thanh vữa trong môi trường nước (vôi) ở tuổi 14 ngày và Chỉ tiêu 4 - độ bền sulfate (xác định bằng sự thay đổi chiều dài thanh vữa trong dung dịch sulfate) của TCVN 7711:2007. Song song với đó, để vữa không co ngót ở vùng nhiệt độ 76 - 160°C, cần cho phép có MgO và CaO tự do nung quá lửa trong thành phần xi măng để đảm bảo độ nở hoặc bù trừ co ngót. Trong trường hợp này, cần đánh giá độ giãn nở khi đóng rắn ở điều kiện nhiệt độ cao, mặt khác cần đánh giá theo Chỉ tiêu 6 - độ nở autoclave của TCVN 7711:2007. Trong trường hợp cụ thể ở nghiên cứu này, sự có mặt của cát nghiền (SiO₂) trong các thành phần xi măng siêu mịn đưa vào nghiên cứu là một đảm bảo quan trọng trong chống co ngót cho vữa và đá.

3.3.1. Nghiên cứu, đánh giá tính co ngót/giãn nở ở điều kiện nhiệt độ thấp (< 76°C)

- Nghiên cứu, đánh giá tính co ngót/giãn nở theo tiêu chuẩn API ở điều kiện nhiệt < 76°C

Nhóm tác giả đã tiến hành đánh giá tính co ngót/giãn nở ở điều kiện nhiệt độ thấp gồm 25 - 27°C; 52°C và 65°C, áp suất thường. Phương pháp đánh giá được sử dụng theo hướng dẫn của tiêu chuẩn API RP 10B-5/ISO 10426-5

gọi là đo khe hở (split ring test) khuôn vành khuyên thép dưới tác dụng giãn nở của vữa nằm trong khuôn [8]. Vữa được sử dụng có độ dẻo tiêu chuẩn. Kết quả nhận được như Bảng 6.

Kết quả Bảng 6 cho thấy các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica đều nở, tức ít nhất không co ở điều kiện nhiệt độ thấp (< 76°C). Độ nở ở đây tăng khi nhiệt độ tăng. Điều này hợp lý, vì nhiệt độ tăng làm tăng tốc độ hydrate hóa của xi măng, trong đó có việc làm tăng hàm lượng khoáng gây nở là ettringite.

- Nghiên cứu, đánh giá các chỉ tiêu đảm bảo độ bền sulfate ở điều kiện nhiệt độ thấp (< 76°C)

+ Nghiên cứu, đánh giá độ nở thanh vữa trong môi trường nước (vôi) ở tuổi 14 ngày (Chỉ tiêu 3) của TCVN 7711:2007- xi măng Portland hỗn hợp bền sulfate.

Việc xác định độ nở thanh vữa trong môi trường nước (vôi) ở tuổi 14 ngày được tiến hành theo tiêu chuẩn TCVN 1203:2018, trong đó việc xác định sự thay đổi chiều dài thanh vữa được thực hiện theo TCVN 7713:2007. Kết quả đánh giá như Bảng 7. Ngoài ra, để phục vụ mục đích so sánh tương đối, nhóm tác giả đưa vào Bảng 7 yêu cầu về độ nở thanh vữa trong môi trường nước (vôi) ở tuổi 14 ngày theo Chỉ tiêu 3 của TCVN 7711:2007.

Kết quả Bảng 7 cho thấy các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica có độ nở đáp ứng yêu cầu Chỉ tiêu 5 - TCVN 7711:2007 - xi măng Portland hỗn hợp bền sulfate, tức đảm bảo yêu cầu bền sulfate.

+ Nghiên cứu, đánh giá chỉ tiêu độ bền sulfate (Chỉ tiêu 4 - Xác định bằng sự thay đổi chiều dài thanh vữa trong dung dịch sulfate) của TCVN 7711:2007 - xi măng Portland hỗn hợp bền sulfate

Bảng 8. Kết quả đánh giá độ bền sulfate (chỉ tiêu 4 của TCVN 7711:2007) với vữa có độ dẻo tiêu chuẩn của các thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica

TT	Thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica				Độ nở thanh vữa khi đánh giá theo TCVN 7713:2007		Yêu cầu của TCVN 7711:2007 và TCVN 7711:2013 (%)	
	Ký hiệu đơn	Micro-silica siêu mịn (%)	Xi phosphate siêu mịn (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)	3 tháng	6 tháng	Trung bình	Cao
1	Đơn 2	15	35,7	49,3	0,036	0,042	≤ 0,1	≤ 0,05
2	Đơn 3	20	33,6	46,4	0,034	0,040		

Ghi chú: Thực tế cho thấy các thông số ở tuổi 6 tháng đã cho phép kết luận về mức độ bền sulfate của các mẫu xi măng siêu mịn; do vậy việc xác định sự thay đổi chiều dài thanh vữa ở các tuổi 12 tháng và 18 tháng không cần tiến hành.

Bảng 9. Kết quả xác định độ co ngót/giãn nở với vữa có độ dẻo tiêu chuẩn của các thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica đang nghiên cứu ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao trong autoclave

TT	Thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica				Hàm lượng nước tiêu chuẩn (%)	% giãn nở ở điều kiện 24 giờ, 210 atm và điều kiện nhiệt độ khác nhau	
	Ký hiệu đơn	Micro silica siêu mịn (%)	Xi phosphate siêu mịn (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)		90°C	160°C
1	Đơn 2	15	35,7	49,3	56,6	0,01217	0,0548
2	Đơn 3	20	33,6	46,4	57,3	0,03153	0,0322

Để đánh giá Chỉ tiêu 4 của tiêu chuẩn TCVN 7711:2007, thử nghiệm được thực hiện dựa trên tiêu chuẩn TCVN 7713:2007, trong đó thanh vữa được chuẩn bị theo TCVN 6068-2004 và việc xác định sự thay đổi chiều dài thanh vữa được đánh giá theo TCVN 7713:2007. Trong nghiên cứu này, thanh vữa được chế tạo từ hỗn hợp xi măng thạch cao có chứa 7% SO₃ theo khối lượng và cát tiêu chuẩn. Việc đánh giá được tiến hành tại Viện Vật liệu Xây dựng, Bộ Xây dựng. Kích thước khuôn đúc mẫu 25 x 25 x 285 mm. Sau 24 giờ bảo dưỡng mẫu ở điều kiện độ ẩm bão hòa, mẫu được ngâm trong dung dịch sulfate để xác định sự thay đổi chiều dài thanh vữa ở các tuổi 3 tháng, 6 tháng, 9 tháng và 12 tháng tính từ khi ngâm mẫu. Kết quả đánh giá được trình bày ở Bảng 8.

Kết quả Bảng 8 cho thấy so với yêu cầu của tiêu chuẩn TCVN 7711:2007 - xi măng Portland hỗn hợp bền sulfate, cũng như tiêu chuẩn TCVN 7711:2013, độ nở thanh vữa trong môi trường sulfate của cả thành phần 2 và 3 đều đáp ứng yêu cầu bền sulfate và đạt mức bền sulfate cao.

Việc đánh giá tính co ngót/giãn nở ở điều kiện nhiệt độ thấp cho thấy các thành phần xi măng siêu mịn trong nghiên cứu đều nở và độ nở trong giới hạn cho phép. Như vậy, ở điều kiện nhiệt độ thấp (< 76°C) các thành phần xi măng siêu mịn đã đáp ứng yêu cầu không co ngót.

3.3.2. Nghiên cứu, đánh giá tính co ngót/giãn nở của đá xi măng ở điều kiện nhiệt độ cao

Ở phần nghiên cứu, đánh giá này sẽ tiến hành các thử nghiệm về tính co ngót/giãn nở của đá xi măng và chỉ tiêu đảm bảo độ bền sulfate ở điều kiện nhiệt độ cao là độ nở autoclave ở điều kiện nhiệt độ cao (215°C).

- Nghiên cứu, đánh giá tính co ngót/giãn nở theo tiêu chuẩn API ở điều kiện nhiệt > 76°C

Phương pháp đánh giá được sử dụng là đo thay đổi chiều dài thanh vữa trước và sau khi được bảo dưỡng ở điều kiện nhiệt độ cao (90°C hoặc 160°C), áp suất cao (210 atm). Các thanh mẫu xi măng được chế tạo trên khuôn 20 x 20 x 190 mm và được bảo dưỡng sơ bộ ở điều kiện độ ẩm bão hòa trong thời gian 24 giờ. Sau 24 giờ, các thanh mẫu được tháo ra, đánh dấu số hiệu, chiều đo và đo chiều dài bằng dụng cụ đo chiều dài thanh mẫu theo TCVN 7713:2007. Sau khi đo, các thanh mẫu được đặt đứng trong lồng chứa 6 thanh. Lồng cùng mẫu được đưa vào autoclave (của phòng thí nghiệm xi măng giếng khoan, Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Vietsovetpetro) để dưỡng hộ theo hướng dẫn của tiêu chuẩn API ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao (210 atm), trong 24 giờ. Một nhóm mẫu được dưỡng hộ ở điều kiện 90°C, nhóm khác ở 160°C. Sau bảo dưỡng theo hướng dẫn của tiêu chuẩn API các thanh mẫu lại được xác định chiều dài bằng dụng cụ đo chiều dài thanh mẫu theo TCVN 7713:2007. Độ co ngót/giãn nở được tính toán theo số liệu thay đổi chiều dài thanh vữa trước và sau bảo dưỡng ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao. Kết quả % giãn nở nhận được như Bảng 9. Từ kết quả đó, tiến hành dựng đồ thị ảnh hưởng của nhiệt độ bảo dưỡng tới độ nở mẫu đá từ các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica như Hình 11.

Kết quả Hình 11 cho thấy đá từ vữa có độ dẻo tiêu chuẩn của 2 thành phần (đơn) xi măng siêu mịn này đều nở thể tích ở các điều kiện 160°C và 90°C; độ nở ở 160°C lớn hơn so với ở 90°C. Điều này hợp quy luật, vì độ nở có được chủ yếu từ sự nở của CaO và MgO nung quá lửa có

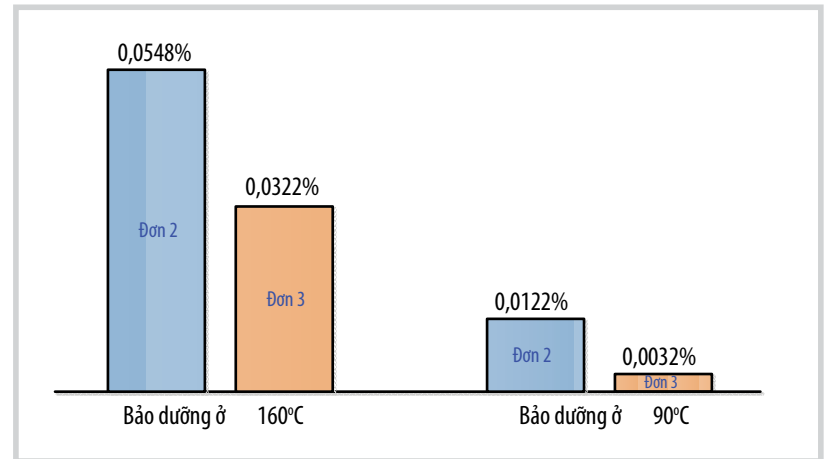
trong thành phần xi măng và CaO và MgO nung quá lửa nở mạnh hơn ở điều kiện nhiệt độ cao.

- Nghiên cứu, đánh giá chỉ tiêu đảm bảo độ bền sulfate ở điều kiện nhiệt độ cao - độ nở autoclave ở điều kiện nhiệt độ cao (215°C)

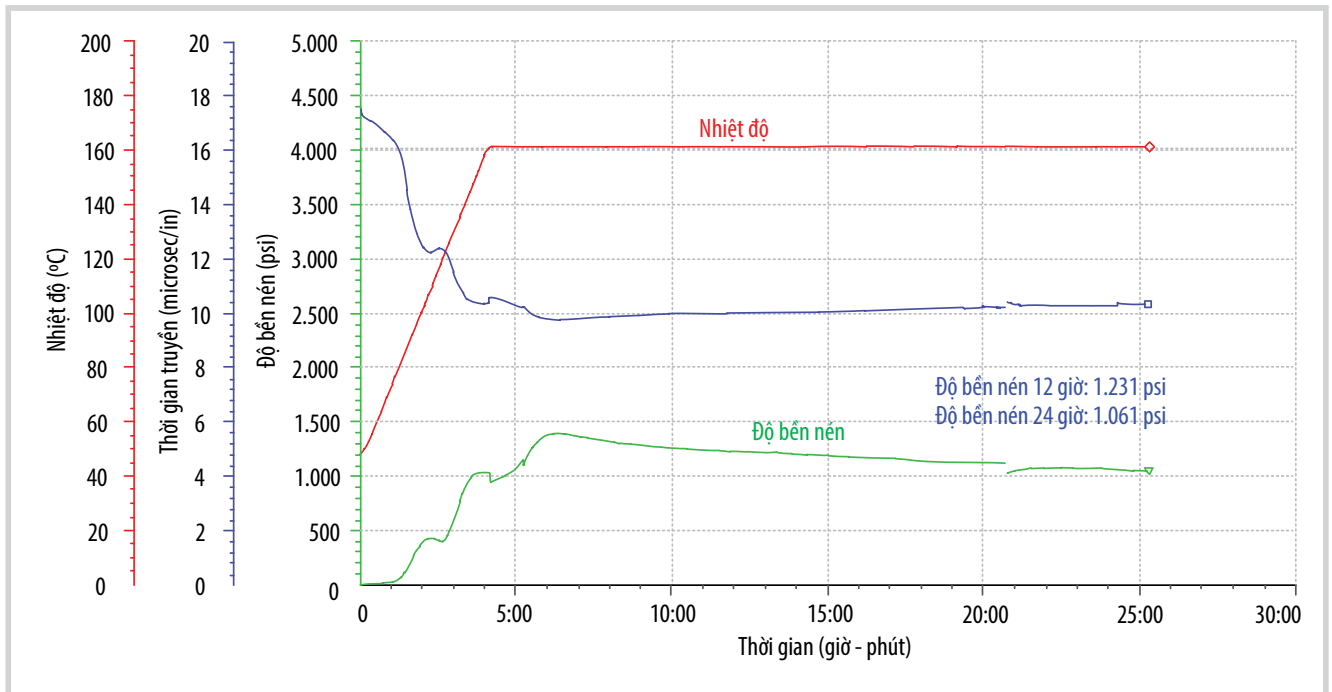
Độ nở thể tích theo Chỉ tiêu 6 - độ nở autoclave của TCVN 7711:2007 được đánh giá theo hướng dẫn của tiêu chuẩn TCVN 8877:2011. Theo TCVN 8877:2011, điều kiện bảo dưỡng mẫu trong autoclave được sử dụng là: nhiệt độ 215°C, áp suất 20 atm, thời gian 24 giờ. Việc xác định thay đổi chiều dài thanh vữa được thực hiện theo hướng dẫn của TCVN 7713:2007. Quá trình đánh giá được tiến hành tại Viện Vật liệu Xây dựng, Bộ Xây dựng. Kết quả đánh giá được thể hiện như Bảng 10.

Bảng 10 cho thấy các thành phần xi măng siêu mịn xỉ - Portland - silica có độ nở autoclave đáp ứng yêu cầu Chỉ tiêu 6 - TCVN 7711:2007 - xi măng Portland hỗn hợp bền sulfate. Các thành phần xi măng siêu mịn không tiềm ẩn hiện tượng được gọi là gây nở muộn.

Tóm lại, việc đánh giá tính co ngót/giãn nở cho thấy các thành phần xi măng siêu mịn đều nở về thể tích ở điều kiện nhiệt độ cao và độ nở là



Hình 11. Ảnh hưởng của nhiệt độ bảo dưỡng tới độ nở của đá từ xi măng siêu mịn xỉ-Portland-silica.



Hình 12. Biểu đồ xác định độ bền nén của mẫu xi măng siêu mịn xỉ-Portland-silica (đơn 2) sau 24 giờ trong điều kiện 160°C, áp suất 210 atm.

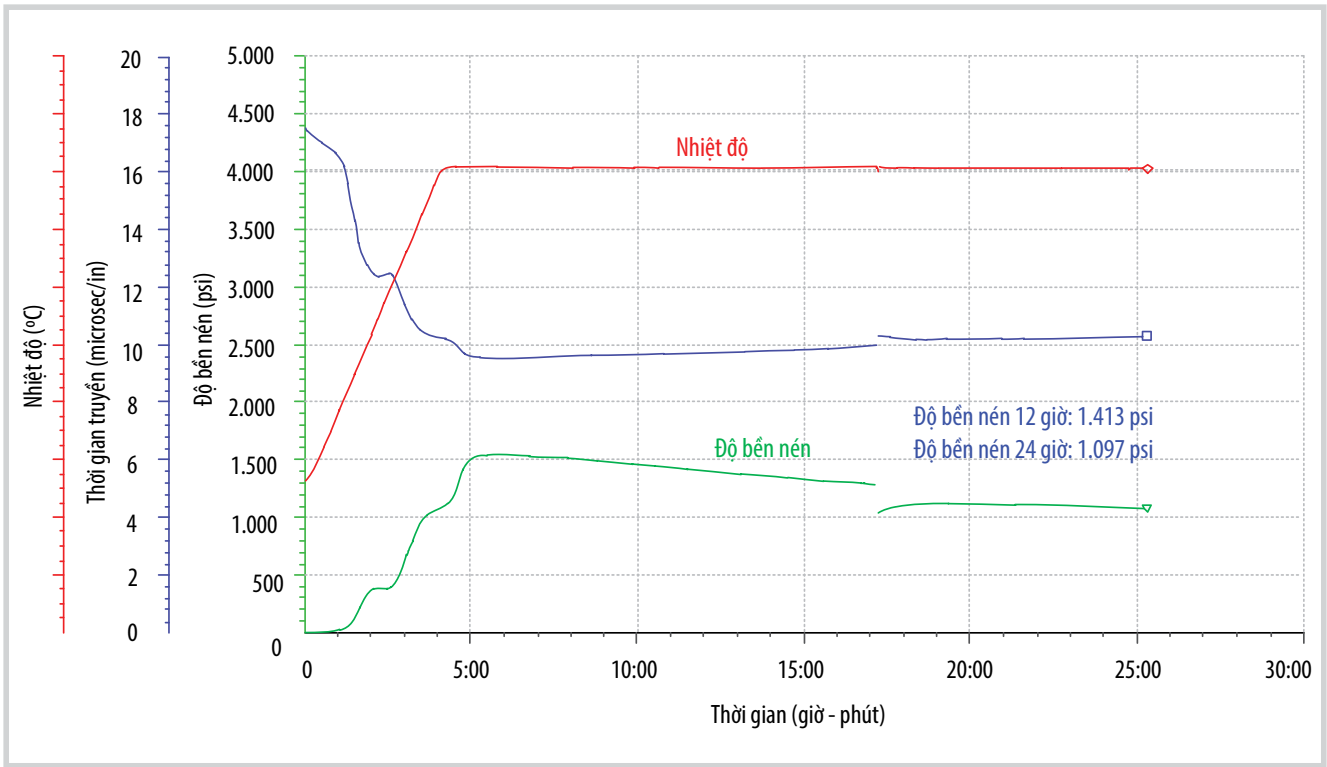
Bảng 10. Kết quả xác định độ nở autoclave của các thành phần xi măng siêu mịn xỉ-Portland-silica

TT	Thành phần xi măng siêu mịn xỉ-Portland-silica				Hàm lượng nước tiêu chuẩn (%)	Độ nở autoclave ở điều kiện 20 atm, 215°C (đánh giá theo TCVN 8877:2011)	Yêu cầu của TCVN 7711: 2007 (chỉ tiêu 6)
	Ký hiệu đơn	Micro-silica siêu mịn (%)	Xi phosphate siêu mịn (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)			
1	Đơn 1	13	36,5	50,46	56,4	0,021	≤ 0,8
2	Đơn 2	15	35,7	49,3	56,6	0,017	
3	Đơn 3	20	33,6	46,4	57,3	0,003	

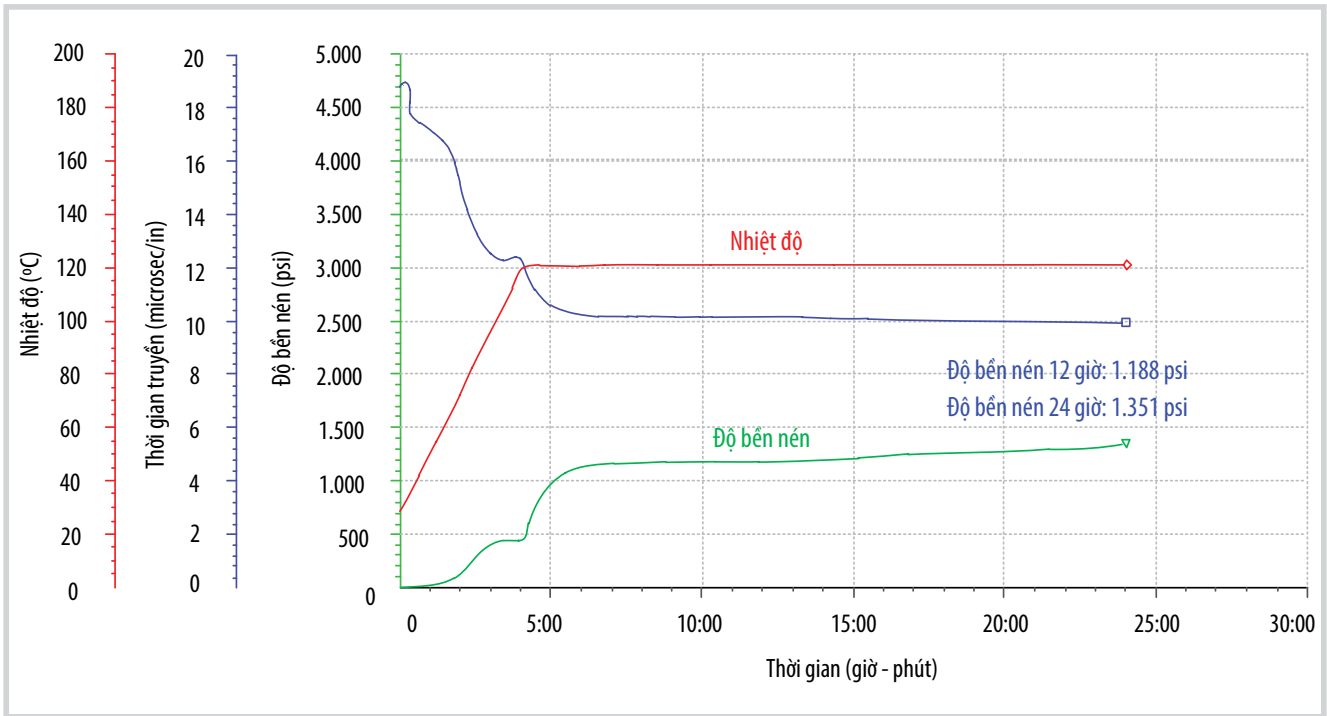
chấp nhận được từ khía cạnh độ bền sulfate. Như vậy, ở điều kiện nhiệt độ cao (> 76°C và tới 160°C) các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica đã đáp ứng điều kiện không co ngót.

3.4. Nghiên cứu, đánh giá độ bền cơ học đá xi măng trong điều kiện vữa nhiệt độ cao (120 - 160°C), áp suất cao (210 atm)

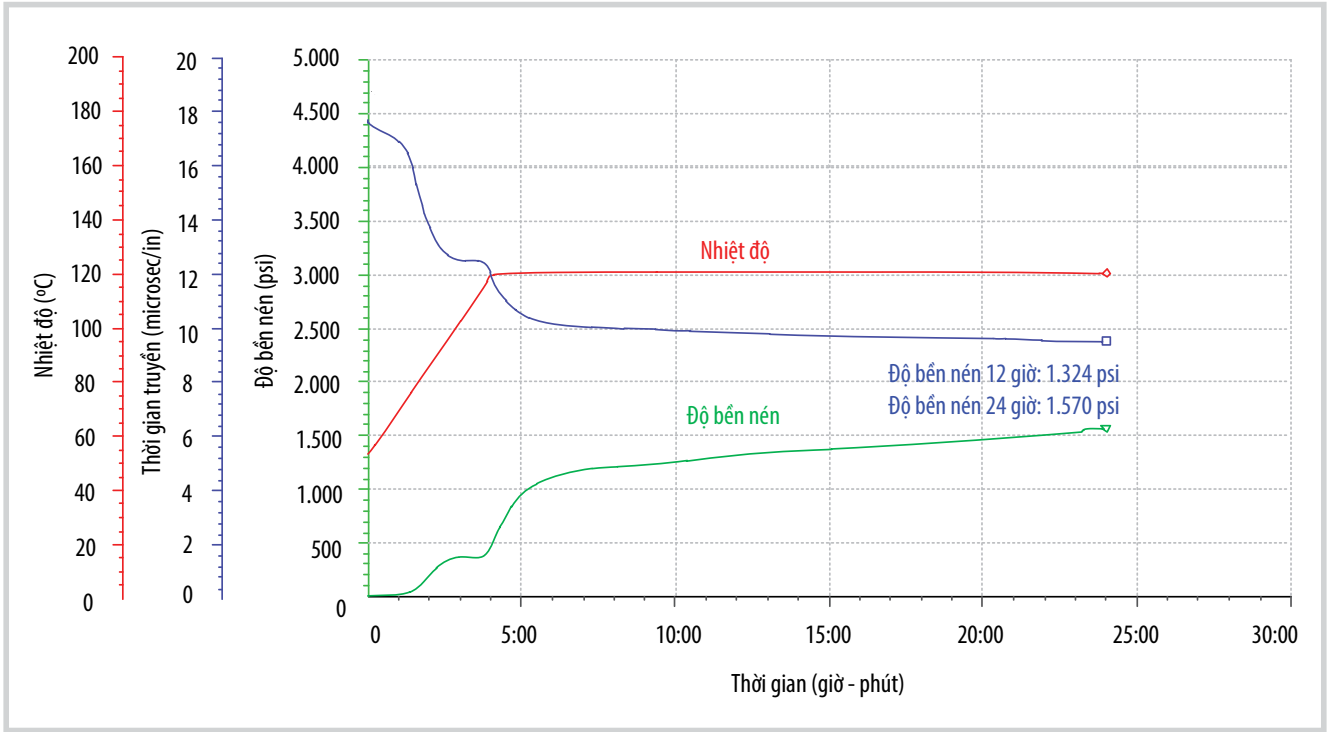
Đánh giá độ bền đá xi măng trong điều kiện vữa



Hình 13. Biểu đồ xác định độ bền nén của mẫu xi măng siêu mịn xi-Portland-silica (đơn 3) sau 24 giờ trong điều kiện 160°C, áp suất 210 atm.



Hình 14. Biểu đồ xác định độ bền nén của mẫu xi măng Portland-silica (đơn 2) sau 24 giờ trong điều kiện 120°C, áp suất 210 atm.



Hình 15. Biểu đồ xác định độ bền nén của mẫu xi măng siêu mịn xi-Portland-silica (đơn 3) sau 24 giờ trong điều kiện 120°C, áp suất 210 atm.

Bảng 11. Tổng hợp kết quả xác định độ bền nén với vữa có độ dẻo tiêu chuẩn của các thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica (đơn 2 và 3)

TT	Ký hiệu đơn	Thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica			Nước/xi măng cho độ dẻo tiêu chuẩn	Độ bền nén (psi) ở P = 210 atm			
		Micro-silica siêu mịn (%)	Xi phosphate (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)		120°C		160°C	
						12 giờ	24 giờ	12 giờ	24 giờ
1	Đơn 2	15	35,7	49,3	0,566	1.188	1.355	1.060	1.231
2	Đơn 3	20	33,6	46,4	0,573	1.324	1.570	1.097	1.413

Bảng 12. Đơn thành phần tối ưu đối với xi măng siêu mịn xi-Portland-silica

TT	Ký hiệu đơn		Thành phần xi măng siêu mịn xi-Portland-silica		
			Micro-silica siêu mịn (%)	Xi phosphate (%)	Xi măng siêu mịn Yên Bái (%)
1	Các thành phần đưa vào nghiên cứu	Đơn 1	13	36,5	50,46
2		Đơn 2	15	35,7	49,3
3		Đơn 3	20	33,6	46,4
4	Thành phần tối ưu		17	34,86	48,11

(nhiệt độ 120 - 160°C và áp suất 210 atm) được thực hiện trên thiết bị phân tích siêu âm của phòng thí nghiệm xi măng giếng khoan, Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng, Vietsovpetro.

Xi măng siêu mịn xi - Portland - silica được đưa vào đánh giá gồm Đơn 2 và 3. Vữa được dùng có độ dẻo tiêu chuẩn. Kết quả dưới dạng biểu đồ xác định độ bền nén của các mẫu xi măng siêu mịn trong điều kiện 120°C và 160°C, áp suất 210 atm, sau 24 giờ được thể hiện trong

Hình 12 - 15. Kết quả dưới dạng số liệu tổng hợp trong Bảng 11.

Kết quả phân tích, đánh giá độ bền nén ở điều kiện 120 - 160°C, áp suất 210 atm trên thiết bị phân tích bằng sóng siêu âm cho thấy, vữa có độ dẻo tiêu chuẩn của các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica đạt 1.231 - 1.413 psi, đáp ứng yêu cầu đặt ra đối với xi măng cho bơm trám giếng khoan nói chung và trám ép nói riêng (yêu cầu tối thiểu là ≥ 500 psi).

3.5. Nhận xét chung kết quả nghiên cứu, đánh giá về các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica đưa vào nghiên cứu

Từ các kết quả nghiên cứu trên có thể rút ra một số nhận xét cơ bản sau:

- Kích thước hạt của các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica đạt yêu cầu về dải cỡ hạt đặt ra là $d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$ và $d_{95} \leq 16 \mu\text{m}$.

- Thời gian bắt đầu và kết thúc đông kết của các thành phần xi măng siêu mịn ở điều kiện thường tương đối gần nhau và là tín hiệu khả quan tạo điều kiện tốt cho bơm trám (hứa hẹn sẽ có chỉ tiêu thời gian đặc quánh - đông kết trong trạng thái động ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao tốt).

- Kết quả nghiên cứu, đánh giá tính co ngót/giãn nở của đá xi măng ở điều kiện nhiệt độ khác nhau cho thấy: Ở điều kiện nhiệt độ thấp ($< 76^\circ\text{C}$) và nhiệt độ cao (từ 76°C - 160°C), các thành phần xi măng sử dụng trong nghiên cứu đều nở về thể tích, độ nở nằm trong giới hạn cho phép, hoàn toàn đáp ứng yêu cầu không co ngót.

- Kết quả nghiên cứu, đánh giá độ bền nén đá từ các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica ở điều kiện nhiệt độ vừa $120 - 160^\circ\text{C}$ và áp suất 210 atm đều đáp ứng yêu cầu về độ bền đối với xi măng trám giếng khoan (yêu cầu $\geq 500 \text{ psi}$).

Trên cơ sở các kết quả nghiên cứu, đánh giá, nhóm tác giả đề xuất đơn thành phần tối ưu phù hợp đối với xi măng siêu mịn xi - Portland - silica như Bảng 12.

4. Kết luận

- Có thể sử dụng hệ thống máy nghiền siêu mịn của nhà máy chế biến calcium carbonate, Công ty CP Xi măng và Khoáng sản Yên Bái, để nghiền các vật liệu như clinker xi măng, xi phosphate, cát thạch anh trắng thành siêu mịn đáp ứng yêu cầu chế tạo xi măng siêu mịn xi - Portland - silica bền nhiệt tới 160°C , đạt dải kích thước hạt $d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$ và $d_{95} \leq 16 \mu\text{m}$.

- Các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica sử dụng trong nghiên cứu đều nở về thể tích ở điều kiện nhiệt độ thấp ($< 76^\circ\text{C}$) và điều kiện nhiệt độ cao (từ 76°C - 160°C), độ nở trong giới hạn cho phép và hoàn toàn đáp ứng yêu cầu không co ngót ở điều kiện nhiệt độ thấp tới 160°C .

- Các thành phần xi măng siêu mịn xi - Portland - silica khi thử nghiệm ở điều kiện nhiệt độ vừa $120 - 160^\circ\text{C}$

và áp suất 210 atm đều cho độ bền nén đáp ứng yêu cầu độ bền nén đối với xi măng trám giếng khoan ($\geq 500 \text{ psi}$).

- Đã rút ra thành phần tối ưu phù hợp đối với xi măng siêu mịn xi - Portland - silica cho các nghiên cứu chế tạo vữa trám ép trong điều kiện vỉa cụ thể của giếng khoan cần trám ép, sửa chữa loại trừ các hiện tượng xuất hiện áp suất giữa các cột ống chống và dòng chảy ngoài ống chống. Kết quả nghiên cứu đã khẳng định khả năng chế tạo xi măng siêu mịn xi - Portland - silica bền nhiệt dùng cho công nghệ trám ép loại trừ áp suất giữa các cột ống chống, dòng chảy ngoài ống chống.

- Xi măng siêu mịn bền nhiệt được nghiên cứu chế tạo có thể sử dụng thay thế xi măng G trong trám ép để sửa chữa các khuyết tật ở vành đá xi măng. Bởi xi măng siêu mịn hạt cho phép thâm nhập tốt hơn vào các lỗ rỗng, khe nứt thông kênh mà các xi măng G/H không thể thâm nhập được.

- Kết quả nghiên cứu cho thấy tính khả thi trong việc sử dụng nguyên liệu, thiết bị trong nước để chế tạo xi măng siêu mịn xi - Portland - silica bền nhiệt, đáp ứng yêu cầu trong công nghệ trám ép nhằm khắc phục khuyết tật vành đá xi măng trám giếng khoan dầu khí. Kết quả này mở ra hướng ứng dụng nâng cao chất lượng công tác sửa chữa, đảm bảo vận hành an toàn và hiệu quả giếng khoan dầu khí.

Tài liệu tham khảo

- [1] A. Abrams, "Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion", *Journal of Petroleum Technology*, Volume 29, Issue 5, pp. 586 - 592. DOI: 10.2118/5713-PA.
- [2] B.C. Данюшевский, *Проектирование оптимальных составов тампонажных растворов*. Недра Москва, 1987.
- [3] A.И. Булатов и B.C. Данюшевский, *Тампонажные материалы*. Недра Москва, 1987.
- [4] H.F.W. Taylor, "Hight temperature cement", *Cement Chemistry*. Thomas Telford, 1997. DOI: 10.1680/cc.25929.0002.
- [5] Ulisses Targino Bezerra, A.E. Martinelli, D.M.A. Melo, M.A.F. Melo, and V.G. Oliveira, "The strength retrogression of special class Portland oilwell cement", *Cerâmica*, Volume 57, pp. 150 - 154, 2011. DOI: 10.1590/S0366-69132011000200004.
- [6] Mohamed Al-Bagoury, Philippe Revil, and Atle

Kåstad, "Silica dispersion for HT oil well cement", *Americal Association of Drilling Engineer*, 2016.

[7] E. Samari, D.L.T. Scott, and D. Dalrymple: "Water shutoff treatment in Eastern Alberta: Doubling

oil production, decreasing water cut by 20%", *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 19 - 22 April 1998*. DOI: 10.2118/39617-MS.

DEVELOPMENT OF HEAT-RESISTANT ULTRA-FINE CEMENT FOR WELL CEMENTING TO IMPROVE OIL AND GAS RECOVERY EFFICIENCY

Phan Van Minh¹, Nguyen Xuan Thao¹, Nguyen Van Ngo¹, Do Thanh Trung², Ngo Thi Nguyen², Luu Thi Hong³

¹Drilling Technology Institute

²PVChem-Tech

³Vietnam Institute for Building Materials

Email: nguyennnt@pvchem.com.vn

Summary

In the oil and gas industry, squeeze cementing is a widely adopted technique to repair cement sheath defects, particularly to eliminate the pressure differentials between the casing annulus and the flow outside the casing. The ability of mortar to penetrate fracture networks and micro-sized pores depends significantly on the particle size distribution of the binder used. Replacing conventional well cement with ultra-fine ground cement for squeeze applications is an effective solution to improve the quality of the cementing process. This study focuses on developing a heat-resistant ultra-fine cement ($d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$), stable up to 160°C and non-shrinkage within the temperature range of $50 - 160^\circ\text{C}$, from primary feedstocks such as Portland cement clinker, phosphate slag, and silica sand. The raw materials were mixed to ensure thermal stability and shrink-resistance criteria, aiming to identify the most feasible optimal formulation for producing this ultra-fine slag - Portland - silica cement.

The evaluation of the cement powder indicates that the selected components meet the particle-size requirements ($d_{50} \leq 6 \mu\text{m}$; $d_{95} \leq 16 \mu\text{m}$). The assessment of the mortar and hardened cement derived from the ultra-fine slag – Portland - silica cement exhibited volumetric expansion at both low ($< 76^\circ\text{C}$) and high ($> 76^\circ\text{C}$ to 160°C) temperatures, with expansion levels meeting sulfate durability and shrink resistance standards. This confirms that the cement is entirely shrinkage-free within the temperature range of up to 160°C . Additionally, the compressive strength achieved was 1231 - 1413 psi under conditions of 120 - 160°C and a pressure of 210 atm, well above the ≥ 500 psi threshold specified for oil well squeeze cementing. The research team successfully identified an optimal blend design and validated the practical feasibility of producing a heat-resistant ultra-fine slag - Portland - silica cement for squeeze cementing applications.

Key words: Technology, drilling, materials, cementing, particle size.

ỨNG DỤNG KỸ THUẬT MÔ PHỎNG ĐỘNG THEO THỜI GIAN THỰC VÀO VẬN HÀNH AN TOÀN, HIỆU QUẢ ĐƯỜNG ỐNG 2 PHA NAM CÔN SƠN

Bùi Tiến Dũng, Dương Quốc Tuấn, Nguyễn Thanh Ngoan, Hồ Xuân Thành

Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn (NCSP)

Email: ngoan.nguyen@ncsp.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-07>

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu ứng dụng kỹ thuật mô phỏng động theo thời gian thực giúp Công ty Đường ống khí Nam Côn Sơn (NCSP) vận hành an toàn, hiệu quả hệ thống đường ống 2 pha (khí và condensate) với chiều dài 371 km. Phần mềm mô phỏng động theo thời gian thực MSI được phát triển dựa trên nền tảng OLGA đã hỗ trợ NCSP quản lý sản phẩm lỏng, dự báo các kịch bản vận hành, rò rỉ khí và tối ưu hóa vận hành, góp phần vận chuyển an toàn gần 110 tỷ m³ khí và 2,7 triệu tấn condensate trong hơn 22 năm qua, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và thúc đẩy phát triển kinh tế Việt Nam. Việc ứng dụng thành công giải pháp này không chỉ giải quyết các thách thức kỹ thuật phức tạp mà còn đặt nền móng cho quá trình chuyển đổi số trong ngành công nghiệp khí Việt Nam.

Từ khóa: Ứng dụng kỹ thuật mô phỏng tiên tiến, đường ống 2 pha, mô phỏng động theo thời gian thực, đường ống Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

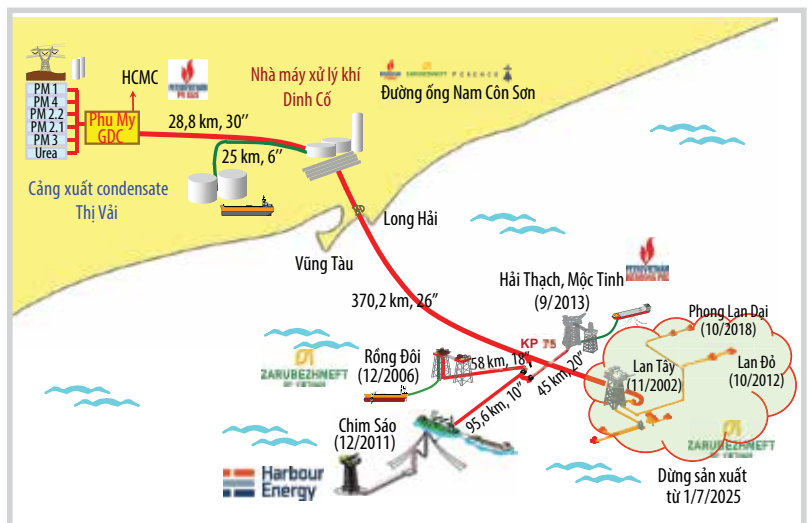
Hệ thống đường ống khí Nam Côn Sơn vận chuyển khí và condensate từ các mỏ Lan Tây, Lan Đỏ (Lô 06.1) từ năm 2002, sau đó mở rộng thêm các mỏ Lô 11.2 (từ 2006), Lô 12W (từ 2011), Lô 05-2 và 05-3 (từ 2013). Với chiều dài 371 km và đường kính 26 inch, đây là đường ống 2 pha dài nhất thế giới vào thời điểm đó. Việc vận hành hệ thống này gặp nhiều thách thức do dòng lưu chất đa pha có trạng thái biến đổi liên tục, gây ra các hiện tượng như tích tụ sản phẩm lỏng, dao động áp suất và nguy cơ ngập lụt thiết bị [1].

2. Ứng dụng khoa học công nghệ trong công tác vận hành hệ thống đường ống 2 pha

2.1. Thách thức kỹ thuật

Hệ thống đường ống 2 pha Nam Côn Sơn đối mặt với nhiều thách thức kỹ thuật phức tạp, bao gồm:

- Chuyển pha liên tục: Dòng chất lưu 2 pha có thể chuyển đổi giữa các trạng thái pha (Hình 3), dẫn đến sự thay đổi áp suất và nhiệt độ dọc tuyến ống, gây nguy cơ hình thành khối lỏng (liquid slug) và ảnh hưởng đến hiệu quả vận hành.
- Chế độ dòng chảy: Thay đổi theo vận tốc dòng khí và condensate bao gồm dòng phân tầng, sóng, slug và dòng xoáy. Mỗi chế độ lại ảnh hưởng khác nhau đến hiệu quả và an toàn vận hành (Hình 3).
- Lượng sản phẩm lỏng tích tụ trong đường ống (LHU): Theo nghiên cứu của Statoil [1], lượng sản phẩm lỏng tích tụ trong đường ống có thể tăng gấp 2 lần khi lưu lượng khí giảm 30% (Hình 4).



Hình 1. Sơ đồ hệ thống đường ống Nam Côn Sơn.

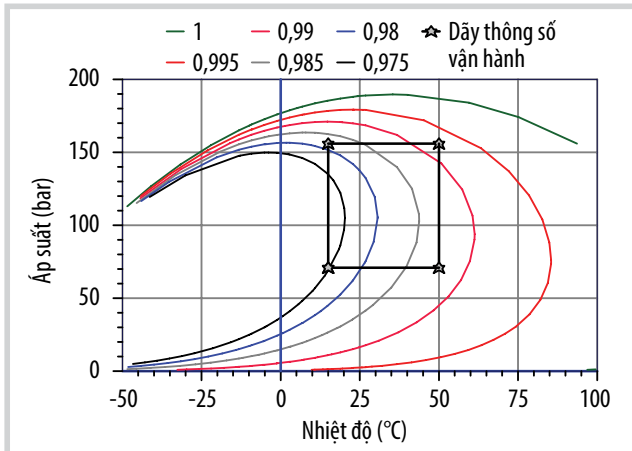


Ngày nhận bài: 10/1/2025.

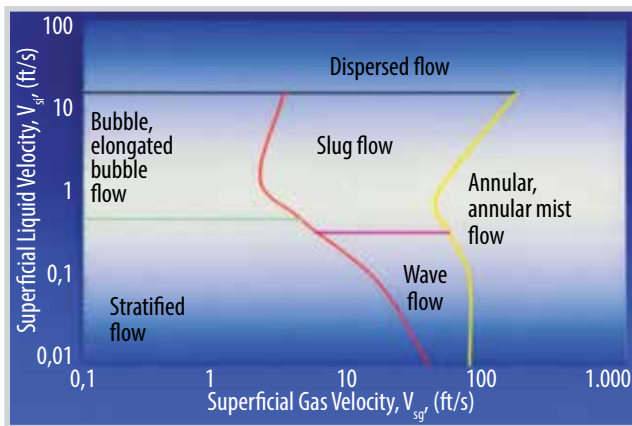
Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 10 - 30/1/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/1/2025.

- Nguy cơ ngập lụt thiết bị tiếp nhận và tách sản phẩm lỏng (slugcatcher): Sự tích tụ sản phẩm lỏng (condensate) không được kiểm soát có thể dẫn đến hiện tượng ngập lụt slugcatcher tại Nhà máy xử khí Nam Côn Sơn tại Dinh Cố, gây gián đoạn cấp khí ảnh hưởng đến an ninh năng lượng quốc gia.



Hình 2. Giản đồ pha của dòng hỗn hợp của Lô 06.1/Lô 05-2&05-3/Lô 11.2 [1].



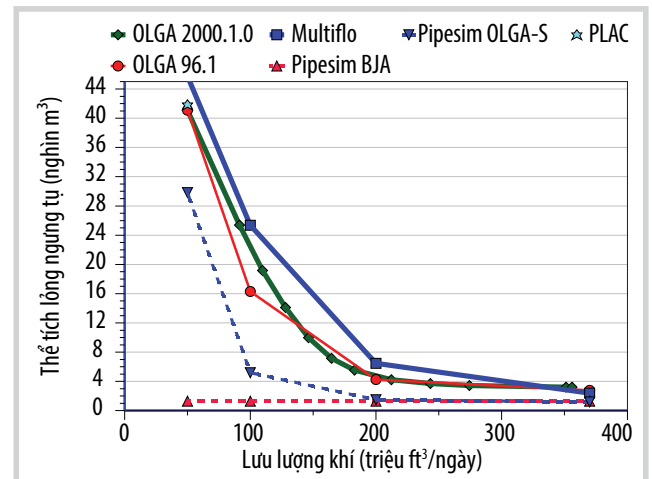
Hình 3. Đặc tính dòng chảy của dòng chất lưu 2 pha [5].

2.2. Giải pháp ứng dụng mô phỏng động theo thời gian thực

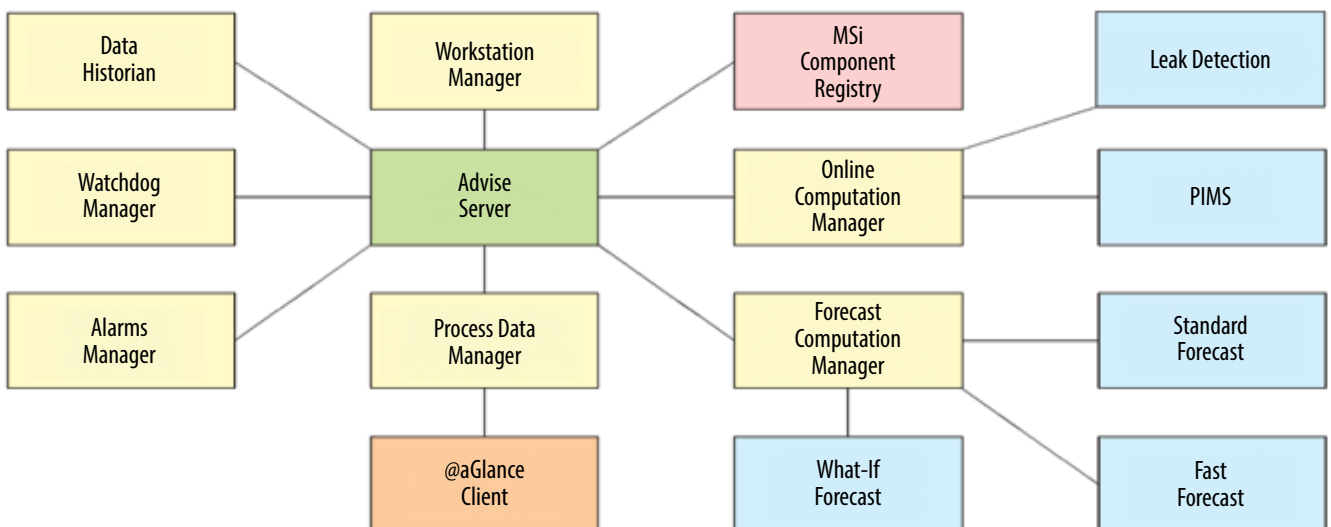
2.2.1. Tích hợp phần mềm MSI

- Để giải quyết các thách thức trên, NCSP đã nghiên cứu và hợp tác với Multi Phase Solution Inc. (MSI, nay thuộc WOOD Group) để phát triển phần mềm mô phỏng động dựa trên nền tảng OLGA - công cụ chuyên biệt cho mô phỏng dòng chảy đa pha. Sau hơn 1 năm nghiên cứu, phần mềm mô phỏng động theo thời gian thực MSI đã được hoàn thiện và triển khai thành công tại NCSP từ năm 2003.

- Phần mềm MSI được tích hợp với hệ thống điều khiển ICS của NCSP, thu nhận dữ liệu vận hành thực tế (lưu lượng, áp suất, nhiệt độ) từ các giàn ngoài khơi của 4 chủ khí và Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn để tính toán mô phỏng liên tục theo thời gian thực (real time) các thông



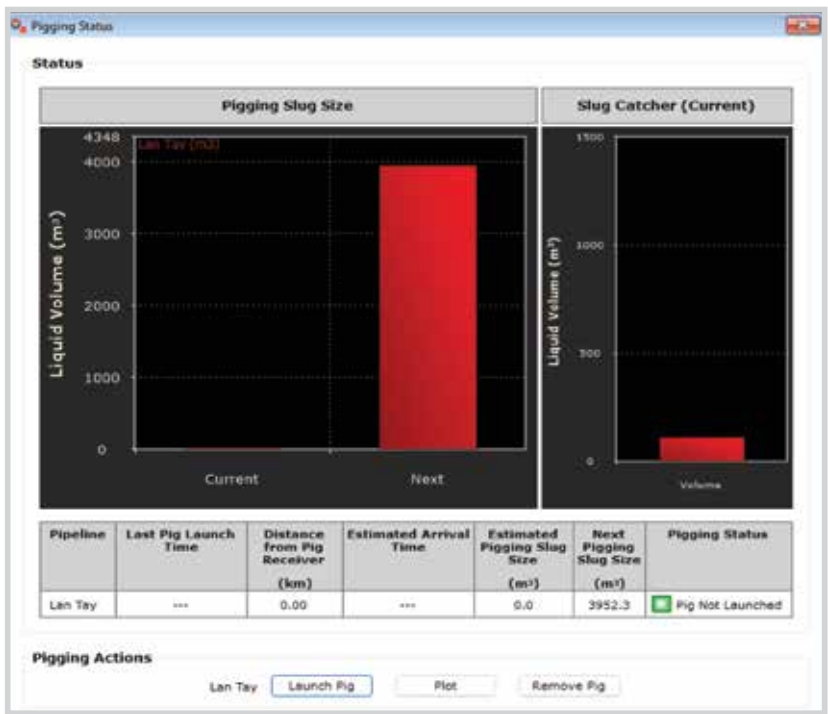
Hình 4. Mối tương quan giữa lượng sản phẩm lỏng ngưng tụ và lưu lượng khí [1].



Hình 5. Sơ đồ cấu trúc phần mềm MSI.



Hình 6. Giản đồ sản phẩm lỏng tích lũy hình thành trong đường ống.



Hình 7. Màn hình chức năng phóng thoi của MSI.

Bảng 1. Bảng so sánh dự báo thời gian di chuyển của thoi, lượng sản phẩm lỏng đẩy về nhà máy so với số liệu thực tế

TT	Thời gian	Lượng lỏng đo thực tế (m ³)	Lượng lỏng đo dự báo (m ³)	Lưu lượng khí trung bình (Msm ³ /ngày)	Thời gian di chuyển thực tế (giờ)	Thời gian di chuyển dự kiến (giờ)	Tỷ lệ rò rỉ chất lỏng (%)
0	8/10/2022	480		7,8	60,6	60,1	0
1	28/11/2022	670	637	9,51	45,3	45,1	0
2	5/12/2022	110	86	9,33	50,47	50,8	0
3	10/1/2023	525	647	8,87	41,6	41,6	0
4	9/3/2023	850	808	7,8	43,8	43,5	0
5	11/5/2023	1.085	794	9,53	42,1	41,3	0
6	20/7/2023	1.010	997	8,63	56,2	55,3	0
7	15/9/2023	610	671	7,25	61,6	61,1	0
8	29/9/2023	172	134	4,86	90,5	90,1	0

số quan trọng đảm bảo đường ống khí Nam Côn Sơn vận hành an toàn, hiệu quả (Hình 6).

2.2.2. Các chức năng chính của phần mềm MSI [3]

- Quản lý sản phẩm lỏng tích tụ trong đường ống

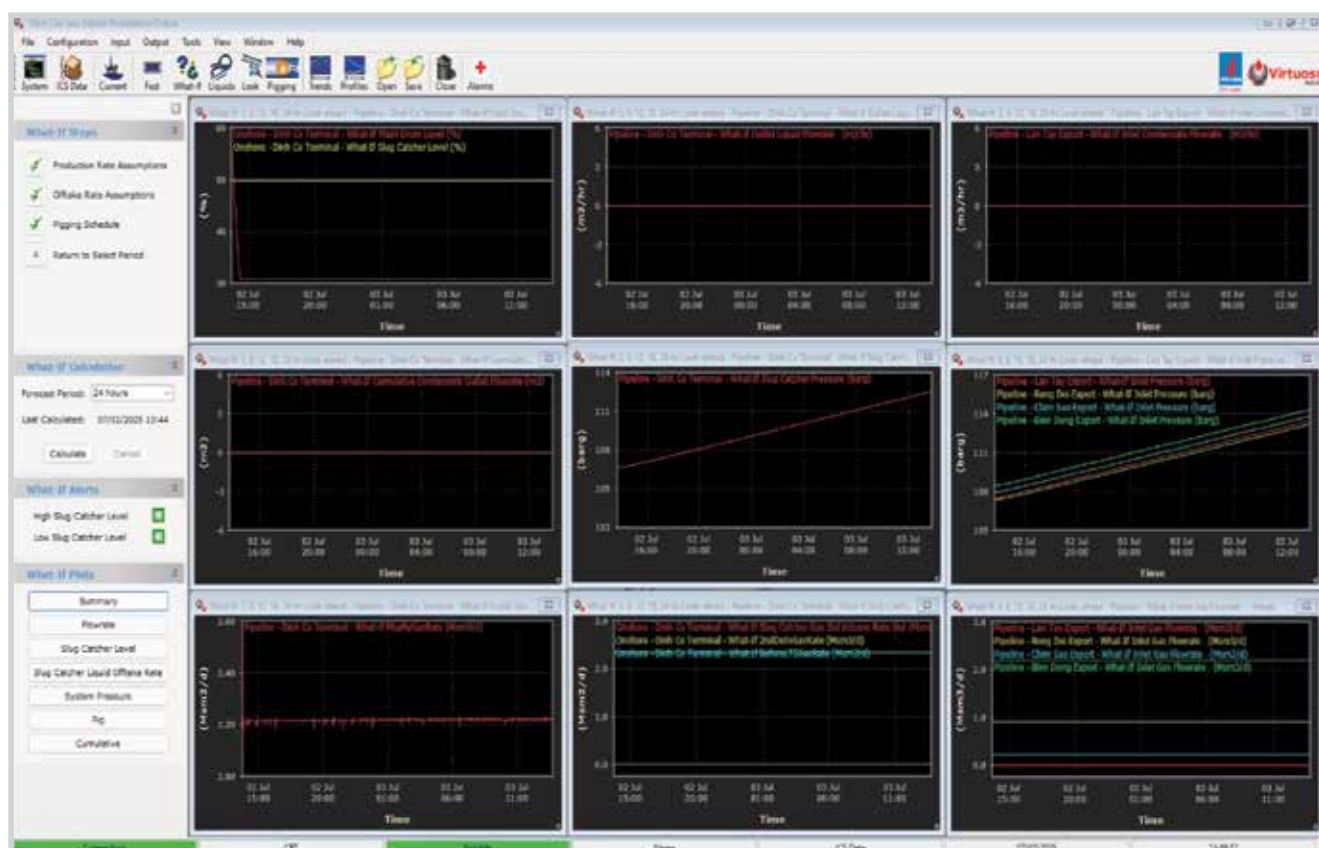
Tính toán lượng sản phẩm lỏng tích tụ theo thời gian thực (Hình 6), giúp xác định thời điểm phóng thoi đẩy sản phẩm lỏng về nhà máy xử lý, đảm bảo dòng chảy liên tục và an toàn.

- Chức năng phóng thoi đẩy sản phẩm lỏng từ giàn Lan Tây

+ Dựa vào chức năng tính toán sản phẩm lỏng tích tụ trong đường ống, NCSP sẽ chủ động lên kế hoạch phóng thoi đẩy sản phẩm lỏng về nhà máy nhằm giảm lượng sản phẩm lỏng trong đường ống và giao lại sản phẩm lỏng cho các chủ khí giúp đảm bảo vận hành an toàn, liên tục của hệ thống khí Nam Côn Sơn.

+ MSI có chức năng phóng thoi đẩy sản phẩm lỏng giúp NCSP theo dõi vị trí, vận tốc và thời gian di chuyển của thoi, dự báo lượng sản phẩm lỏng sẽ được đẩy về nhà máy với độ chính xác cao (Bảng 1 và Hình 7).

- Tính tổng năng lượng trong đường ống:



Hình 8. Chức năng What-if của phần mềm MSI.



Hình 9. Hình ảnh đám mây khí rò rỉ tại KP75.

Do hệ thống khí Nam Côn Sơn gồm 4 chủ khí nên cần có công cụ hỗ trợ tính toán năng lượng tổng trong đường ống nhằm phân bổ sản phẩm từ khi có chủ khí thứ hai Lô 11.2 năm 2006. Do đó, NCSP đã nghiên cứu và ứng dụng phần mềm MSI cho tính toán tổng năng lượng trong đường ống (Hình 8) liên tục theo thời gian thực nhằm phục vụ cho công tác hiệu chỉnh năng lượng với phần mềm Energy Components (EC) giúp phân bổ sản phẩm chính xác và tuân thủ các hợp đồng thương mại (allocation agreement).

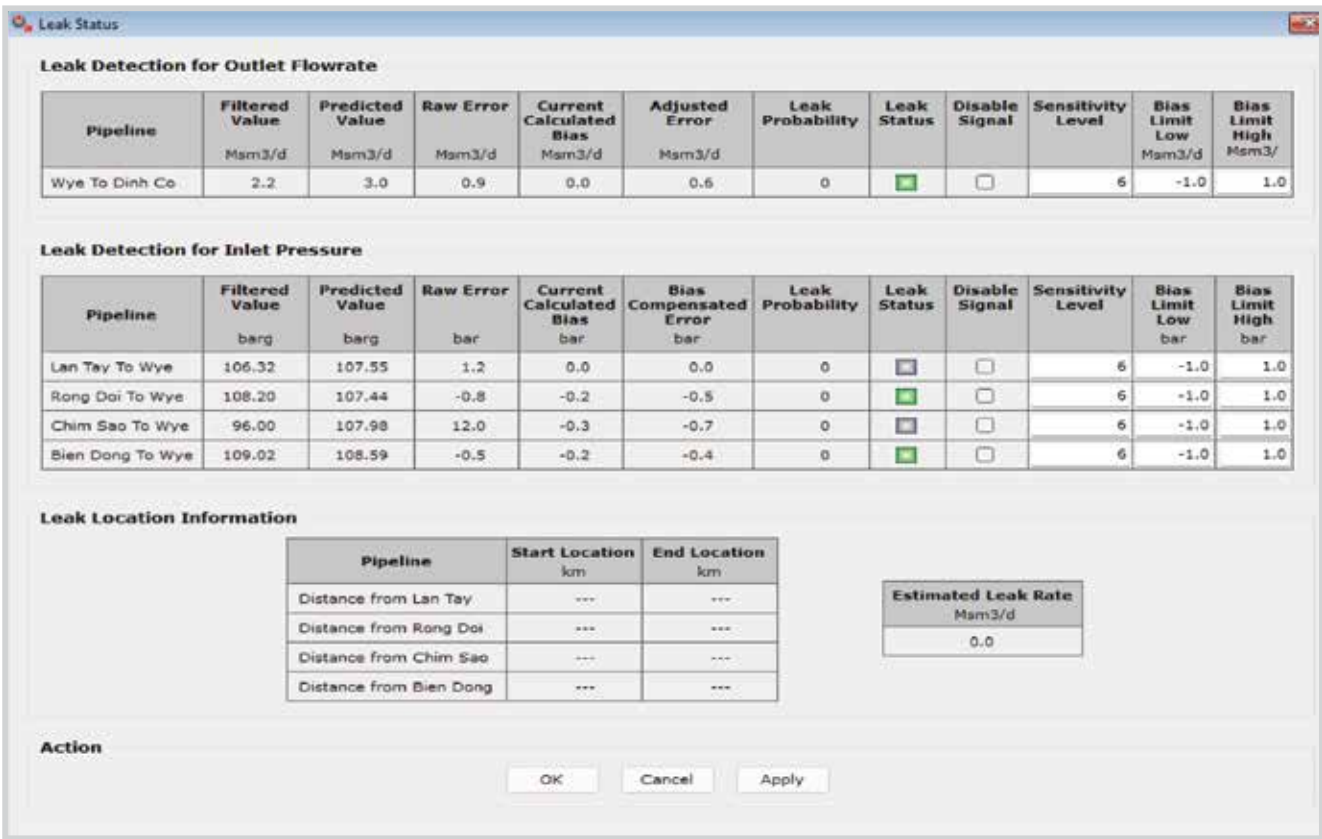
- Mô phỏng các kịch bản giả định (what-if) về vận hành:

Dựa vào dự báo nhu cầu khí từ trung tâm điều độ khí, áp suất hệ thống khí NCSP, vận hành viên NCSP dùng chức năng giả định

của phần mềm MSI để mô phỏng tính toán lưu lượng khí của từng chủ khí cần đưa vào đường ống trong thời gian tới để đảm bảo cung cấp khí theo nhu cầu khí đồng thời vẫn đảm bảo hệ thống vận hành trong ngưỡng vận hành tối ưu. Việc này rất hữu ích cho NCSP trong việc điều tiết, vận hành an toàn hệ thống khí NCSP phức tạp gồm 4 chủ khí, đường ống 2 pha dài 371 km, nhu cầu khí thay đổi nhiều và thường xuyên do cạnh tranh của các nguồn năng lượng tái tạo, LNG.

- Chức năng phát hiện rò rỉ khí của đường ống 26" (leak detection)

+ Phần mềm MSI áp dụng đồng thời nhiều phương pháp để dự báo khả năng rò rỉ tiềm ẩn xảy ra trong hệ thống đường ống Nam Côn Sơn, bao gồm: (i) Mô hình toán học/mô phỏng vật lý chính xác dựa trên mô phỏng động khối lượng và áp suất trong đường ống; (ii) Phân tích thống kê xu hướng tín hiệu toàn diện gồm hiệu chỉnh trôi tín hiệu (drift compensation); (iii) Thuật toán nhận dạng mẫu (pattern recognition) nhằm nâng cao tốc độ phát hiện và khả năng dự đoán vị trí rò rỉ.



Hình 10. Chức năng phát hiện rò rỉ khí của đường ống 26"



Hình 11. Hình ảnh nhận thoi tại Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn.

+ NCSP có thể theo dõi khả năng rò rỉ, vị trí rò rỉ, xác suất rò rỉ để có biện pháp kiểm tra, xác nhận và ứng phó kịp thời giúp đảm bảo vận hành an toàn liên tục của hệ thống khí Nam Côn Sơn. Thực tế phần mềm MSI đã giúp NCSP xác nhận khả năng bị rò rỉ và vị trí rò rỉ khí tại KP75 (tuyến ống nhánh tại Lô 12W) vào ngày 23/8/2013 (Hình 9).

- Tính toán áp suất cân bằng sau khi dừng hoạt động (settle out pressure)

MSI tính toán liên tục theo thời gian thực áp suất cân bằng sau khi dừng hoạt động giúp NCSP cân nhắc việc

điều tiết lưu lượng khí của các chủ khí kịp thời để vận hành hệ thống khí NCSP trong ngưỡng an toàn (dưới giá trị tối đa 130 barg).

- Trong 22 năm vận hành, NCSP đã sử dụng phần mềm MSI đảm bảo công tác quản lý sản phẩm lỏng và vận hành an toàn, hiệu quả. Tổng cộng NCSP đã thực hiện thành công 354 lần phóng thoi quét sản phẩm lỏng (wiper pig & sphere) và 4 lần phóng thoi thông minh (ILI) giám sát ăn mòn đường ống.

4. Kết luận

Việc sử dụng hiệu quả phần mềm mô phỏng MSI trong việc vận hành an toàn, tin cậy và hiệu quả hệ thống khí Nam Côn Sơn. NCSP đã vận chuyển an toàn gần 110 tỷ m³ khí và 2,7 triệu tấn condensate, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Việc áp dụng mô phỏng động theo thời gian thực còn giúp NCSP đi trước trong chuyển đổi số ngành công nghiệp khí, khi dữ liệu vận hành thực tế liên tục được phân tích để ra quyết định quản lý lỏng chính xác, phân bổ sản phẩm chính xác và phối hợp vận hành dây chuyền khí Nam Côn Sơn an toàn, tin cậy và hiệu quả. Việc áp dụng kỹ thuật mô phỏng động theo thời gian thực là bước đột phá trong vận hành hệ thống đường ống 2 pha, giải quyết thành công các thách thức kỹ thuật phức tạp và đặt nền móng cho quá trình chuyển đổi số trong ngành công nghiệp khí Việt Nam. Trong tương lai, việc tích hợp trí tuệ nhân tạo và công nghệ số sẽ mở ra cơ hội tối ưu hóa hệ thống vận hành.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn sự hỗ trợ từ BP, Statoil, Petrovietnam và các đơn vị tham gia nghiên cứu, xây dựng và vận hành hệ thống khí Nam Côn Sơn trong suốt hơn 22 năm qua.

Tài liệu tham khảo

- [1] Statoil, "Nam Con Son pipeline hydraulic study 1999", 2000.
- [2] BP, "Nam Con Son pipeline project, feasibility study report", 1999.
- [3] WOOD, "Virtuoso modeling technology", 2024.
- [4] Multiphase solution Inc., "Proposal for pipeline liquid management system for the Nam Con Son Gas project", 2001.
- [5] Multiphase Solution Inc., "MSI training for NCSP", 2007.

APPLICATION OF REAL-TIME DYNAMIC SIMULATION FOR SAFE AND EFFICIENT OPERATION OF THE NAM CON SON TWO-PHASE PIPELINE

Bui Tien Dung, Duong Quoc Tuan, Nguyen Thanh Ngoan, Ho Xuan Thanh

Nam Con Son Gas Pipeline Company (NCSP)

Email: ngoan.nguyen@ncsp.com.vn

Summary

This paper presents the real-time dynamic simulation solution applied by Nam Con Son Gas Pipeline Company (NCSP) to ensure the safe and efficient operation of the 371 km two-phase pipeline (gas and condensate). The simulation software MSI, developed based on the OLGA platform, has been used by NCSP to monitor liquid holdup, predict operating scenarios, detect leaks, and optimize pipeline operations. The successful use of this solution has enabled the delivery of nearly 110 billion m³ of gas and 2.7 million tons of condensate over the last 22 years, contributing significantly to the national energy security and laying the foundation for digital transformation in Vietnam's gas industry.

Key words: Real-time simulation, multiphase pipeline, OLGA, MSI, gas pipeline operations, Nam Con Son pipeline.

NÚT VĨA THỦY LỰC TỐI ƯU KẾT HỢP KHE NÚT P-3D CHO GIẾNG ĐƠN, ĐỐI TƯỢNG OLIGOCENE TRÊN

Nguyễn Hữu Trường

Trưởng Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU)

Email: truongnh@pvu.edu.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-08>

Tóm tắt

Tại mỏ Bạch Hổ, hàng năm nứt vỉa thủy lực được thực hiện cho nhiều giếng có lưu lượng khai thác suy giảm thuộc đối tượng trầm tích lục nguyên có độ thấm thấp, nhằm tăng độ thấm của vỉa chứa và tăng dẫn suất khe nứt, từ đó gia tăng chỉ số khai thác. Tuy nhiên, nhiều nứt vỉa thủy lực đã ghi nhận sự phát triển chiều cao khe nứt quá mức so với chiều dày hiệu dụng của vỉa chứa, dẫn tới mật độ hạt chèn trong khe nứt vỉa chứa giảm, nửa độ dài khe nứt (fracture half-length) ngắn hơn, độ rộng khe nứt (fracture width) hẹp hơn và dẫn suất khe nứt chèn hạt cũng kém hiệu quả hơn. Trong nghiên cứu này, thiết kế tối ưu nửa độ dài khe nứt và độ rộng khe nứt được thực hiện bằng phương pháp UFD (unified fracture design) kết hợp với mô hình gia tăng chiều cao khe nứt đối xứng theo hình dạng khe nứt giả 3 chiều (pseudo-3D/p-3D) cho 3 lớp đất đá. Tiêu chí thiết kế tối ưu khi tối đa hóa mật độ hạt chèn trong khe nứt vỉa chứa và khi đó đạt được tối ưu hóa chỉ số dẫn suất không thứ nguyên (dimensionless fracture conductivity) cho vỉa chứa có độ thấm thấp. Kết quả áp dụng cho một trường hợp nứt vỉa giếng đơn thuộc thành hệ Oligocene trên cho thấy: chiều cao khe nứt đạt 151 ft, chiều dày vỉa hiệu dụng là 120 ft, chiều dài khe nứt có hạt chèn trong vỉa chứa hiệu dụng là 325,5 ft, độ rộng khe nứt có hạt chèn là 0,19 in. Độ dẫn suất khe nứt hạt chèn đạt 731 mD.ft. Hiệu quả phân bố hạt chèn trong vỉa chứa hiệu dụng đạt 96,7%, khối lượng hạt chèn sử dụng là 190.000 lbs, 150.993 lbs được phân bố hiệu quả trong vỉa chứa hiệu dụng. Mật độ hạt chèn trên một đơn vị diện tích khe nứt tạo ra là 1,9 lb/ft².

Từ khóa: Thiết kế nứt vỉa tối ưu UFD, chiều cao cân bằng p-3D, hiệu quả phân bố hạt chèn, kiểm soát chiều cao phát triển khe nứt, ứng suất tại chỗ.

1. Giới thiệu

Phức hệ Oligocene trên tập trung ở điệp Trà Tân gồm các tầng sản phẩm hình thành từ các vỉa cát bột kết dạng thấu kính, dày từ vài chục đến hàng trăm mét. Thân dầu được xác định bằng thử vỉa và có đặc trưng là dạng thấu kính. Độ rỗng hiệu dụng của đá nằm trong khoảng từ 8 - 18% với giá trị trung bình là 15% trong khi giá trị độ rỗng trung bình là 16,5% đo theo phương pháp địa vật lý giếng khoan. Độ thấm khí chủ yếu nằm trong khoảng từ 1 - 50 mD với giá trị trung bình là 6 mD [1]. Economides và cộng sự [2, 3] đã giới thiệu khái niệm thiết kế khe nứt vỉa thủy lực tối ưu (UFD) trên cơ sở khối lượng hạt chèn cho trước để xác định kích thước hình dạng khe nứt tối ưu thông qua việc tối đa hóa chỉ số khai thác. Trong đó, số hạt chèn N_{prop} được sử dụng làm tham số tương quan đầu vào để xác định thông số đầu ra là chỉ số khai thác

không thứ nguyên tối đa J_D , tương ứng với độ dẫn suất không thứ nguyên tối ưu C_{fDopt} . Giả định chiều cao khe nứt đã biết và không đổi thì phương pháp đơn giản để tính toán lan truyền của khe nứt là sử dụng mô hình khe nứt 2 chiều (2D). Tuy nhiên, trên thực tế, chiều cao khe nứt không phải là hằng số trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực và bị chi phối bởi nhiều yếu tố như áp suất khe nứt, ứng suất tại chỗ của lớp đất đá trên - dưới và vỉa chứa, tỷ trọng dung dịch nứt vỉa, hệ số thất thoát dung dịch, module đàn hồi của đất đá thành hệ, hệ số Poisson, độ bền căng giãn và độ dẻo dai của đất đá thành hệ [3]. Sự phát triển chiều cao khe nứt đối xứng với điều kiện ràng buộc về áp suất khe nứt và ứng suất tại chỗ của 3 lớp đất đá được tính toán bằng phương pháp số trên MATLAB. Một câu hỏi quan trọng đặt ra trong quá trình thiết kế nứt vỉa cho từng giếng cụ thể là: với áp suất bơm trên bề mặt xác định, chiều cao khe nứt thực tế có thể đạt bao nhiêu? Trong bài báo này, hình dạng khe nứt (chiều dài và độ rộng của khe nứt) được thiết kế tối ưu kết hợp với mô phỏng sự phát triển chiều cao khe nứt cho đối tượng



Ngày nhận bài: 5/9/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 5/9/2024 - 10/1/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 10/1/2025.

Oligocene trên có độ thấm thấp trên cơ sở tối đa hóa mật độ hạt chèn trong khe nứt theo tiêu chuẩn API [4], khi đó đạt được các yếu tố sau:

- Tối đa hóa chỉ số khai thác (J_{Dmax});
- Tối ưu hóa chỉ số dẫn suất không thứ nguyên (C_{fDopt}).

Từ đó, tác giả so sánh lưu lượng khai thác ở chế độ khai thác chuyển tiếp với lưu lượng thực tế, đồng thời đánh giá hiệu quả phân bố hạt chèn bên trong khe nứt đối với vỉa chứa hiệu dụng. Kết quả cho phép xác định áp suất cũng như lưu lượng bơm nứt vỉa thủy lực hợp lý nhằm đảm bảo chiều cao khe nứt phát triển không vượt quá 25% chiều cao vỉa chứa [5].

2. Thiết kế nứt vỉa thủy lực theo UFD [2, 6, 7]

Economides và cộng sự [2] đã phát triển phương pháp thiết kế hình dạng khe nứt tối ưu (UFD) cho các loại vỉa có độ thấm thấp, trung bình và cao. Mục tiêu của UFD là thiết kế hình dạng khe nứt tối ưu, gồm chiều ngang và độ rộng khe nứt trong vỉa chứa hiệu dụng - nhằm tối đa hóa chỉ số khai thác của giếng cần xử lý trong điều kiện ràng buộc về khối lượng hạt chèn, đặc tính hạt chèn và tính chất của vỉa chứa. Với bán kính tháo khô của vỉa xe, chiều dày hiệu dụng h_n và độ thấm k_r của vỉa, và khối lượng hạt chèn sử dụng M_{prop} , thiết kế UFD cho kết quả giá trị số hạt chèn tối ưu N_{prop} , từ đó xác định được chỉ số khai thác không thứ nguyên tối đa J_D và dẫn suất khe nứt không thứ nguyên tối ưu C_{fDopt} . Các tham số này phản ánh điều kiện vận hành tối ưu nhằm đạt được hiệu suất khai thác cao nhất đối với từng loại vỉa chứa cụ thể.

Số hạt chèn tối ưu:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} \quad (1) [2]$$

Chỉ số xâm nhập hạt chèn I_x và dẫn suất không thứ nguyên C_{fD} được tính như sau:

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (2) [2]$$

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (3) [2]$$

Số hạt chèn:

$$N_{prop} = \frac{2k_f}{k} \frac{V_p}{V_r} \quad (4) [6]$$

Thể tích hạt chèn phân bố trong khe nứt của vỉa chứa (V_p):

$$V_p = \frac{M_{prop}}{\rho_p(1-\phi_p)} \times R_p \frac{h_n}{h_f} \quad (5) [6]$$

Trong đó:

V_p : Thể tích hạt chèn trong khe nứt của vỉa chứa hiệu dụng;

M_{prop} : Khối lượng hạt chèn sử dụng (lbs);

h_n : Chiều dày hiệu dụng (ft);

h_f : Chiều cao khe nứt;

ρ_p : Khối lượng riêng hạt chèn (lb/ft³);

ϕ_p : Độ rỗng gói hạt chèn, hệ số.

Theo giả định về chế độ dòng chảy ở trạng thái giả ổn định, chỉ số khai thác PI và độ dẫn suất khe nứt tối ưu C_{fDopt} ứng với một khối lượng hạt chèn nhất định M_{prop} là các hàm số của số hạt chèn N_{prop} . Tùy theo giá trị N_{prop} , mà C_{fDopt} và chỉ số khai thác không thứ nguyên tối đa J_{Dmax} [7 - 9] được tính như sau:

$$C_{fDopt} = \begin{cases} 1,6 & \text{Nếu } 0,1 < N_{prop} \\ N_{prop} & \text{Nếu } N_{prop} > 10 \\ 1,6 + \exp\left(\frac{-0,583 + 1,48 \ln(N_{prop})}{1 + 0,142 \ln(N_{prop})}\right) & \text{Nếu } 0,1 \leq N_{prop} \leq 10 \end{cases} \quad (6) [7]$$

$$J_{Dmax} = \begin{cases} \frac{1}{0,990 - 0,5 \ln(N_{prop})} & \text{Nếu } N_{prop} \leq 0,1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp\left(\frac{0,423 - 0,311 N_{prop} - 0,089 N_{prop}^2}{1 + 0,667(N_{prop}) + 0,015 N_{prop}^2}\right) & \text{Nếu } N_{prop} > 0,1 \end{cases} \quad (7) [7]$$

Khi biết dẫn suất không thứ nguyên tối ưu của khe nứt, hình dạng khe nứt tối ưu - bao gồm chiều dài khe nứt ngang chứa hạt chèn, độ rộng khe nứt có hạt chèn trong vỉa chứa hiệu dụng - được xác định theo phương trình (8), (9):

$$x_{f, opt} = \sqrt{\frac{k_f V_p}{C_{fD, opt} k h_n}} \quad (8) [6]$$

$$w_{p, opt} = \sqrt{\frac{C_{fD, opt} k V_p}{k_f h_n}} \quad (9) [6]$$

Trong đó:

k_r : Độ thấm của gói hạt chèn;

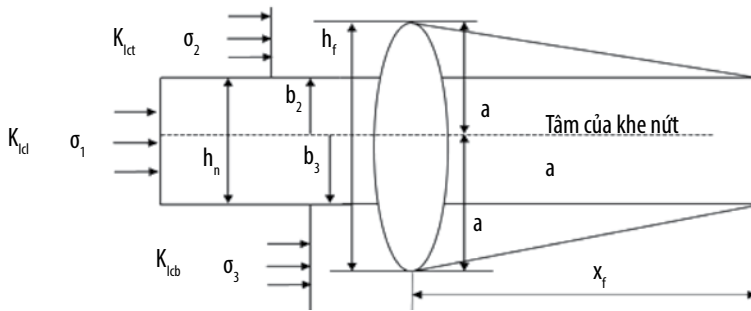
V_p : Thể tích hạt chèn chiếm chỗ trong khe nứt;

C_{fDopt} : Giá trị dẫn suất không thứ nguyên;

k : Độ thấm của vỉa dầu trước nứt vỉa;

h_n : Chiều cao hiệu dụng của vỉa chứa.

Như vậy, từ các công thức (5), (8) và (9) có thể thấy rằng chiều cao phát triển khe nứt ảnh hưởng tới thể tích hạt chèn phân bố trong vỉa chứa hiệu dụng, cũng như đến độ dài khe nứt và độ rộng khe nứt.



Hình 1. Hình dạng khe nứt p-3D trong thành hệ 3 lớp đất đá đối xứng [10, 12].

3. Chiều cao phát triển khe nứt cân bằng

Nhiều yếu tố liên quan tới tăng trưởng chiều cao khe nứt trong khi bơm nứt vỉa thủy lực gồm: thông số tính chất thành hệ (ứng suất tại chỗ, giao diện và độ bền cắt của các lớp đất đá yếu, độ dẻo dai của khe nứt), tính chất cơ học của đất đá thành hệ (module đàn hồi Young, module cắt, hệ số Poisson và độ bền kéo của đất đá) và hệ số mất dung dịch nứt vỉa. Các thông số vận hành gồm: lưu lượng bơm, tính chất dung dịch nứt vỉa, lịch trình bơm, thể tích dung dịch đệm, khối lượng riêng dung dịch nứt vỉa, cũng ảnh hưởng tới sự phát triển chiều cao khe nứt. Các yếu tố đất đá không thay đổi, liên quan tới sự phát triển chiều cao khe nứt cân bằng gồm ứng suất tại chỗ, độ bền gãy dẻo tới hạn K_{IC} . Trong mô hình phát triển chiều cao khe nứt đối xứng, sự lan truyền và tăng trưởng khe nứt được giả định xảy ra với điều kiện ràng buộc: áp suất khe nứt đủ lớn để vượt qua ứng suất kháng lan truyền; ứng suất tại chỗ của các lớp đá chắn trên và chắn dưới của vỉa chứa và phân bố ứng suất dọc trong khe nứt được giả thiết là không đổi trong quá trình lan truyền. Hệ số cường độ ứng suất được xác định tại lớp trên và lớp dưới đất đá thành hệ và được cân bằng với độ bền khe nứt, từ đó xác định chiều cao phát triển khe nứt tính từ tâm của khe nứt [10, 12]. Áp dụng mô hình khe nứt p-3D để xem xét sự phát triển chiều cao khe nứt đối xứng qua 3 lớp đất đá, trong đó lớp giữa là lớp chứa sản phẩm có ứng suất tại chỗ nhỏ nhất và có giá trị thấp hơn so với ứng suất tại chỗ của lớp bao trên và lớp bao dưới của vỉa chứa sản phẩm (Hình 1). Hệ số cường độ ứng suất ở đỉnh khe nứt (K_{ltop}) được xác định bởi công thức (10) [11]:

$$K_{ltop} = \frac{1}{\sqrt{\pi a}} \int_{-a}^a p(y) \sqrt{\frac{a+y}{a-y}} dy \quad (10)$$

Trong đó, a là nửa chiều cao phát triển khe nứt và $p(y)$ là áp suất bên trong khe nứt. Sự phân bố áp suất bên trong khe nứt được xác định dưới điều kiện ràng buộc như sau [10, 12]:

$$p(y) = p_w - \sigma_3 \text{ ứng với } -a \leq y \leq -b_3 \quad (11)$$

$$p(y) = p_w - \sigma_1 \text{ ứng với } -b_3 \leq y \leq b_2 \quad (12)$$

$$p(y) = p_w - \sigma_2 \text{ ứng với } b_2 \leq y \leq a \quad (13)$$

Tích phân phương trình (10) để xác định chiều cao tăng trưởng khe nứt theo mô hình của công thức (14) [10, 12]:

$$\begin{cases} \frac{\sqrt{\pi(K_{lcb}+K_{lct})}}{2\sqrt{a}} = (\sigma_2-\sigma_1)\arcsin\left(\frac{b_2}{a}\right) + (\sigma_3-\sigma_1)\arcsin\left(\frac{h_p-b_2}{a}\right) - (\sigma_3+\sigma_2-2P_w)\frac{\pi}{2} \\ \frac{\sqrt{\pi a(K_{lcb}-K_{lct})}}{2} = (\sigma_2-\sigma_1)\sqrt{a^2-b_2^2} - (\sigma_3-\sigma_1)\sqrt{a^2-(h_p-b_2)^2} \end{cases} \quad (14)$$

Trong đó, K_{lcb} và K_{lct} là cường độ tới hạn bền của khe nứt ở lớp dưới và lớp trên của vỉa chứa; $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ theo thứ tự là các ứng suất nhỏ nhất của vỉa chứa, lớp đất đá trên và lớp đất đá dưới (Hình 1). P_w là áp suất xử lý, h_p là chiều dày hiệu dụng của vỉa, a là nửa chiều cao tăng trưởng khe nứt.

4. Mô hình khe nứt PKN [13]

Chiều rộng lớn nhất của khe nứt tại thân giếng, trong điều kiện dòng chảy phi Newton theo mô hình Power Law, được giới hạn bởi các thông số đặc trưng của dung dịch là n và K . Chiều rộng lớn nhất của khe nứt được xác định bởi công thức (15) [13]:

$$w_f = 9,15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3,98^{\frac{n}{2n+2}} \left(\frac{(1+(\pi-1)n)}{n} \right)^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{(q_l/2)^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}} \quad (15)$$

Trong đó:

W_f : Chiều rộng lớn nhất khe nứt;

E' : Module biến dạng phẳng của đất đá (psi);

n : Chỉ số ứng xử của dung dịch nứt vỉa;

K : Chỉ số độ sệt của dung dịch nứt vỉa (Pa-secⁿ).

Áp suất khe nứt là:

$$P_{net} = \frac{E'}{2h_f} w_f \quad (16)$$

5. Ứng dụng thiết kế nứt vỉa tối ưu cho giếng khai thác thuộc đối tượng Oligocene trên, bể Cửu Long

Bảng 1 biểu diễn các thông số vỉa và thông số của giếng khai thác đơn thuộc đối tượng Oligocene trên, mỏ Bạch Hổ. Vỉa chứa cát kết có lớp đất đá bao trên và bao dưới có độ thấm và độ rỗng thấp, module đàn hồi lớn hơn so với module đàn hồi tại vỉa chứa. Bảng 2 và 3 biểu diễn các thông số thiết kế nứt vỉa thủy lực bao gồm hệ số thất thoát dung dịch nứt vỉa, lưu lượng bơm, thông số lựa chọn hạt chèn Wanli 20/40 trên cơ sở độ bền nén cao (HSP), ứng với độ thấm gói hạt chèn trong điều kiện áp suất đóng khe nứt 5.354 psi [2, 3] nhằm đảm bảo hạt chèn kháng nén ở điều

Bảng 1. Thông số vỉa và thông số giếng thuộc đối tượng xử lý

Các thông số	Giá trị
Chiều sâu xử lý (ft)	10.584
Bán kính giếng (ft)	0,25
Chiều dày vỉa (ft)	594
Chiều dày vỉa hiệu dụng (ft)	120
Chiều cao khe nứt (ft)	122
Độ rỗng vỉa (%)	12
Độ thấm vỉa (mD)	0,85
Bán kính thảo khô, x_e (ft)	820
Module đàn hồi đất đá (psi)	5×10^6
Hệ số Poisson	0,25
Độ nhớt dầu (cP)	0,709
Hệ số thể tích dầu (RB/STB)	1,353
Hệ số thể tích nước vỉa (RB/STB)	1,01
Độ nén tổng (psi ⁻¹)	$12,2 \times 10^{-6}$
Áp suất vỉa (psi)	3.749
Nhiệt độ vỉa (°C)	127
Tỷ trọng dầu API	40
Tỷ trọng khí	0,707
Độ nhớt nước vỉa (cp)	0,5
Áp suất bão hòa (psi)	2.293
Đường kính tubing (in)	2 $\frac{7}{8}$
Áp suất đóng khe nứt của lớp chứa, σ_1 (psi)	5.354
Ứng suất ngang nhỏ nhất lớp trên, σ_2 (psi)	6.000
Ứng suất ngang nhỏ nhất lớp dưới, σ_3 (psi)	6.200
K_{icb} (psi. $\sqrt{\text{in}}$)	1.400
K_{ict} (psi. $\sqrt{\text{in}}$)	1.000

Bảng 2. Thông số nứt vỉa thủy lực

Các thông số	Giá trị
Chiều dày vỉa (ft)	594
Tỷ số Poisson cát kết	0,25
Chiều dày vỉa hiệu dụng (ft)	120
Chiều cao khe nứt (ft)	122
Hệ số thất thoát dung dịch, C_i (ft/min ^{0,5})	0,003
Module đàn hồi của đá (psi)	5×10^6
Lưu lượng bơm (thùng/phút)	18
Nồng độ hạt chèn kết thúc bơm, EOI, P_c (ppg)	7
Chỉ số ứng xử dung dịch nứt vỉa (n)	0,447
Chỉ số độ sệt dung dịch nứt vỉa, K (lb $\cdot$ s ⁿ /ft ²)	0,2292
Hệ số thất thoát (gal/ft ²)	0,01
Hệ dung dịch nứt vỉa: Lightning 3000 Linear Gel	

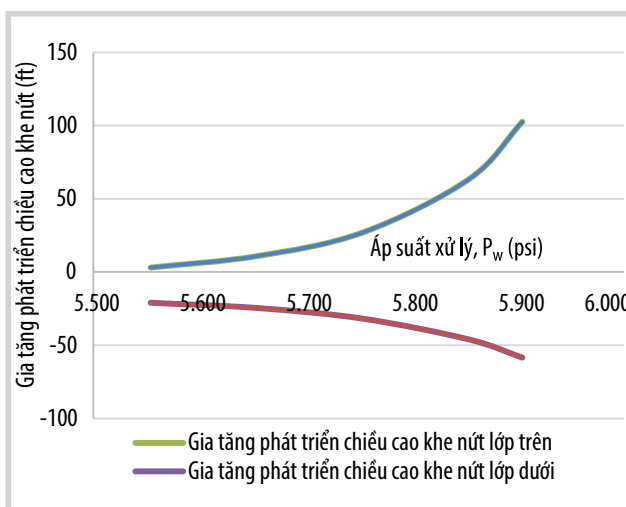
kiện áp suất đóng khe nứt và áp suất vỉa, đảm bảo tối ưu thiết kế dẫn suất khe nứt hạt chèn không thứ nguyên [7 - 9].

5.1. Ảnh hưởng của áp suất xử lý tới tăng trưởng chiều cao khe nứt

Áp suất xử lý trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực được xác định là tổng của áp suất ngang nhỏ nhất của

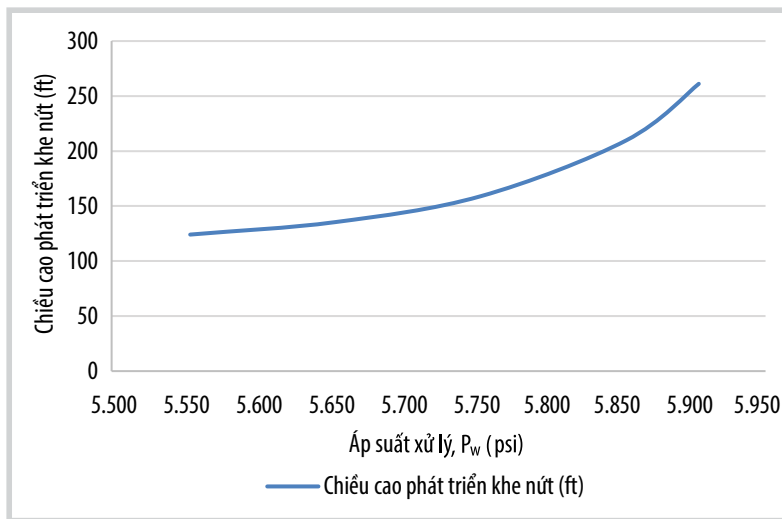
Bảng 3. Thông số lựa chọn hạt chèn [14]

Các thông số	Giá trị
Loại hạt chèn	20/40 HSP Wanli
Khối lượng hạt chèn (lbs)	130.000
Tỷ trọng	3,25
Độ bền hạt chèn	HSP
Độ thấm gói hạt chèn (mD)	90.000
Đường kính trung bình (in)	0,02709
Dẫn suất khe nứt tại 5.354 psi và phân bố hạt chèn 2 lb/ft ² (mD.ft)	4,288
Độ rỗng gói hạt chèn, hệ số	0,41
Hệ số hư hại hạt chèn	0,5

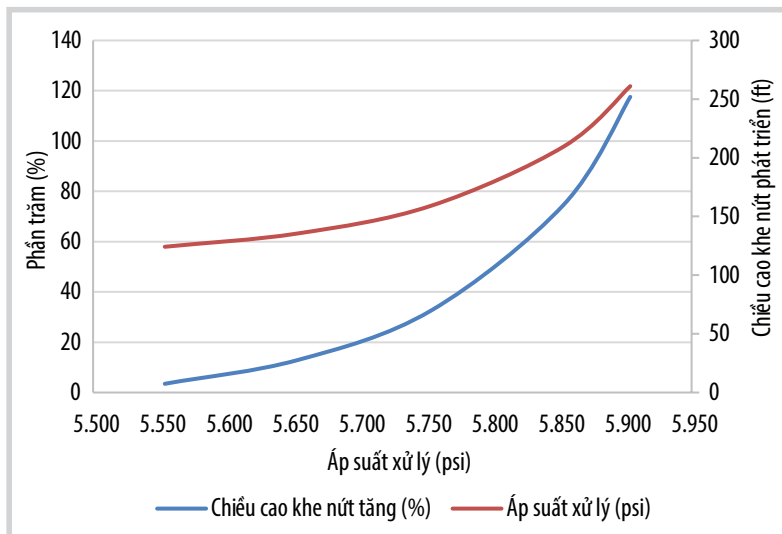
**Hình 2.** Chiều cao khe nứt phát triển qua lớp đất đá trên và dưới do tăng áp suất xử lý, P_w

vỉa chứa ($\sigma_1 = 5.354$ psi) và áp suất khe nứt. Trong quá trình bơm dung dịch nứt vỉa cần đảm bảo áp suất khe nứt không vượt quá 1.000 psi để đảm bảo thành hệ không bị phá hủy và qua đó gia tăng hiệu quả phát triển khe nứt [15]. Việc duy trì áp suất xử lý dưới 10.000 psi và thấp hơn áp suất kháng nổ an toàn 20.000 psi của tubing có đường kính 2 $\frac{7}{8}$ in sẽ đảm bảo vận hành tubing khai thác an toàn trong suốt quá trình bơm dung dịch nứt vỉa [16]. Khe nứt sẽ phát triển vuông góc với phương ứng suất ngang nhỏ nhất [11, 17].

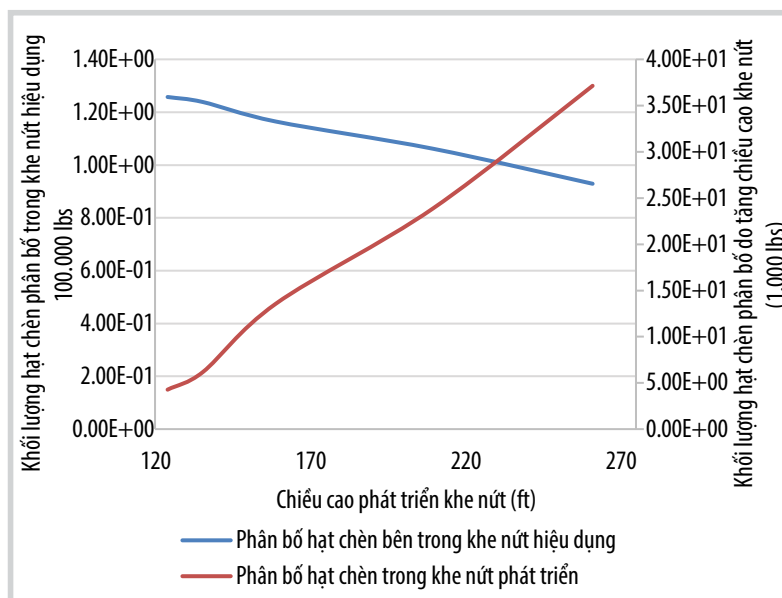
Hình 2 cho thấy ảnh hưởng của áp suất xử lý tới chiều cao phát triển khe nứt phía trên và dưới theo mô hình phát triển khe nứt p-3D cho 3 lớp đất đá. Hình 2 minh họa ảnh hưởng tới sự phát triển chiều cao khe nứt khi gia tăng áp suất xử lý bằng cách tăng lưu lượng bơm đồng thời giảm tổn thất áp suất trong ống bề mặt, giảm tổn thất áp suất dưới đáy giếng. Với số liệu ứng suất tại chỗ và cường độ ứng suất dẻo dai của lớp đất đá trên (K_{ict}) và lớp đất đá dưới (K_{icb}), và ứng với áp suất xử lý tăng dần ($P_w = \sigma_1 + P_{net}$), hệ phương trình phi tuyến [14] được giải trên MATLAB để tìm nghiệm cho 2 ẩn số là nửa chiều cao phát triển khe nứt



Hình 3. Ảnh hưởng của áp suất xử lý đối với sự phát triển chiều cao khe nứt.



Hình 4. Tỷ lệ tăng chiều cao khe nứt (%) so với chiều dày hiệu dụng của vỉa sản phẩm.



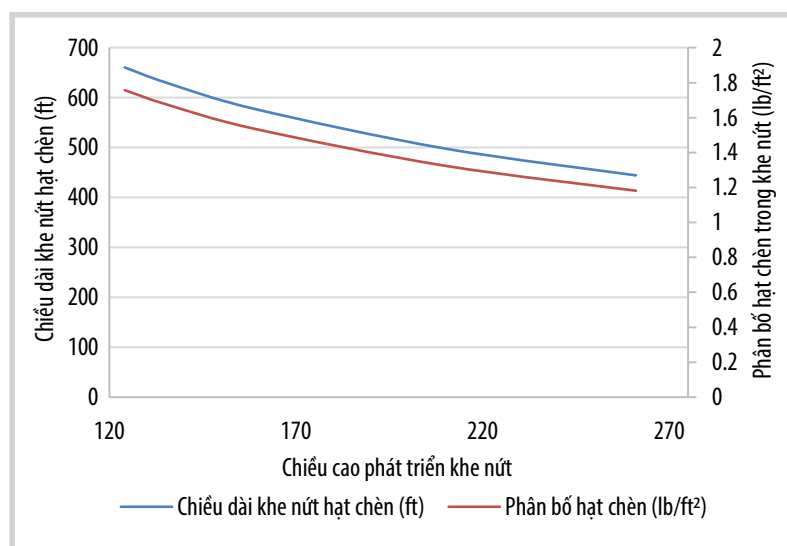
Hình 5. Ảnh hưởng của sự gia tăng chiều cao khe nứt tới khối lượng hạt chèn phân bố trong khe nứt hiệu dụng và khối lượng hạt chèn phân bố do chiều cao khe nứt phát triển.

a và b_2 . Khi áp suất xử lý tăng làm áp suất khe nứt tăng, tỷ số ($P_{net}/\Delta\sigma$) cũng tăng, dẫn tới sự gia tăng chiều cao khe nứt lan truyền lên lớp đất đá trên và dưới [18], trong đó $\Delta\sigma$ là độ chênh ứng suất tại chỗ giữa lớp đất đá bao trên hoặc bao dưới và ứng suất tại chỗ của lớp chứa bị mất áp suất trong khi bơm được xác định thông qua kỹ thuật step-down test ngoài hiện trường. Tổn thất áp suất vùng lân cận đáy giếng bao gồm: tổn thất áp suất qua số lượng lỗ bắn mở vỉa (20 lỗ/m chiều dày hiệu dụng, đường kính lỗ bắn mở vỉa trung bình 0,4 in, hiệu suất dung dịch mang hạt chèn qua lỗ bắn mở vỉa là 0,6); tổn thất áp suất vùng khúc khuỷu hoặc khe nứt phụ (khe nứt phát triển nhưng không đem lại hiệu quả khai thác sản phẩm); tổn thất áp suất dọc theo ống khai thác; tổn thất qua hệ thống đường ống bề mặt.

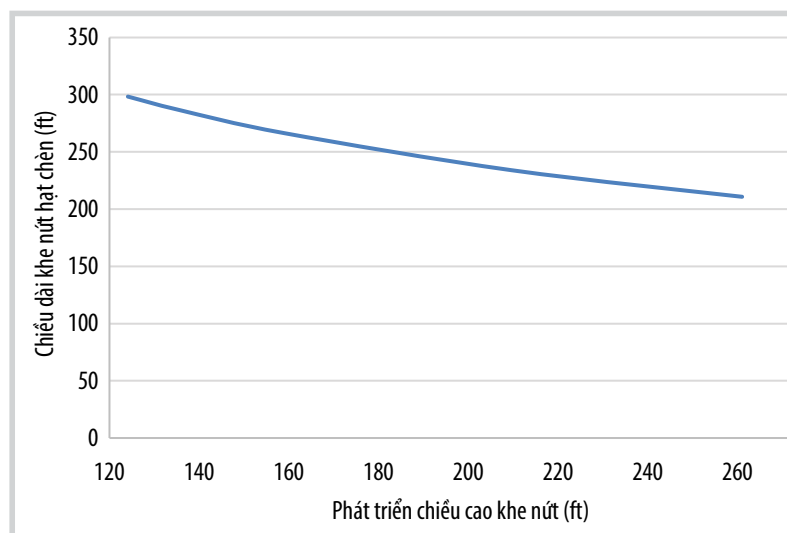
Sự tăng trưởng quá mức của chiều cao khe nứt gây một số bất lợi như: khe nứt được chèn hạt sẽ thâm nhập vào vỉa nước, dẫn tới nguy cơ ngập nước cho giếng được xử lý; khe nứt được chèn hạt lan truyền sang vỉa chứa không mong muốn làm giảm mật độ hạt chèn bên trong khe nứt của vỉa chứa hiệu dụng. Hình 3 cho thấy quan hệ giữa áp suất xử lý và sự tăng trưởng chiều cao khe nứt. Trên Hình 4 thể hiện tỷ lệ giữa chiều cao khe nứt so với chiều dày hiệu dụng của vỉa (120 ft) dưới tác động của áp suất xử lý. Nhiều nghiên cứu chỉ ra rằng tăng trưởng quá mức chiều cao khe nứt không có lợi cho sự gia tăng lưu lượng khai thác. Do vậy, chiều cao khe nứt cần được kiểm soát ở mức không vượt quá 25% so với chiều dày hiệu dụng của vỉa chứa nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế và kỹ thuật [5].

5.2. Ảnh hưởng chiều cao khe nứt tới mật độ hạt chèn và hình dạng khe nứt

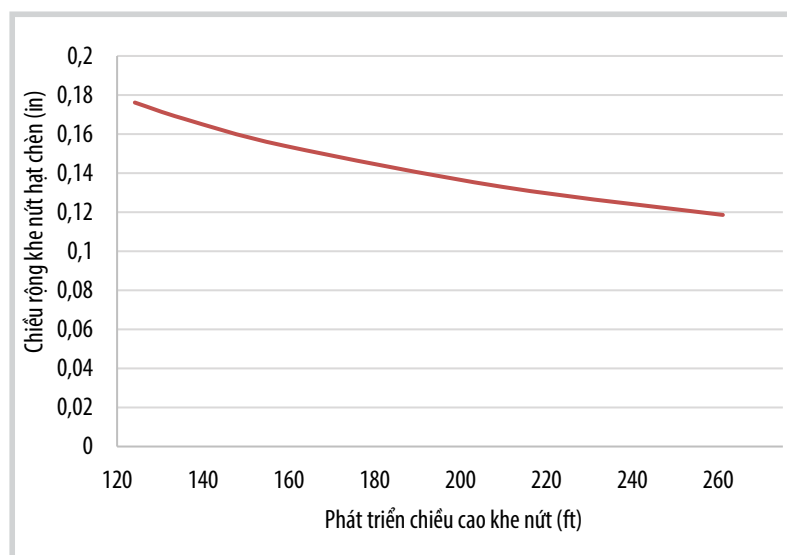
Hình 5 biểu diễn ảnh hưởng của sự phát triển chiều cao khe nứt - do sự gia tăng áp suất khe nứt làm tăng tỷ số $P_{net}/\Delta\sigma$ [16] - tới khối lượng hạt chèn phân bố bên trong khe nứt vỉa chứa hiệu dụng và gia tăng phân bố khối lượng hạt chèn do sự phát triển chiều cao khe nứt. Trên Hình 5, khi chiều dày



Hình 6. Ảnh hưởng của sự phát triển chiều cao khe nứt tới phân bố hạt chèn (lb/ft²) và chiều dài khe nứt hạt chèn.



Hình 7. Ảnh hưởng của sự phát triển chiều cao khe nứt tới chiều dài khe nứt hạt chèn bên trong lớp chứa.



Hình 8. Ảnh hưởng của sự phát triển chiều cao khe nứt tới độ rộng khe nứt trong vỉa chứa.

hiệu dụng của vỉa 120 ft và chiều cao khe nứt phát triển đạt 124,1 ft thì hiệu quả mật độ hạt chèn trong khe nứt hiệu dụng đạt 96,7%, tương ứng với khối lượng hạt chèn là 125.710 lbs; khoảng 3,3% còn lại, tương ứng 4.290 lbs, được phân bố trong phần chiều cao khe nứt phát triển ngoài giới hạn hiệu dụng của vỉa.

Với trường hợp chiều cao khe nứt phát triển 135,5 ft, thì hiệu quả phân bố hạt chèn trong khe nứt hiệu dụng vỉa chứa là 88,6% với khối lượng hạt chèn phân bố trong khe nứt vỉa hiệu dụng là 115.130 lbs, còn lại 14.870 lbs (tương đương 11,4%) được phân bố trong phần chiều cao khe nứt phát triển ngoài giới hạn hiệu dụng của vỉa.

Tương tự, khi chiều cao khe nứt phát triển lên tới 261 ft, thì tỷ lệ phân bố hạt chèn bên trong khe nứt thuộc vỉa chứa hiệu dụng giảm xuống mức thấp nhất, chỉ gần 46%, tương ứng với 59.770 lbs. Trong khi đó, 54% khối lượng hạt chèn còn lại (tương đương 70.230 lbs) được phân bố vào phần khe nứt phát triển vượt ra ngoài vùng hiệu dụng. Như vậy, độ dẫn suất bên trong khe nứt hạt chèn thuộc vỉa chứa hiệu dụng đã suy giảm đáng kể, chiều dài và độ rộng khe nứt có hạt chèn đều giảm vì độ rộng khe nứt có hạt chèn tỷ lệ thuận với chiều dài khe nứt có hạt chèn.

Khi chiều cao khe nứt phát triển vượt quá chiều dày hiệu dụng vỉa chứa, một số bất lợi về mặt kỹ thuật có thể xảy ra như: sự phát triển chiều cao khe nứt ra ngoài ranh giới vỉa dẫn đến phần lớn khối lượng hạt chèn bị phân bố trong phần chiều cao khe nứt không chứa sản phẩm, không đem lại hiệu quả khai thác; khe nứt có hạt chèn có xu hướng xâm nhập vào tầng chứa nước, làm gia tăng nguy cơ xâm nhập nước vào giếng sau xử lý, dẫn tới tình trạng giếng bị ngập nước; trong trường hợp khe nứt hạt chèn thâm nhập vào các vỉa lân cận có tính chất vỉa khác so với vỉa đang được xử lý có thể gây mất kiểm soát vùng dẫn suất. Do đó, kiểm soát sự phát triển chiều cao khe nứt luôn được đặt ra trong bài toán thực tế tại đơn vị sản xuất.

Bảng 4. Kết quả phát triển chiều cao khe nứt khác nhau tới các chỉ số nứt via thủy lực trong lớp chứa [14]

Chiều cao khe nứt (ft)	Khối lượng hạt chèn (lbs)	Số hạt chèn (N_{prop})	Tỷ số thâm nhập của khe nứt (I_x)	Dẫn suất không thứ nguyên (C_{fDopt})	Chiều dài khe nứt hạt chèn (ft)	Chiều rộng khe nứt hạt chèn (in)	Dẫn suất khe nứt (mD-ft)	Phân bố hạt chèn trên đơn vị diện tích khe nứt (lbs/ft ²)	Phân bố hạt chèn trong khe nứt chứa (lbs)
124,1	130.000	0,29	0,41	1,7	298	0,18	660	1,8	125.710
135,5	130.000	0,26	0,39	1,69	287	0,17	629	1,7	123.810
159	130.000	0,22	0,37	1,67	266	0,15	577	1,5	116.420
209,6	130.000	0,17	0,37	1,64	234	0,13	498	1,3	106.120
261	130.000	0,14	0,29	1,62	211	0,12	444	1,2	92.857

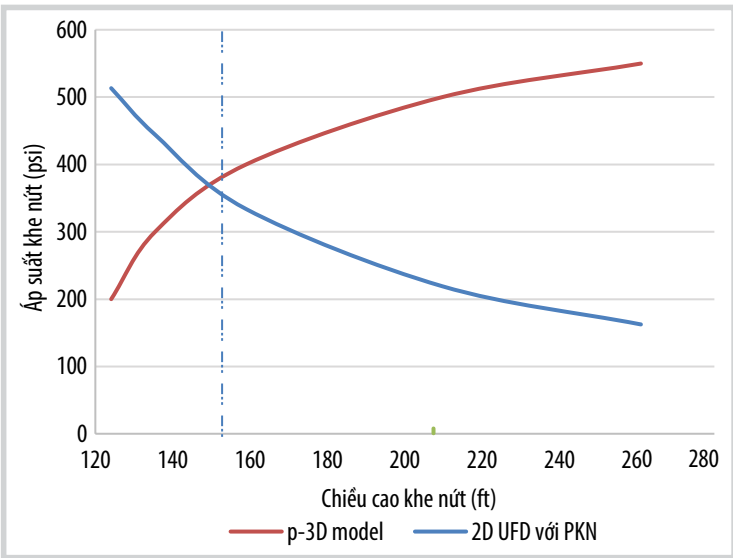
Bảng 5. Thông số thiết kế tối ưu theo UFD [14]

Khối lượng hạt chèn (lbs)	Số hạt chèn (N_{prop})	Tỷ số thâm nhập của khe nứt (I_x)	Dẫn suất không thứ nguyên (C_{fDopt})	Chiều dài khe nứt hạt chèn (ft)	Chiều rộng khe nứt hạt chèn (in)	Dẫn suất khe nứt (mD-ft)	Phân bố hạt chèn trên đơn vị diện tích khe nứt (lbs/ft ²)
10.000	0,018	0,107	1,57	78,2	0,04	159	0,4
20.000	0,036	0,151	1,58	110,2	0,06	226	0,6
30.000	0,054	0,185	1,59	134,6	0,07	277	0,7
40.000	0,072	0,213	1,59	155,1	0,09	321	0,9
70.000	0,126	0,279	1,62	203,5	0,11	428	1,1
80.000	0,144	0,298	1,63	217	0,12	459	1,2
130.000	0,235	0,374	1,67	272,7	0,16	593	1,6
190.000	0,343	0,444	1,74	323,5	0,19	731	1,9

Hình 6 phân tích tác động của sự gia tăng áp suất khe nứt từ 200 - 800 psi tới quá trình phát triển chiều cao khe nứt, đồng thời cho thấy xu hướng suy giảm chiều dài khe nứt cũng như suy giảm phân bố hạt chèn trong khe nứt dẫn tới dẫn suất khe nứt giảm [4]. Hình 7 và 8 tiếp tục cho thấy sự gia tăng áp suất bên trong khe nứt không chỉ làm giảm chiều dài khe nứt nằm trong vỉa chứa hiệu dụng, mà còn khiến độ rộng khe nứt trong vỉa chứa hiệu dụng giảm theo vì chiều dài khe nứt tỷ lệ thuận với độ rộng khe nứt [17]. Thiết kế nứt vỉa thủy lực cho đối tượng Oligocene trên, với độ thấm trung bình 6 mD, có thể được thực hiện theo một trong các tiêu chí: tối ưu mật độ hạt chèn phân bố đều trong khe nứt đạt 2 lb/ft² [4], hoặc tối đa hóa chỉ số khai thác không thứ nguyên, PI_{max} [2, 3], hoặc tối ưu chỉ số dẫn suất không thứ nguyên C_{fDopt} là 1,6 [2].

6. Tối ưu hình dạng khe nứt theo UFD trên cơ sở hình dạng khe nứt p-3D

Mối quan hệ giữa áp suất khe nứt (P_{net}) với chiều cao phát triển khe nứt (h_f) được biểu diễn bằng phương trình đa thức bậc hai trong Excel



Hình 9. Xác định chiều cao khe nứt tối ưu.

đối với cả mô hình phát triển chiều cao khe nứt cân bằng và mô hình khe nứt 2D PKN.

Chiều cao khe nứt phát triển cân bằng cho 3 lớp đất đá với mô hình p-3D được xác định theo:

$$P_{net} = -0,0221h_f^2 + 10,839h_f - 782,58 \text{ với độ tin cậy } R^2 = 0,982 \quad (17)$$

Chiều cao phát triển khe nứt đối với mô hình khe nứt 2D PKN áp dụng cho UFD, được xác định theo:

$$P_{net} = 0,0197h_f^2 - 10,046h_f + 1447,5 \quad (18)$$

với độ tin cậy $R^2 = 0,9945$

Giải hệ phương trình phi tuyến (17) và (18), chiều cao khe nứt tối ưu được xác định là $h_f = 151$ ft, tương ứng mức tăng 25,8% so với chiều dày hiệu dụng của vỉa chứa $h_p = 120$ ft. Trên cơ sở này, phương pháp thiết kế nứt vỉa tối ưu (UFD) được áp dụng để xác định các thông số thiết kế bao gồm: chiều dài khe nứt tối ưu, độ rộng khe nứt tối ưu, dẫn suất khe nứt và dẫn suất không thứ nguyên cho đối tượng Oligocene có độ thấm thấp.

Theo tiêu chuẩn API, độ dẫn suất gói hạt chèn được đánh giá dựa trên cơ sở mật độ hạt chèn 2 lb/ft^2 [4]. Bảng 5 cho thấy phân bố hạt chèn trong khe nứt đạt $1,9 \text{ lb/ft}^2$, gần với giá trị khuyến nghị của API, và được lựa chọn làm cơ sở để tối ưu hóa hình dạng khe nứt bên trong vỉa chứa. Với khối lượng hạt chèn sử dụng là 190.000 lbs, các thông số thiết kế tối ưu thu được bao gồm: chiều dài khe nứt có hạt chèn 323,5 ft, độ rộng khe nứt có hạt chèn 0,19 in, chiều cao khe nứt $h_f = 151$ ft, dẫn suất không thứ nguyên tối ưu $C_{fDopt} = 1,73$, dẫn suất khe nứt 731 mD.ft.

7. Kết luận

Nghiên cứu này áp dụng phương pháp thiết kế khe nứt tối ưu (UFD) kết hợp với mô hình khe nứt giả 3 chiều p-3D trong điều kiện chiều cao phát triển khe nứt cân bằng cho 3 lớp đất đá với các điều kiện ràng buộc về chiều dày hiệu dụng của vỉa, ứng suất tại chỗ của các lớp đất đá, áp suất xử lý khe nứt, ứng suất dẻo dai của khe nứt và rút ra các kết luận sau:

- Tồn tại một giá trị áp suất khe nứt lớn nhất, tại đó chiều cao khe nứt phát triển không vượt quá chiều dày hiệu dụng của vỉa chứa - nhằm ngăn chặn sự phát triển quá mức của chiều cao khe nứt.
- Xác định tối ưu chiều cao khe nứt phát triển cân bằng cho 3 lớp đất đá đối xứng là một yếu tố quan trọng để tối ưu hóa thiết kế nứt vỉa thủy lực cho đối tượng trầm tích lục nguyên như Oligocene, hay Miocene nhằm tiết kiệm chi phí, gia tăng hiệu quả kỹ thuật.

Tài liệu tham khảo

- [1] Viện Dầu khí Việt Nam, "Hoàn thiện công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng lục nguyên và móng bằng những phương pháp vi sinh hóa lý", 2015.
- [2] Michael Economides, Ronald Oligney, and Peter Valkó, *Unified fracture design: Bridging the gap between theory and practice*. Orsa Press Alvin, 2002.
- [3] Songxia Liu and Peter P. Valkó, "Rigorous hydraulic-

fracture equilibrium-height model for multilayer formations", *SPE Production & Operations*, Volume 33, Issue 2, pp. 214 - 234, 2018. DOI: 10.2118/173335-PA.

[4] M.B Smith, *Hydraulic fracturing*, 2nd edition. NSI Technologies, 1997.

[5] M.M. Rahman and M.K. Rahman, "Optimizing treatment parameters for enhanced hydrocarbon production by hydraulic fracturing", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Volume 42, Issue 6, 2003. DOI: 10.2118/03-06-02.

[6] T. Pitakbunkate, M. Yang, and P.P. Valkó, "Hydraulic fracture optimization with a p-3D model", *SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, USA, 27 - 29 March, 2011*. DOI: 10.2118/142303-MS.

[7] A.S. Demarchos, A.S. Chomatas, and M.J. Economides, "Pushing the limits in hydraulic fracture design", *Proceedings of the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, LA, USA, 18 - 20 February 2004*. DOI: 10.2118/86483-MS.

[8] Michael J. Economides and Andronikos Demarchos, "Benefits of a p-3D over a 2D model for unified fracture design", *Proceedings of the 2008 SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, LA, USA, 13 - 15 February 2008*. DOI: 10.2118/112374-MS.

[9] Arjun Ravikumar, Matteo Marongiu-Porcu and Adrian Morales, "Optimization of acid fracturing with unified fracture design", *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 9 - 12 November, 2015*. DOI: 10.2118/177486-MS.

[10] N.R. Warpinski and M.B Smith, "Rock mechanics and fracture geometry", *Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Monograph*, Volume 12, 1989.

[11] J.R. Rice, "Mathematical analysis in the mechanics of fracture", *Fracture*, Volume 2, 1968.

[12] John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode, and Ralph W. Veatch Jr., "Recent advances in hydraulic fracturing", *SPE Monograph Series*, 1989.

[13] Peter Valkó and Michael J. Economides, *Hydraulic fracture mechanics*. John Wiley & Sons, 1995.

[14] Baker Hughes, "MFrac suite user's guide", 2020.

[15] Haiqing Yu and M.M. Rahman, "Pinpoint multistage fracturing of tight gas Sands-An integrated model with constraints", *SPE Middle East Unconventional*

Gas Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE, 23 - 25 January 2012. DOI: 10.2118/152439-MS.

[16] American Petroleum Institute (API), "Specification for casing and tubing", 2012.

[17] P. Valkó, "HF2D frac design spreadsheet", 2001.

[18] Nolte, "A general analysis of fracturing pressure decline with application to three models", *SPE Formation*

Evaluation, Volume 1, Issue 6, pp. 571 - 583, 1986. DOI: 10.2118/12941-PA.

[19] Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, and Ding Zhu, *Petroleum production systems*. Prentice Hall PTR, 1994.

OPTIMISATION OF HYDRAULIC FRACTURING DESIGN WITH PSEUDO-3D MODELING FOR A SINGLE WELL IN UPPER OLIGOCENE FORMATION

Nguyen Huu Truong

Petrovietnam University (PVU)

Email: truongnh@pvu.edu.vn

Summary

At the Bach Ho field, hydraulic fracturing is annually carried out on selected wells exhibiting production decline, targeting low-permeability clastic formations. The objective is to enhance reservoir permeability and increase fracture conductivity, thereby improving the production index. However, many hydraulic fracturing treatments recorded fracture heights exceeding the effective thickness of the reservoir. This leads to a lower proppant concentration within the fractures, reduced fracture half-length, narrower fracture width, and poorer proppant conductivity efficiency.

In this study, the optimal design of fracture half-length, and fracture width was conducted using the Unified Fracture Design (UFD), combined with symmetric fracture height evolution based on a pseudo-3D fracture geometry across three rock layers. The optimization criteria include maximizing proppant concentration inside the reservoir fracture or optimizing the dimensionless fracture conductivity for low-permeability reservoirs.

The case study of a single-well hydraulic fracturing scenario in the Upper Oligocene formation shows a fracture height of 151 ft, effective reservoir thickness of 120 ft, propped fracture length within the effective reservoir of 325.5 ft, and a propped fracture width of 0.19 in. The resulting propped fracture conductivity reaches 731 mD.ft. The proppant placement within the effective reservoir is 96.7%, with a total proppant volume of 190,000 lbs and 150,993 lbs effectively placed in the fractured reservoir. The proppant distribution per unit fracture area is 1.9 lb/ft².

Key words: The unified fracture design (UFD) optimisation, p-3D model, equilibrium fracture height, proppant distribution efficiency, controlled fracture height growth, and in-situ stress.

CÔNG NGHỆ DẦU KHÍ VÀ Y HỌC: TIỀM NĂNG HỢP TÁC VÀ ỨNG DỤNG CHÉO

Phan Ngọc Trung^{1,2}, Đặng Thanh Tùng³

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

²Hội Dầu khí Việt Nam (VPA)

³Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam

Email: tungdt@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.01-09>

Tóm tắt

Bài báo này phân tích những điểm tương đồng về công nghệ giữa ngành dầu khí và y học. Mặc dù thực hiện các mục tiêu khác nhau (khai thác năng lượng và chăm sóc sức khỏe con người), 2 lĩnh vực này dựa vào các công nghệ tiên tiến để khám phá, can thiệp và quản lý các hệ thống phức tạp. Sự tương đồng này thể hiện rõ qua công nghệ hình ảnh không xâm lấn (địa chấn 3D/4D và siêu âm/MRI/CT), kỹ thuật lấy mẫu để xác định bản chất (khoan lấy mẫu lõi và sinh thiết), các công cụ can thiệp ít xâm lấn (khoan định hướng và phẫu thuật nội soi), công nghệ cảm biến và tự động hóa (robot ROV và robot phẫu thuật), ứng dụng vật liệu tiên tiến chịu được điều kiện khắc nghiệt, cùng với các quy trình quản lý rủi ro, an toàn.

Đặc biệt, bài viết nhấn mạnh vai trò của phân tích dữ liệu lớn và trí tuệ nhân tạo (AI) như chất xúc tác quan trọng, tối ưu hóa quy trình từ dự báo trữ lượng và sản lượng khai thác đến chẩn đoán bệnh lý trong y học. Việc nhận diện các điểm hội tụ công nghệ của 2 lĩnh vực này mở ra tiềm năng hợp tác liên ngành, thúc đẩy đổi mới sáng tạo để tạo ra sự phát triển đột phá cho cả lĩnh vực năng lượng và y học.

Từ khóa: Công nghệ dầu khí, công nghệ y học, ứng dụng chéo, trí tuệ nhân tạo (AI), công nghệ hình ảnh, phân tích dữ liệu, vật liệu tiên tiến, quản lý rủi ro.

1. Giới thiệu

Công nghệ đóng vai trò nền tảng trong sự phát triển của nhiều lĩnh vực then chốt, bao gồm y học và công nghiệp dầu khí. Mặc dù phục vụ những mục tiêu khác nhau - y học tập trung vào sức khỏe con người còn dầu khí hướng tới cung cấp năng lượng - nhưng cả 2 lĩnh vực này đều phụ thuộc vào việc ứng dụng các công nghệ tiên tiến để khám phá, can thiệp và quản lý các hệ thống phức tạp. Sự tương đồng trong cách tiếp cận công nghệ giữa y học và dầu khí không chỉ phản ánh sự tiến bộ kỹ thuật chung mà còn cho thấy tiềm năng giao thoa, học hỏi lẫn nhau giữa các ngành khoa học ứng dụng. Những điểm tương đồng này không chỉ giới hạn ở việc sử dụng các công cụ và kỹ thuật tương tự mà còn thể hiện ở việc tuân thủ các nguyên tắc cơ bản trong việc tiếp cận và giải quyết các vấn đề phức tạp.

Một cách ẩn dụ, sự tương đồng này có thể bắt nguồn

từ những điểm giống nhau cơ bản giữa trái đất (đối tượng nghiên cứu của ngành dầu khí) và cơ thể con người (đối tượng của y học). Cả 2 đều là những hệ thống động cực kỳ phức tạp, với sự tương tác liên tục giữa các thành phần cấu thành, đòi hỏi những phương pháp tinh vi để "nhìn thấu" và "tác động" một cách hiệu quả và an toàn. Ví dụ, lớp vỏ trái đất và làn da con người đều có chức năng bảo vệ; hệ thống sông ngòi, đại dương tương tự hệ tuần hoàn máu; lõi trái đất và trái tim là nguồn năng lượng trung tâm. Việc tìm kiếm và khai thác các túi dầu khí nằm sâu trong lòng đất có thể được so sánh với việc chẩn đoán và điều trị các tổn thương hoặc bất thường ẩn sâu bên trong cơ thể con người. Cả 2 đều đòi hỏi các phương pháp thăm dò không xâm lấn hiệu quả, xác định chuẩn xác đối tượng, can thiệp chính xác và khả năng theo dõi, quản lý hệ thống một cách liên tục và ổn định. Việc phải đối mặt với những thách thức tương tự để thấu hiểu và làm việc với các hệ thống phức tạp trong 2 lĩnh vực này đã dẫn đến sự phát triển song song của nhiều giải pháp công nghệ.

Bài báo sẽ phân tích một số điểm tương đồng cốt lõi về mặt công nghệ giữa 2 lĩnh vực, lý giải sự tương đồng



Ngày nhận bài: 5/1/2025.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 5/1 - 14/2/2025.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 14/2/2025.

đó và khám phá tiềm năng ứng dụng chéo, đặc biệt trong bối cảnh phát triển mạnh mẽ của trí tuệ nhân tạo (AI) và khoa học dữ liệu. Việc nhận diện được những điểm hội tụ này có thể mở ra những cơ hội mới cho sự hợp tác liên ngành, dẫn đến những đột phá công nghệ mang lại lợi ích cho cả ngành năng lượng và y tế. Hơn nữa, việc hiểu rõ những nguyên tắc tiếp cận các hệ thống phức tạp trong 2 lĩnh vực này có thể cung cấp những bài học giá trị cho các lĩnh vực khoa học và kỹ thuật khác.

2. Những điểm tương đồng cốt lõi về công nghệ

Sự song hành về công nghệ giữa y học và dầu khí thể hiện rõ nét qua nhiều khía cạnh, từ việc khảo sát ban đầu đến can thiệp chuyên sâu và quản lý vận hành.

2.1. Công nghệ hình ảnh và chẩn đoán không xâm lấn

Cả 2 lĩnh vực đều tiên phong trong việc sử dụng các loại sóng để quan sát cấu trúc bên trong đối tượng nghiên cứu mà không cần can thiệp vật lý trực tiếp.

2.1.1. Dầu khí

Trong ngành dầu khí, nhiều thập kỷ qua, công nghệ hình ảnh địa chấn đã phát triển vượt bậc, từ những nỗ lực thăm dò ban đầu nhằm tìm kiếm các bẫy cấu trúc lớn chứa dầu khí. Gần 50 năm trước, ExxonMobil đã tiên phong trong công nghệ hình ảnh địa chấn 3D, sử dụng sóng âm để tạo ra hình ảnh 3 chiều của các thành tạo địa chất dưới bề mặt trái đất. Việc ứng dụng công nghệ hình ảnh này nhanh chóng trở thành tiêu chuẩn công nghiệp để hiểu rõ địa chất dưới bề mặt và xác định vị trí các mỏ dầu khí tiềm năng. ExxonMobil tiếp tục dẫn đầu trong việc phát triển và ứng dụng các công nghệ cần thiết để thu thập, xử lý và minh giải dữ liệu địa chấn 3D. Những cải tiến gần đây cho phép thu thập dải tần số rộng hơn, cung cấp cho các nhà khoa học địa chất và kỹ sư thông tin chi tiết hơn về

các đặc tính dưới bề mặt. Hơn nữa, ExxonMobil đã mở rộng ứng dụng phương pháp sử dụng nhiều nguồn địa chấn đồng thời trên đất liền sang môi trường ngoài khơi, giúp giảm thời gian, chi phí và tác động môi trường của việc thu thập dữ liệu. Các thuật toán độc quyền và đầu tư vào siêu máy tính cho phép phân tích lượng lớn dữ liệu địa chấn, cung cấp thông tin kịp thời cho các nhóm quản lý tài sản thăm dò, phát triển và sản xuất để đưa ra các quyết định kinh doanh hiệu quả nhất. Phần mềm mô hình vận tốc 3D độc quyền của ExxonMobil cho phép các nhà phân tích dữ liệu xây dựng các mô hình chi tiết, nâng cao khả năng hình dung chính xác các cấu trúc phức tạp dưới bề mặt. Những tiến bộ gần đây trong phép nghịch đảo sóng đầy đủ (FWI), sử dụng siêu máy tính, tiếp tục cung cấp những hiểu biết chưa từng có về cấu trúc địa chất dưới bề mặt và các đặc tính vật lý của đá. Công nghệ hình ảnh địa chấn 4D hay còn gọi là hình ảnh địa chấn theo thời gian - thực chất là các khảo sát 3D được lặp lại theo thời gian - được áp dụng tại các mỏ đang khai thác để theo dõi những thay đổi xảy ra dưới bề mặt, tối ưu hóa khả năng thu hồi dầu khí.

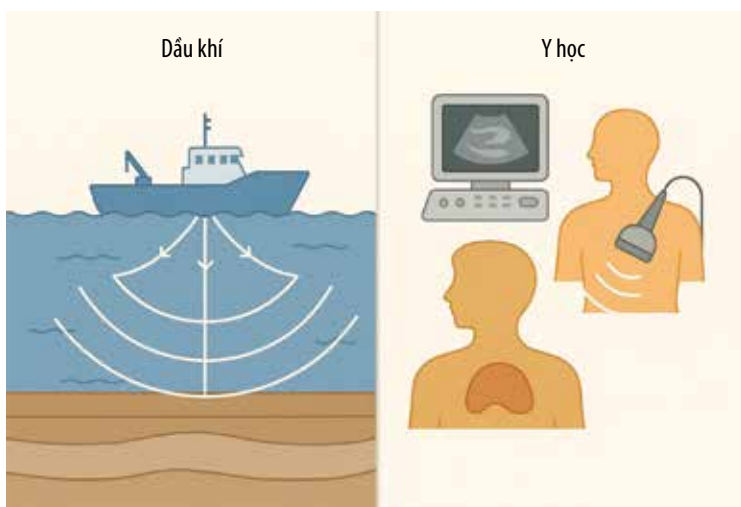
Ngoài địa chấn, các kỹ thuật thăm dò điện từ, trọng lực, siêu âm cũng được sử dụng để bổ sung thông tin. Ví dụ, công nghệ hình ảnh nhiệt hồng ngoại được sử dụng để đo nhiệt độ mà không cần tiếp xúc, cho phép giám sát trực tuyến 24/7 và phát hiện các điểm nóng bất thường trong quá trình khai thác dầu.

Cộng hưởng từ hạt nhân (MRI) cũng được ứng dụng trong các thí nghiệm trên mẫu lõi để nghiên cứu cơ chế thu hồi dầu trong các điều kiện vật lý khác nhau.

2.1.2. Y học

Trong lĩnh vực y học, công nghệ hình ảnh đã tạo nên một cuộc cách mạng trong cả chẩn đoán và điều trị, bắt đầu với việc Wilhelm Conrad Roentgen phát hiện ra tia X vào năm 1895. Tia X mở ra khả năng quan sát bên trong cơ thể người, cung cấp thông tin để phát hiện gãy xương, các vấn đề về răng và thậm chí cả các bệnh về phổi.

Siêu âm, một kỹ thuật hình ảnh không xâm lấn sử dụng sóng âm tần số cao, nổi lên vào giữa



Hình 1. Sóng địa chấn được tạo ra để thăm dò cấu trúc lòng đất và sóng siêu âm được sử dụng trong y học để quan sát các cơ quan và mô mềm.

thế kỷ 20, cung cấp hình ảnh thời gian thực về các cơ quan nội tạng, mô mềm và thai nhi đang phát triển.

Chụp cắt lớp vi tính (CT), được giới thiệu vào những năm 1970, kết hợp nhiều hình ảnh X-quang được chụp từ nhiều góc khác nhau để tạo ra hình ảnh 3 chiều chi tiết về bên trong cơ thể.

Chụp cộng hưởng từ (MRI), được phát triển vào những năm 1980, ứng dụng từ trường mạnh và sóng vô tuyến để tạo ra hình ảnh có độ phân giải cao về các mô mềm như não, cơ và khớp mà không cần bức xạ ion hóa.

Chụp cắt lớp phát xạ positron (PET) cho phép quan sát các quá trình trao đổi chất bên trong cơ thể, thường được sử dụng kết hợp với CT hoặc MRI để chẩn đoán và theo dõi ung thư, bệnh tim mạch và rối loạn thần kinh.

2.1.3. Điểm chung

Cả ngành dầu khí và y học đều dựa trên nguyên lý phát và thu nhận các dạng sóng (âm thanh, điện từ, tia X), sau đó xử lý tín hiệu phức tạp để tái tạo chi tiết hình ảnh cấu trúc bên trong mà không cần can thiệp trực tiếp, hỗ trợ quá trình ra quyết định trong thăm dò dầu khí hoặc chẩn đoán y khoa trước khi tiến hành các bước tiếp theo. Trong ngành dầu khí, sóng địa chấn được phát ra và phản xạ từ các lớp địa chất để xây dựng bản đồ cấu trúc lòng đất, tương tự như cách sóng siêu âm được sử dụng trong y học để tạo hình ảnh các cơ quan nội tạng và mô mềm. Việc xử lý các tín hiệu thu được trong cả 2 trường hợp đều đòi hỏi các thuật toán phức tạp để loại bỏ nhiễu và tạo ra hình ảnh có độ phân giải cao. Sự phát triển vượt bậc của công nghệ máy tính đã

đóng vai trò then chốt trong việc nâng cao khả năng xử lý và trực quan hóa dữ liệu hình ảnh trong cả 2 lĩnh vực. Công nghệ hình ảnh 3D và 4D, ban đầu được phát triển phục vụ mô phỏng địa chất cho ngành dầu khí, hiện cũng đang được ứng dụng hiệu quả trong y học, đặc biệt trong việc mô hình hóa cấu trúc cơ thể và theo dõi các biến đổi theo thời gian.

2.2. Công nghệ lấy mẫu và xác định bản chất đối tượng

Sau khi các công nghệ hình ảnh không xâm lấn đã cung cấp một cái nhìn tổng quan và xác định được các mục tiêu tiềm năng, cả hai lĩnh vực dầu khí và y học đều cần đến bước tiếp theo mang tính quyết định: lấy mẫu vật chất trực tiếp để phân tích và xác nhận bản chất của đối tượng. Đây là bước quan trọng để chuyển từ phỏng đoán dựa trên hình ảnh gián tiếp sang kết luận chắc chắn dựa trên bằng chứng vật lý.

2.2.1. Dầu khí

Trong ngành dầu khí, sau khi dữ liệu địa chấn cho thấy sự tồn tại của một cấu trúc bẫy dầu tiềm năng, việc khoan thăm dò là bước kế tiếp để xác thực. Quá trình này không chỉ nhằm mục đích tiếp cận vỉa chứa mà còn để thực hiện hai nhiệm vụ cốt lõi:

- Khoan và lấy mẫu lõi (Core sampling): Các mũi khoan đặc biệt được sử dụng để lấy ra những cột mẫu đất đá nguyên dạng từ vỉa chứa. Mẫu lõi này sau đó được đưa vào phòng thí nghiệm để phân tích chi tiết các đặc tính vật lý như độ rỗng, độ thấm, thành phần khoáng vật và sự hiện diện của hydrocarbon.

Bảng 1. So sánh công nghệ hình ảnh dầu khí và y học

Tính năng	Công nghệ hình ảnh dầu khí	Công nghệ hình ảnh y học
Nguồn năng lượng	Sóng địa chấn (âm thanh), sóng điện từ, trọng lực, siêu âm.	Tia X, sóng âm (siêu âm), từ trường và sóng vô tuyến (MRI), positron (PET).
Mục tiêu	Cấu trúc lòng đất, vị trí và trữ lượng dầu khí, giám sát thiết bị.	Cơ quan, mô mềm, xương, mạch máu, chức năng trao đổi chất, phát hiện bất thường và chẩn đoán bệnh lý.
Độ sâu thăm dò	Vài km đến hàng chục km.	Từ bề mặt da đến các cơ quan sâu bên trong cơ thể.
Kỹ thuật chính	Địa chấn 2D/3D/4D, nghịch đảo dạng sóng đầy đủ (FWI), nghịch đảo cắt lớp (tomographic inversion), tạo ảnh bằng sóng âm (sonic imaging), tạo ảnh nhiệt hồng ngoại (infrared thermal imaging), X-quang kỹ thuật số (digital radiography), MRI trong phân tích mẫu lõi.	X-quang, siêu âm, CT scan, MRI, PET scan, SPECT, hình ảnh phân tử.
Xu hướng gần đây	Độ phân giải cao hơn, hình ảnh nhiều chiều hơn (4D), sử dụng AI/ML để phân tích và diễn giải dữ liệu, giám sát thời gian thực, giảm tác động môi trường của quá trình thu thập dữ liệu.	Thời gian quét nhanh hơn, độ phân giải cao hơn, giảm phơi nhiễm bức xạ, tích hợp AI/ML để hỗ trợ chẩn đoán và phân tích, phát triển các hệ thống hình ảnh di động và có thể mang theo được, kết hợp nhiều phương thức hình ảnh (PET/MRI, SPECT/CT) để cung cấp thông tin toàn diện hơn.

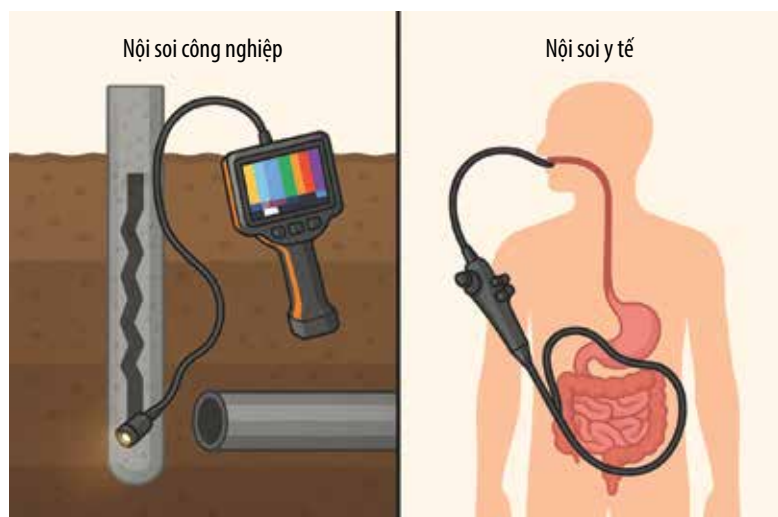
- Thử vỉa (Well testing): Sau khi khoan, các kỹ sư sẽ tiến hành thử vỉa để đánh giá khả năng chảy của dòng chất lưu (dầu, khí, nước) từ vỉa vào giếng khoan. Quá trình này cung cấp các dữ liệu động quan trọng về áp suất, lưu lượng và đặc tính của hydrocarbon, giúp khẳng định tiềm năng thương mại của mỏ.

Những phân tích này cung cấp thông tin "vàng" để quyết định có nên phát triển mỏ hay không.

2.2.2. Y học

Tương tự, trong y học, khi các phương pháp chẩn đoán hình ảnh như CT-scan hay MRI phát hiện một khối u hoặc một vùng mô bất thường, bác sĩ cần phải xác định bản chất của nó là lành tính hay ác tính. Để làm được điều này, các kỹ thuật lấy mẫu trực tiếp được áp dụng:

- Sinh thiết (Biopsy): Đây là thủ thuật lấy một mẫu mô nhỏ từ khu vực nghi ngờ để kiểm tra dưới kính hiển vi. Sinh thiết có thể được thực hiện qua da bằng kim, hoặc được thực hiện trong quá trình nội soi (ví dụ: nội soi dạ dày để sinh thiết khối u).



Hình 2. Ứng dụng các kỹ thuật nội soi để kiểm tra bên trong đối tượng.



Hình 3. Ứng dụng robot trong các nhiệm vụ phức tạp, nguy hiểm hoặc đòi hỏi độ chính xác cao.

- Lấy mẫu bệnh phẩm: Ngoài mẫu mô, các loại mẫu khác như máu, dịch tủy sống, hoặc dịch trong các khoang cơ thể cũng được thu thập để phân tích các dấu hiệu sinh hóa, tế bào học hoặc vi sinh, giúp chẩn đoán bệnh một cách toàn diện.

Kết quả phân tích các mẫu bệnh phẩm này, đặc biệt là giải phẫu bệnh, là "tiêu chuẩn vàng" để chẩn đoán xác định nhiều bệnh lý, nhất là ung thư và từ đó đưa ra phác đồ điều trị phù hợp.

2.2.3. Điểm chung

Cả hai lĩnh vực đều tuân theo một quy trình logic: từ quan sát tổng thể, không xâm lấn đến việc thu thập một mẫu vật chất nhỏ, đại diện cho toàn bộ đối tượng. Mục đích chung là để xác định bản chất của mục tiêu trước khi đưa ra một quyết định can thiệp lớn hơn và tốn kém hơn (phát triển toàn mỏ hoặc tiến hành một cuộc đại phẫu). Quá trình lấy mẫu và phân tích này giúp giảm thiểu rủi ro, tối ưu hóa kế hoạch hành động tiếp theo và đảm bảo rằng sự can thiệp là cần thiết và hiệu quả.

2.3. Kỹ thuật can thiệp và tác động

Khi đã xác định được mục tiêu (mỏ dầu hoặc bệnh lý), cả 2 ngành đều cần các công cụ chuyên dụng để tiếp cận và tác động một cách chính xác và hiệu quả.

2.3.1. Dầu khí

Ngành dầu khí sử dụng các kỹ thuật khoan tiên tiến để tiếp cận các vỉa dầu khí nằm sâu trong lòng đất. Từ những giàn khoan thô sơ ban đầu, công nghệ khoan đã phát triển vượt bậc với sự ra đời của các giàn khoan quay hiện đại, khoan định hướng và khoan ngang, cho phép tiếp cận các mỏ dầu khí phức tạp và mở rộng phạm vi khai thác. Sau khi tiếp cận được vỉa chứa, các phương pháp như bơm ép (nước, khí) hoặc kích thích vỉa (cắt phá thủy lực, bơm hóa chất) được áp dụng để tăng cường khả năng khai thác. Các thiết bị nội soi công nghiệp như camera giếng khoan và đường ống được sử dụng để kiểm tra, giám sát tình trạng bên trong, đảm

bảo an toàn và hiệu quả hoạt động của hệ thống. Các kỹ thuật can thiệp giếng, bao gồm cả can thiệp nhẹ và can thiệp nặng, được sử dụng để duy trì và tối ưu hóa sản lượng từ các giếng hiện có. Các phương pháp như coiled tubing và wireline cho phép thực hiện các tác vụ như làm sạch giếng, thay thế thiết bị và thu thập dữ liệu mà không cần giàn khoan lớn.

2.3.2. Y học

Tương tự, y học sử dụng các kỹ thuật can thiệp đa dạng để chẩn đoán, điều trị bệnh và sửa chữa các cấu trúc cơ thể. Thuốc (nội khoa) được sử dụng để điều trị nhiều loại bệnh từ nhiễm trùng đến các bệnh mãn tính. Phẫu thuật (ngoại khoa) bao gồm việc sử dụng các dụng cụ như dao mổ, kẹp, chỉ khâu,... để loại bỏ tổn thương hoặc sửa chữa các cấu trúc bị hỏng. Xạ trị sử dụng tia phóng xạ để tiêu diệt tế bào ung thư, trong khi hóa trị sử dụng hóa chất để tiêu diệt tế bào đích. Nội soi, sử dụng ống mềm hoặc cứng có gắn camera, cho phép bác sĩ quan sát và thực hiện các can thiệp tối thiểu (ví dụ: sinh thiết, cắt polyp) bên trong cơ thể. Các kỹ thuật can thiệp tim mạch, chẳng hạn như nong mạch vành và đặt stent, được sử dụng để điều trị các bệnh tim mạch bằng cách tiếp cận mạch máu qua các ống thông nhỏ.

2.3.3. Điểm chung

Cả 2 lĩnh vực đều cần các "công cụ" để tiếp cận sâu vào bên trong hệ thống, thực hiện chính xác các thao tác kỹ thuật phức tạp nhằm khai thác tài nguyên hoặc điều trị bệnh, thường ưu tiên các phương pháp ít xâm lấn để giảm thiểu tổn thương. Sự phát triển của các kỹ thuật xâm lấn tối thiểu là một xu hướng chung, với các công cụ và phương pháp ngày càng tinh vi được thiết kế để giảm thiểu tác động đến hệ thống và rút ngắn thời gian phục hồi.

2.4. Công nghệ cảm biến, giám sát và tự động hóa

Việc theo dõi liên tục và tự động hóa các quy trình là rất quan trọng trong cả 2 lĩnh vực.

2.4.1. Dầu khí

Ngành dầu khí sử dụng một mạng lưới dày đặc các cảm biến để giám sát liên tục các thông số quan trọng như áp suất, nhiệt độ, lưu lượng, độ rung,... trong giếng khoan, đường ống và các thiết bị trên bề mặt. Quá trình phát triển của cảm biến trong ngành dầu khí cho thấy sự tiến bộ từ các phương pháp giám sát thủ công đến việc áp dụng các cảm biến hỗ trợ IoT cho phép giám sát thời



Hình 4. Ứng dụng AI để phân tích dữ liệu và tối ưu hóa: Dự báo và tối ưu sản lượng khai thác trong dầu khí, và phân tích dữ liệu bệnh án, dự đoán sự tiến triển của bệnh trong y học.

gian thực, không dây và từ xa. Nhiều loại cảm biến khác nhau được sử dụng, bao gồm cảm biến khí để phát hiện rò rỉ độc hại và dễ cháy, cảm biến áp suất và nhiệt độ để theo dõi điều kiện giếng khoan, cảm biến sợi quang để đo nhiệt độ và áp suất phân bố dọc theo giếng khoan. Robot điều khiển từ xa (ROV) và các phương tiện tự hành dưới nước (AUV) được sử dụng rộng rãi cho công tác kiểm tra, bảo trì và sửa chữa dưới biển hoặc trong các môi trường nguy hiểm mà con người khó tiếp cận.

2.4.2. Y học

Y học cũng sử dụng nhiều loại cảm biến và thiết bị giám sát để theo dõi sức khỏe bệnh nhân. Các thiết bị đeo, như đồng hồ thông minh và thiết bị theo dõi thể dục thể thao, được trang bị cảm biến để đo nhịp tim, huyết áp, nồng độ oxy trong máu (SpO2) và các dấu hiệu sinh tồn khác. Các cảm biến y tế cấy ghép, như máy tạo nhịp tim và máy khử rung tim cấy ghép, theo dõi và điều chỉnh chức năng cơ thể một cách liên tục. Trong phẫu thuật, robot phẫu thuật hỗ trợ bác sĩ thực hiện các thao tác phức tạp với độ chính xác cao, đặc biệt là trong phẫu thuật ít xâm lấn. Các hệ thống giám sát bệnh nhân trong bệnh viện sử dụng nhiều loại cảm biến để theo dõi các dấu hiệu sinh tồn và cảnh báo nhân viên y tế về bất kỳ thay đổi bất thường nào.

2.4.3. Điểm chung

Cả 2 đều tận dụng IoT và công nghệ cảm biến để thu thập dữ liệu thời gian thực, giám sát tình trạng hệ thống và sử dụng robot/tự động hóa để thực hiện các nhiệm vụ đòi hỏi độ chính xác cao hoặc trong môi trường khó tiếp cận. Trong ngành dầu khí, việc giám sát liên tục giúp phát hiện sớm các vấn đề tiềm ẩn trong quá trình khai thác còn trong y học, cho phép theo dõi bệnh nhân từ xa và phát hiện sớm các dấu hiệu xấu đi. Việc sử dụng robot và tự động hóa giúp tăng cường an toàn và hiệu quả trong cả 2 lĩnh vực, cho phép thực hiện các nhiệm vụ nguy hiểm hoặc phức tạp mà con người khó hoặc không thể thực hiện được.

2.5. Công nghệ phân tích dữ liệu và trí tuệ nhân tạo (AI)

Lượng dữ liệu khổng lồ được tạo ra trong cả 2 ngành đòi hỏi các công cụ phân tích mạnh mẽ.

2.5.1. Dầu khí

Ngành dầu khí đã chứng kiến sự tăng trưởng theo cấp số nhân trong việc sử dụng AI và học máy (ML) để phân tích lượng dữ liệu khổng lồ được tạo ra từ các hoạt

động thăm dò, khoan và khai thác. AI và ML được sử dụng để phân tích dữ liệu địa chấn nhằm xác định các đặc điểm địa chất có khả năng chứa dầu khí, dự đoán sản lượng và trữ lượng dầu khí, tối ưu hóa kế hoạch khoan và hoàn thiện giếng, và dự đoán nhu cầu năng lượng cũng như giá cả thị trường. Các thuật toán AI còn được áp dụng để giám sát và tối ưu hóa hiệu suất của thiết bị, dự đoán nhu cầu bảo trì, giảm thời gian ngừng hoạt động. Ngoài ra, AI đang được sử dụng để quản lý chuỗi cung ứng, tối ưu hóa hậu cần và cải thiện an toàn trong các hoạt động dầu khí.

2.5.2. Y học

AI và ML đang cách mạng hóa nhiều khía cạnh của y học, từ chẩn đoán đến điều trị và quản lý bệnh tật. AI được sử dụng để phân tích hình ảnh y khoa như X-quang; CT và MRI để phát hiện các dấu hiệu của bệnh, bao gồm cả ung thư, với độ chính xác ngày càng cao. Các thuật toán ML được áp dụng để phân tích dữ liệu bệnh án, xác định các yếu tố rủi ro và dự đoán sự tiến triển của bệnh. AI cũng đang được sử dụng để phát triển các phương pháp điều trị cá nhân hóa dựa trên đặc điểm di truyền và dữ liệu bệnh sử của từng bệnh nhân. Ngoài ra, AI đang đẩy nhanh quá trình khám phá và phát triển thuốc mới bằng cách phân tích dữ liệu sinh học và dự đoán hiệu quả của các hợp chất tiềm năng.

2.5.3. Điểm chung

Cả 2 đều ứng dụng AI/ML và phân tích dữ liệu lớn (big data) để trích xuất thông tin hữu ích từ dữ liệu phức tạp, hỗ trợ ra quyết định, tối ưu hóa quy trình và dự báo các sự kiện trong tương lai. Trong ngành dầu khí, AI giúp các kỹ sư hiểu rõ hơn về các đặc điểm của mỏ dầu khí và tối ưu hóa quá trình khai thác, tương tự như cách AI giúp các bác sĩ đưa ra chẩn đoán chính xác hơn và lựa chọn phương pháp điều trị tốt nhất cho bệnh nhân. Khả năng phân tích lượng lớn dữ liệu và xác định các mẫu ẩn là một lợi thế chung của việc ứng dụng AI trong cả 2 lĩnh vực.

Dựa trên dữ liệu của hàng chục nghìn vỉa dầu đã khai thác, máy tính có thể học hỏi để tìm ra các vỉa dầu tương tự và tối ưu hóa quá trình khai thác chúng.

Tương tự, trong y học, dựa trên hồ sơ, bệnh án của hàng trăm nghìn bệnh nhân đã được xác định bệnh và điều trị thành công, máy tính có thể học hỏi chẩn đoán bệnh nhanh hơn, chính xác hơn và đề ra phác đồ điều trị hiệu quả hơn.

2.6. Công nghệ vật liệu tiên tiến

Môi trường hoạt động khắc nghiệt đòi hỏi các vật liệu đặc biệt.

2.6.1. Dầu khí

Ngành dầu khí đòi hỏi các vật liệu có khả năng chịu được nhiệt độ cao, áp suất lớn và môi trường ăn mòn hóa học mạnh trong lòng đất và dưới biển. Các nhà khoa học và kỹ sư đã phát triển các loại hợp kim đặc biệt, vật liệu composite và lớp phủ bảo vệ để đáp ứng những yêu cầu khắt khe này. Ví dụ, các hợp kim chịu nhiệt và áp suất cao được sử dụng trong các thiết bị khoan và khai thác ở độ sâu lớn, trong khi các vật liệu chống ăn mòn được sử dụng trong đường ống và các thiết bị tiếp xúc với môi trường biển hoặc các chất hóa học khắc nghiệt. Nghiên cứu và phát triển vật liệu tiên tiến tiếp tục là một lĩnh vực quan trọng trong ngành dầu khí, với mục tiêu tạo ra các vật liệu bền hơn, nhẹ hơn và có hiệu suất cao hơn để đáp ứng những thách thức ngày càng tăng trong việc khai thác tài nguyên năng lượng.

2.6.2. Y học

Y học cũng cần đến các vật liệu tiên tiến để chế tạo các thiết bị y tế chuyên dụng và sử dụng an toàn và hiệu quả cho cấy ghép. Các vật liệu sinh học tương thích được sử dụng cho cấy ghép như khớp nhân tạo và van tim phải có độ bền cao, khả năng chịu mài mòn tốt và không gây phản ứng phụ trong cơ thể. Các polymer sinh học được sử dụng trong hệ thống dẫn thuốc phải có khả năng phân hủy sinh học một cách có kiểm soát để giải phóng thuốc theo thời gian. Nghiên cứu về vật liệu tiên tiến trong y học tập trung vào việc tạo ra các vật liệu có khả năng tương tác tích cực với các mô và tế bào, thúc đẩy quá trình lành vết thương và tái tạo mô.

2.6.3. Điểm chung

Cả 2 lĩnh vực đều thúc đẩy giới hạn của khoa học vật liệu để tạo ra các sản phẩm đáp ứng yêu cầu khắt khe về độ bền, tính tương thích và an toàn trong môi trường hoạt động đặc thù; đều cần vật liệu có khả năng chịu được các điều kiện khắc nghiệt, mặc dù bản chất của sự khắc nghiệt này khác nhau (nhiệt độ và áp suất cực cao trong lòng đất so với môi trường sinh học phức tạp của cơ thể người). Sự phát triển của vật liệu composite và nanocoating đã mang lại những tiến bộ đáng kể trong cả 2 lĩnh vực, cho phép tạo ra các sản phẩm có hiệu suất cao hơn và tuổi thọ dài hơn.

2.7. Quản lý rủi ro và an toàn

Cả 2 lĩnh vực này đều có tính rủi ro cao và yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn.

2.7.1. Dầu khí

An toàn là ưu tiên hàng đầu trong ngành dầu khí, nơi các hoạt động như khoan, khai thác và vận chuyển hydrocarbon tiềm ẩn nhiều nguy cơ cháy nổ, tràn dầu và tai nạn lao động. Các công ty dầu khí áp dụng các quy trình quản lý rủi ro nghiêm ngặt, bao gồm đánh giá rủi ro, xác định các mối nguy hiểm tiềm ẩn và thực hiện các biện pháp phòng ngừa để giảm thiểu nguy cơ xảy ra sự cố. Các kế hoạch ứng phó sự cố được xây dựng cùng với các đội ứng phó được đào tạo chuyên nghiệp và trang bị đầy đủ để phản ứng, xử lý hiệu quả các tình huống khẩn cấp như tràn dầu hoặc rò rỉ khí. Công nghệ đóng vai trò quan trọng trong việc nâng cao an toàn, với việc sử dụng các hệ thống giám sát tiên tiến, cảm biến phát hiện rò rỉ và các thiết bị an toàn tự động.

2.7.2. Y học

An toàn của bệnh nhân là ưu tiên hàng đầu và là nguyên tắc tối thượng trong mọi hoạt động của ngành y tế, nơi các sai sót y khoa, nhiễm trùng bệnh viện và các biến chứng liên quan đến điều trị có thể gây ra hậu quả nghiêm trọng. Các bệnh viện và cơ sở y tế thực hiện các quy trình nghiêm ngặt để quản lý rủi ro và đảm bảo an toàn cho bệnh nhân, bao gồm kiểm soát nhiễm khuẩn, xác minh danh tính bệnh nhân, quản lý thuốc an toàn và các giao thức phẫu thuật an toàn. Hệ thống báo cáo sự cố được sử dụng để theo dõi và phân tích các sai sót y khoa, từ đó rút ra bài học kinh nghiệm và cải thiện quy trình. Công nghệ đóng vai trò ngày càng quan trọng trong việc nâng cao an toàn cho bệnh nhân, với việc sử dụng hồ sơ bệnh án điện tử, hệ thống cảnh báo thuốc và các công cụ hỗ trợ quyết định lâm sàng giúp giảm thiểu rủi ro xảy ra sai sót.

2.7.3. Điểm chung

Dầu khí và y tế đều phải xây dựng văn hóa an toàn, áp dụng các quy trình quản lý rủi ro chặt chẽ, đào tạo nhân lực và chuẩn bị phương án xử lý khủng hoảng để bảo vệ con người và môi trường. Cả 2 ngành đều nhận thức được tầm quan trọng của việc phòng ngừa và giảm thiểu rủi ro, và đều đầu tư đáng kể vào các hệ thống và quy trình an toàn. Kinh nghiệm quản lý rủi ro và an toàn trong môi trường nguy cơ cao của ngành dầu khí có thể cung cấp những bài học giá trị cho ngành y tế, đặc biệt trong các

lĩnh vực như quản lý sự cố y khoa và an toàn người bệnh. Ngược lại, sự tập trung của ngành y tế vào yếu tố con người và giảm thiểu sai sót có thể cung cấp những hiểu biết hữu ích cho ngành dầu khí trong việc cải thiện văn hóa an toàn và hiệu suất làm việc của nhân viên.

Cả 2 lĩnh vực đều sử dụng khái niệm xác suất thành công khi thực hiện một biện pháp can thiệp nào đó.

3. Nguồn gốc tương đồng và tiềm năng hợp tác

Sự tương đồng về công nghệ giữa dầu khí và y học không phải là ngẫu nhiên. Chúng bắt nguồn từ những thách thức và nguyên tắc chung:

- Tính hệ thống phức tạp và cá biệt cao: Cả 2 đều làm việc với các hệ thống cực kỳ phức tạp, đa yếu tố và khó dự đoán (hệ thống địa chất/mỏ dầu và cơ thể con người). Cả trái đất và cơ thể con người đều là những hệ thống phức tạp với vô số thành phần tương tác, đòi hỏi sự hiểu biết sâu sắc và các phương pháp tiếp cận đa ngành để có thể nghiên cứu và tác động một cách hiệu quả. Không có 2 mô dầu cũng như 2 con người hoàn toàn giống nhau.

- Nhu cầu "nhìn" không xâm lấn: Trước khi can thiệp, cả 2 cần các phương pháp chẩn đoán, khảo sát không xâm lấn để hiểu rõ cấu trúc và tình trạng bên trong. Việc "nhìn" vào bên trong mà không gây tổn thương hoặc xáo trộn hệ thống là rất quan trọng để đảm bảo an toàn và hiệu quả của các bước tiếp theo, cho dù đó là thăm dò dầu khí hay chẩn đoán bệnh.

- Đòi hỏi công nghệ cao: Việc tiếp cận, tác động và quản lý các hệ thống này đòi hỏi các giải pháp kỹ thuật, vật liệu và phương pháp phân tích tiên tiến. Để giải quyết những thách thức phức tạp, cả 2 ngành đều phải dựa vào những tiến bộ khoa học và kỹ thuật mới nhất, từ công nghệ hình ảnh đến công cụ can thiệp và hệ thống giám sát.

- Tính liên ngành: Cả 2 đều cần sự kết hợp kiến thức từ nhiều lĩnh vực khoa học cơ bản và ứng dụng (vật lý, hóa học, sinh học, toán học, tin học, kỹ thuật). Không một ngành nào có thể hoạt động độc lập; sự hợp tác và trao đổi kiến thức giữa các chuyên gia từ các lĩnh vực khác nhau là điều cần thiết để đạt được những tiến bộ đáng kể.

Chính những điểm chung này tạo ra một nền tảng vững chắc cho sự hợp tác và ứng dụng chéo công nghệ:

- Chia sẻ công nghệ trực tiếp: Công nghệ hình ảnh 3D/4D từ dầu khí có thể nâng cao độ chính xác trong phẫu thuật nội soi. Vật liệu chịu nhiệt, chịu ăn mòn của dầu khí có thể được điều chỉnh cho các ứng dụng cấy ghép y tế

tiên tiến. Công nghệ cảm biến siêu nhỏ, bền bỉ được sử dụng trong giếng khoan có thể truyền cảm hứng cho việc phát triển các thiết bị theo dõi sức khỏe thể hệ mới. Ví dụ, các kỹ thuật hình ảnh địa chấn tiên tiến có thể được điều chỉnh để cung cấp hình ảnh chi tiết hơn trong phẫu thuật nội soi, giúp bác sĩ phẫu thuật định hướng tốt hơn và giảm tổn thương cho bệnh nhân. Tương tự, các vật liệu được phát triển cho ngành dầu khí để chịu được môi trường khắc nghiệt có thể được điều chỉnh để sử dụng trong các ứng dụng y tế, chẳng hạn như các vật liệu cấy ghép có tuổi thọ cao hơn và tương thích sinh học tốt hơn.

- Trao đổi kiến thức và phương pháp: Kinh nghiệm quản lý rủi ro và an toàn trong môi trường nguy cơ cao của ngành dầu khí có thể cung cấp bài học giá trị cho ngành y tế. Các phương pháp phân tích dữ liệu lớn và mô hình hóa phức tạp từ dầu khí có thể giúp y học xử lý hiệu quả hơn kho dữ liệu y tế khổng lồ. Ví dụ, ngành dầu khí đã phát triển các hệ thống quản lý rủi ro phức tạp để đối phó với các sự cố như tràn dầu và nổ giàn khoan. Những kinh nghiệm này có thể được áp dụng trong ngành y tế để cải thiện các quy trình an toàn và giảm thiểu rủi ro sai sót y khoa. Hơn nữa, các kỹ thuật phân tích dữ liệu lớn và mô hình hóa được sử dụng trong ngành dầu khí để dự đoán trữ lượng dầu và tối ưu hóa sản xuất có thể được điều chỉnh để phân tích dữ liệu bệnh nhân và dự đoán nguy cơ mắc bệnh hoặc hiệu quả điều trị.

Vai trò đột phá của trí tuệ nhân tạo (AI)

AI đang nổi lên như một chất xúc tác mạnh mẽ, thúc đẩy sự hội tụ và hợp tác giữa 2 lĩnh vực:

- Trong dầu khí: AI tối ưu hóa từ thăm dò (phân tích địa chấn, dự báo tiềm năng) đến khai thác (tối ưu hóa sản lượng, bảo trì dự đoán thiết bị), phát triển vật liệu mới (xúc tác, hóa phẩm), quản lý an toàn môi trường và chuỗi cung ứng. AI giúp phân tích dữ liệu địa chấn phức tạp để xác định các khu vực có khả năng chứa dầu khí cao hơn, tối ưu hóa các quy trình khoan để giảm chi phí và thời gian, dự đoán khi nào thiết bị cần bảo trì để tránh ngừng hoạt động đột ngột, quản lý các rủi ro về an toàn và môi trường hiệu quả hơn. Công nghệ bản sao số (digital twin) đang được ứng dụng cho phép các công ty dầu khí tạo ra các mô hình ảo của tài sản vật lý, chẳng hạn như giàn khoan hoặc nhà máy lọc dầu, để mô phỏng các hoạt động, dự đoán các vấn đề tiềm ẩn và tối ưu hóa hiệu suất.

- Trong y học: AI cách mạng hóa chẩn đoán hình ảnh, đẩy nhanh quá trình phát triển thuốc, hỗ trợ cá nhân hóa điều trị, quản lý hồ sơ sức khỏe và giám sát dịch tễ. AI

đang được sử dụng để phân tích hình ảnh y khoa với độ chính xác cao hơn con người trong một số trường hợp, giúp phát hiện sớm các bệnh như ung thư. AI cũng đang được sử dụng để phân tích dữ liệu bệnh nhân và xác định các phương pháp điều trị có khả năng thành công cao nhất cho từng cá nhân. AI có thể giúp các nhà khoa học xác định các mục tiêu thuốc mới và dự đoán cách các loại thuốc khác nhau sẽ tương tác với cơ thể. Nó cũng có thể giúp quản lý và phân tích lượng lớn dữ liệu hồ sơ sức khỏe để cải thiện việc chăm sóc bệnh nhân và theo dõi sự lây lan của dịch bệnh.

- Sức mạnh tổng hợp: Các thuật toán AI, mô hình học máy và kỹ thuật xử lý ngôn ngữ tự nhiên có thể được chia sẻ và điều chỉnh giữa 2 ngành. Ví dụ, mô hình phân tích ảnh địa chấn có thể được tinh chỉnh để phân tích ảnh y khoa và ngược lại. Việc chia sẻ này giúp tiết kiệm chi phí R&D, tăng tốc độ đổi mới và nâng cao độ chính xác của các ứng dụng AI trong cả 2 lĩnh vực. Các thuật toán AI được phát triển để phân tích dữ liệu địa chấn, chẳng hạn, có thể được điều chỉnh để phân tích hình ảnh y khoa và ngược lại. Sự hợp tác này có thể giúp giảm chi phí nghiên cứu và phát triển, đồng thời đẩy nhanh quá trình đổi mới và cải thiện độ chính xác của các ứng dụng AI trong cả 2 ngành.

4. Kết luận

Bài báo đã làm rõ những điểm tương đồng sâu sắc và đáng chú ý về mặt công nghệ giữa ngành dầu khí và y học, từ khâu thăm dò/chẩn đoán đến khai thác/điều trị và quản lý hệ thống. Sự tương đồng này không chỉ là sự trùng hợp mà phản ánh những nguyên tắc khoa học kỹ thuật chung trong việc tiếp cận và giải quyết các vấn đề của những hệ thống phức tạp, mà về bản chất, cả trái đất và con người đều là sản phẩm hoàn hảo, tuyệt tác và độc nhất của tạo hóa. Việc khám phá và khai thác dầu khí đòi hỏi sự hiểu biết sâu sắc về cấu trúc và động lực của trái đất, tương tự như việc y học đòi hỏi sự hiểu biết về cơ thể con người để chẩn đoán và điều trị bệnh tật.

Trong kỷ nguyên số, với sự phát triển vũ bão của trí tuệ nhân tạo, khoa học dữ liệu và các mô hình đổi mới sáng tạo mở, sự giao thoa và tiềm năng hợp tác giữa 2 lĩnh vực này ngày càng trở nên rõ rệt. Việc nhận thức và khai thác hiệu quả những điểm tương đồng này sẽ là chìa khóa để thúc đẩy đổi mới sáng tạo, tạo ra các giải pháp công nghệ đột phá, góp phần quan trọng vào sự phát triển bền vững của cả ngành năng lượng và chăm sóc sức khỏe trong tương lai. Sự hợp tác liên ngành không chỉ giúp tiết kiệm chi phí và thời gian trong nghiên cứu và phát triển

mà còn có thể dẫn đến những khám phá và ứng dụng mới mà trước đây chưa từng được nghĩ đến.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn GS.TS.BS. Thầy thuốc Nhân dân Lê Ngọc Thành - Hiệu trưởng Đại học Y dược, Đại học Quốc gia Hà Nội và GS.BS. Đặng Văn Dương - Trưởng Bộ môn Bệnh học, Đại học Y dược, Đại học Quốc gia Hà Nội, Nguyên Giám đốc Trung tâm Giải phẫu bệnh, Bệnh viện Bạch Mai đã có những ý kiến đóng góp quý báu trong quá trình soạn thảo bài báo này.

Tài liệu tham khảo

- [1] ExxonMobil, "Discovering hidden hydrocarbons: Using seismic-imaging technology to map formations far below the earth's surface", 2018. [Online]. Available: <https://corporate.exxonmobil.com/who-we-are/technology-and-collaborations/energy-technologies/exploration-technology/discovering-hidden-hydrocarbons-using-seismic-imaging-technology-to-map-formations>.
- [2] SPE, "History of petroleum technology". [Online]. Available: <https://www.spe.org/en/industry/history/timeline/>.
- [3] Science Learning Hub, "Developments in medical imaging – timeline". [Online]. Available: <https://www.sciencelearn.org.nz/resources/1906-developments-in-medical-imaging-timeline>.
- [4] Surgical Holdings, "The history of surgical instruments", 2023. [Online]. Available: <https://www.surgicalholdings.co.uk/history-of-surgical-instruments.html>.
- [5] Sarah Moore, "The oil and gas robots market: Trends and growth opportunities", 2023. [Online]. Available: <https://www.azorobotics.com/Article.aspx?ArticleID=656>.
- [6] Mehdi Mohammadpoor and Farshid Torabi, "Big data analytics in oil and gas industry: An emerging trend", *Petroleum*, Volume 6, Issue 4, pp. 321 - 328, 2020. DOI: 10.1016/j.petlm.2018.11.001.
- [7] Abhay Paroha, "From data to discovery: AI's revolutionary impact on upstream oil and gas transformation", 2024. [Online]. Available: <https://www.computer.org/publications/tech-news/trends/ai-impact-on-oil-and-gas/>.
- [8] John Olusegun, "Historical overview of data

analytics in the medical field", 2024.

[9] John Olusegun, "Historical perspectives and advances in medical data analytics", 2024.

[10] Keronite, "How innovative surface technologies are supporting new challenges in oil and gas", 2021.

[11] Lacey D. Douglas, Natalia Rivera-Gonzalez, Nicholas Cool, Aayushi Bajpayee, Malsha Udayakantha, Guan-Wen Liu, Anita, and Sarbajit Banerjee, "A materials science perspective of midstream challenges in the

utilization of heavy crude oil", *ACS Omega*, Volume 7, Issue 2, pp. 1547 - 1574, 2022. DOI: 10.1021/acsomega.1c06399.

[12] Mohan Edirisinghe, Merve Gultekinoglu, and Jubair Ahmed, *Biomaterials - Innovation for world healthcare*. European Academy of Sciences, 2024.

[13] Maria Vallet-Regí, "Evolution of biomaterials", *Frontiers in Materials*, Volume 9, 2022. DOI: 10.3389/fmats.2022.864016.

PETROLEUM AND MEDICAL TECHNOLOGIES: COLLABORATION POTENTIAL AND CROSS-INDUSTRY APPLICATIONS

Phan Ngoc Trung^{1,2}, Dang Thanh Tung³

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI)

¹Vietnam Petroleum Association (VPA)

³Vietnam National Industry - Energy Group (Petrovietnam)

Email: tungdt@pvn.vn

Summary

This paper analyzes the technological similarities between the oil and gas and medical industries. Although these two fields pursue different purposes, one supplying energy and the other caring for human health, they both rely on advanced technologies to explore, intervene in, and manage complex systems. These similarities are evident across various aspects, including: non-invasive imaging technologies (3D/4D seismic and ultrasound/MRI/CT), sampling techniques for characterization (core drilling and biopsy), minimally invasive intervention tools (directional drilling and endoscopic surgery), sensor and automation technology (ROVs and surgical robots), the application of advanced materials for harsh environments, and stringent risk and safety management protocols.

The paper particularly emphasizes the role of big data analytics and artificial intelligence (AI) as important catalysts, optimizing processes from reservoir forecasting and production optimization to disease diagnosis in medicine. Recognizing these technological convergence points of the two fields opens up potential for interdisciplinary collaboration, promoting innovation to create breakthrough developments for both the energy and medical sectors.

Key words: Oil and gas technology, medical technology, cross-application, artificial intelligence (AI), imaging technology, data analysis, advanced materials, risk management.

ĐẦU TƯ NĂNG LƯỢNG TOÀN CẦU NĂM 2025

Bất chấp căng thẳng địa chính trị gia tăng, đầu tư vào lĩnh vực năng lượng toàn cầu được Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) [1] dự báo sẽ tăng lên 3,3 nghìn tỷ USD trong năm 2025, tăng 2% so với năm 2024. Trong đó, đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo, điện hạt nhân, lưới điện, lưu trữ năng lượng, nhiên liệu phát thải thấp, hiệu quả năng lượng và điện hóa chiếm khoảng 2,2 nghìn tỷ USD, gấp đôi so với mức 1,1 nghìn tỷ USD đầu tư vào năng lượng hóa thạch.

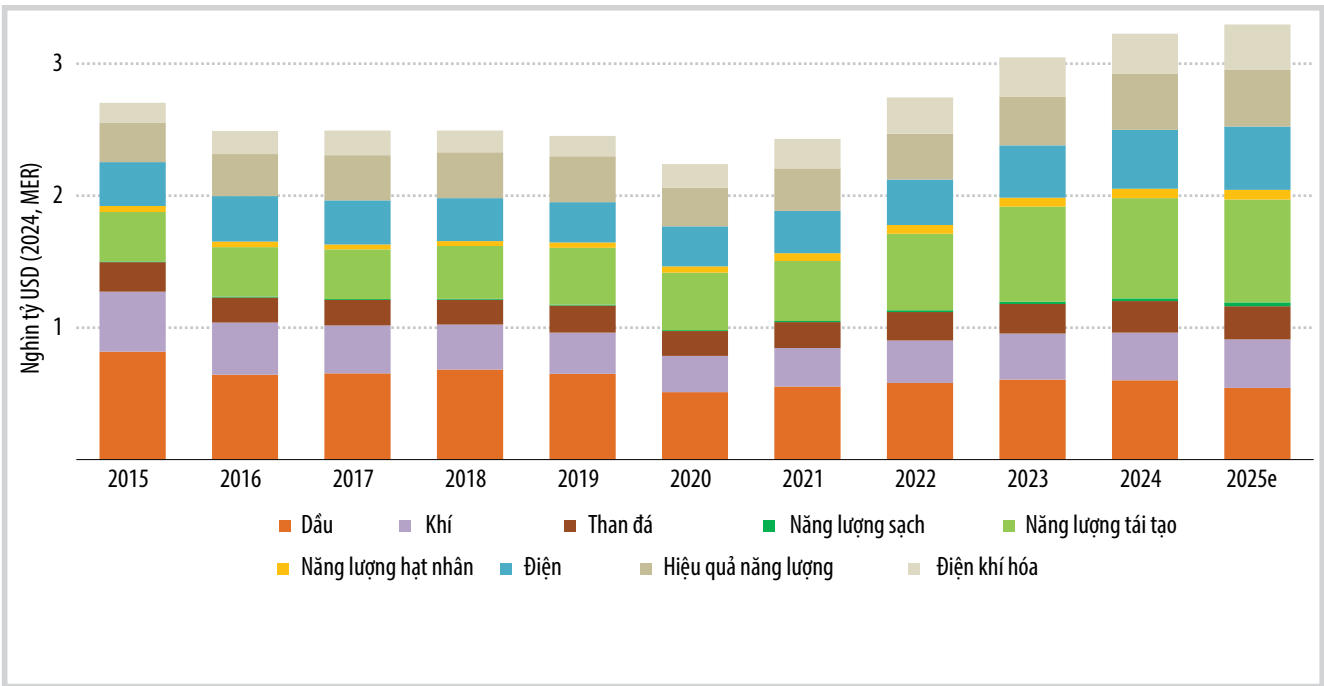
Xu hướng đầu tư đang dịch chuyển mạnh mẽ trong “Kỷ nguyên điện” do nhu cầu điện tăng nhanh cho các lĩnh vực công nghiệp, giao thông, trung tâm dữ liệu và trí tuệ nhân tạo (AI). Cách đây 10 năm, đầu tư vào nhiên liệu hóa thạch cao hơn 30% so với đầu tư cho phát điện, lưới điện và lưu trữ. Tuy nhiên, IEA cho rằng hiện nay vị thế này đã đảo ngược. Đầu tư vào lĩnh vực điện năm 2025 dự kiến đạt 1,5 nghìn tỷ USD, cao hơn khoảng 50% so với tổng đầu tư vào lĩnh vực dầu mỏ, khí tự nhiên và than đá (Hình 1, 2) [1].

Đầu tư vào năng lượng mặt trời dự kiến đạt 450 tỷ USD trong năm 2025 (Hình 3). Đầu tư cho pin lưu trữ dự kiến đạt 66 tỷ USD trong năm nay. Đầu tư vào năng lượng hạt nhân đã tăng 50% trong 5 năm qua với việc phê duyệt các dự án nhà máy điện khí mới đang gia tăng. Đầu tư cho

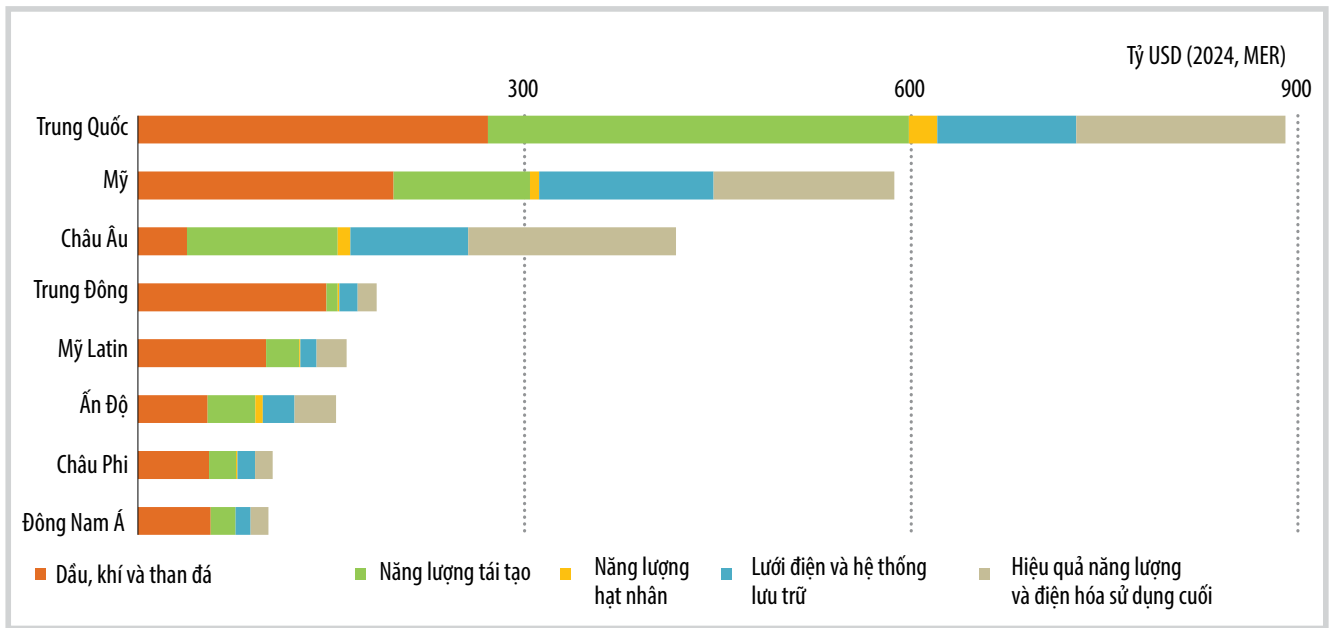
các dự án điện hạt nhân mới và cải tạo dự kiến vượt 70 tỷ USD, và có triển vọng tăng trưởng hơn nữa nhờ sự phát triển của các công nghệ mới như lò phản ứng module nhỏ.

Đầu tư vào nhiên liệu phát thải thấp dự kiến đạt gần 30 tỷ USD trong năm 2025, tuy nhiên dễ bị tác động bởi chính sách của quốc gia. Nếu các dự án thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) tiến triển, thì đầu tư vào CCUS sẽ tăng gấp hơn 10 lần vào năm 2027 so với mức hiện tại. Tổng đầu tư vào các dự án hydrogen được phê duyệt tăng gần gấp đôi so với năm 2024 lên khoảng 8 tỷ USD trong năm 2025.

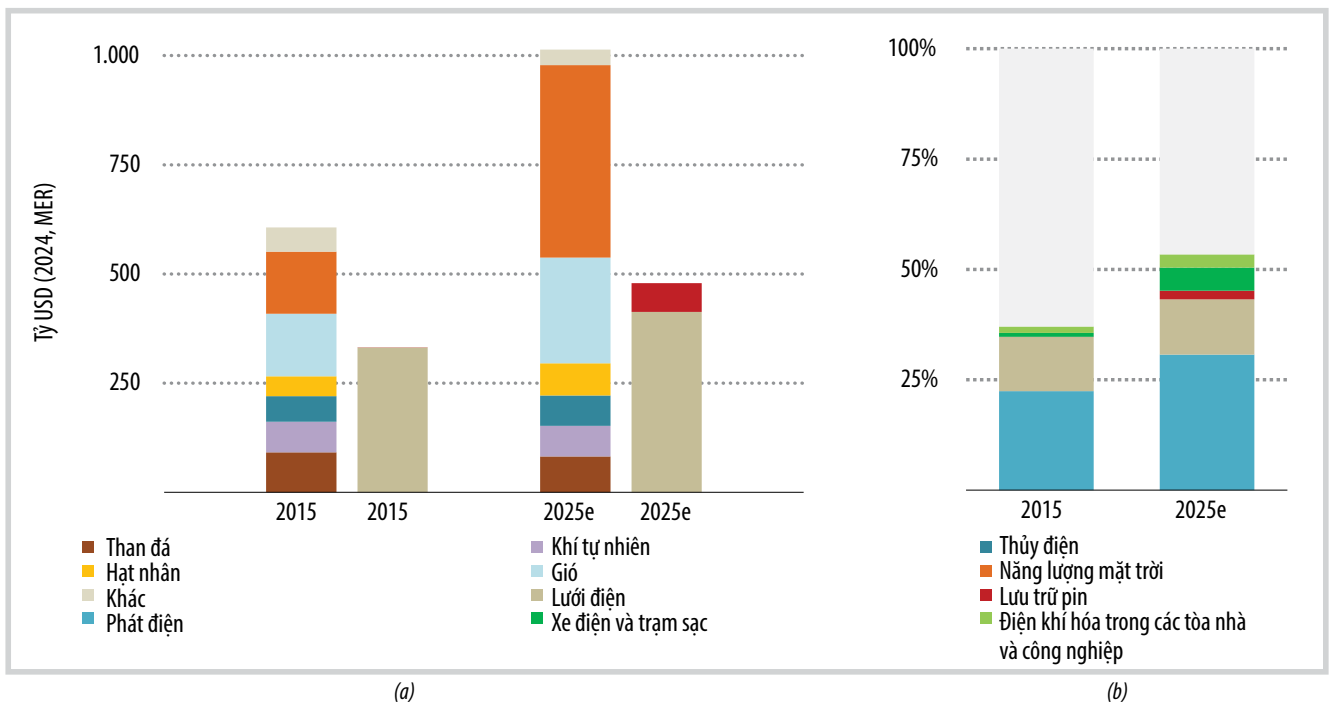
Đầu tư vào các dự án nhiên liệu hóa thạch dự kiến đạt 1 nghìn tỷ USD trong năm 2025, thấp hơn khoảng 2% so với năm 2024. Giá dầu biến động lớn, chi phí vận hành



Hình 1. Dự báo đầu tư vào lĩnh vực năng lượng trong giai đoạn 2015 - 2025 [1].



Hình 2. Đầu tư vào lĩnh vực năng lượng theo quốc gia và khu vực [1].



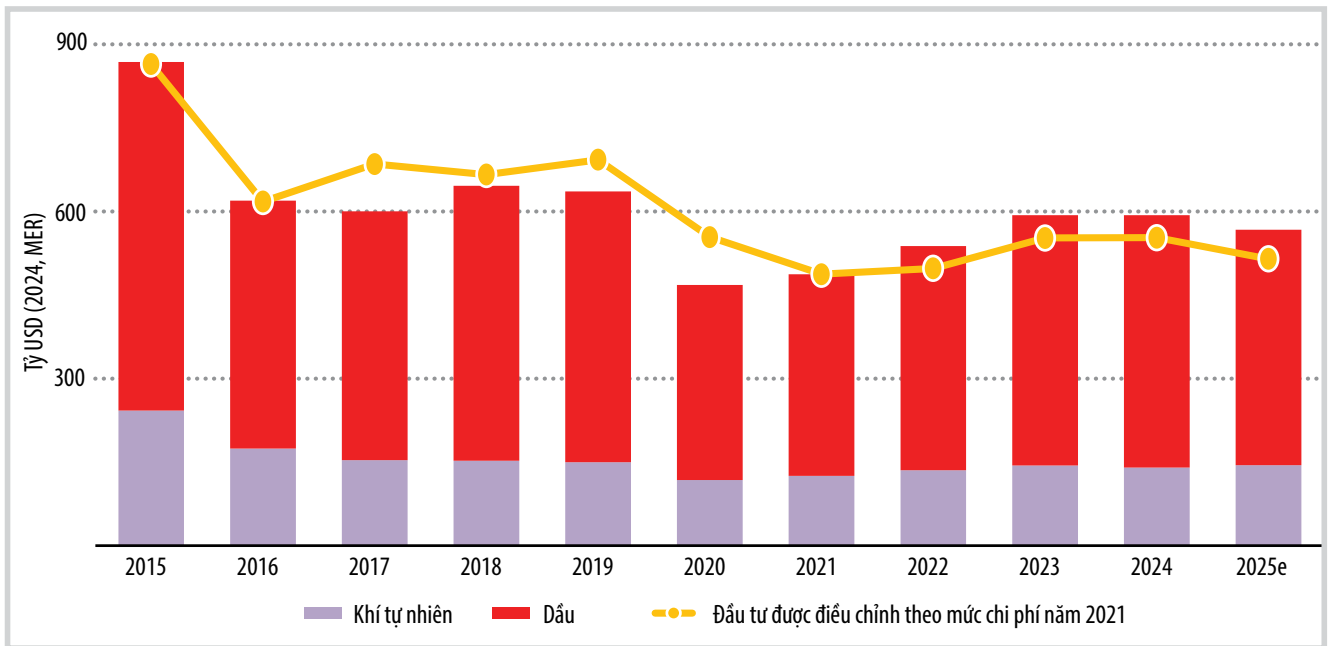
Hình 3. Đầu tư vào lĩnh vực điện (a) và tỷ trọng tổng đầu tư năng lượng vào điện khí hóa (b) [1].

tăng, tác động của thuế quan và lo ngại về việc dư thừa nguồn cung đã khiến nhiều doanh nghiệp điều chỉnh kế hoạch đầu tư vào lĩnh vực này.

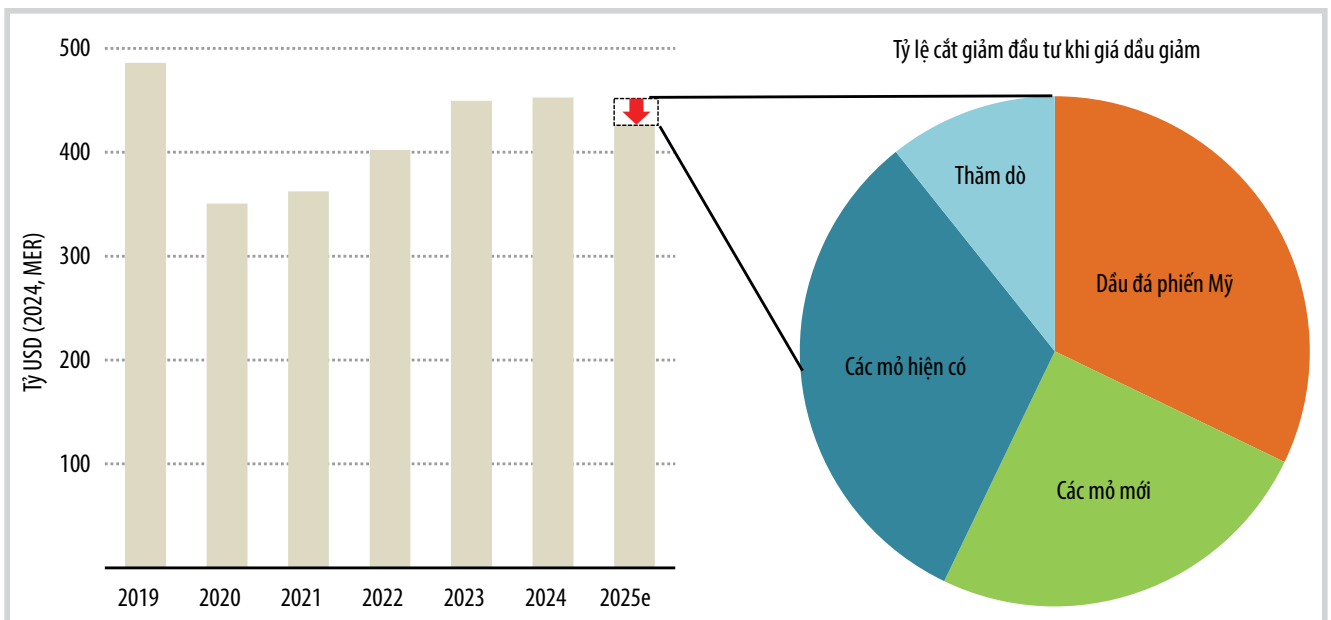
Giá dầu và nhu cầu dầu thấp hơn kỳ vọng khiến đầu tư vào lĩnh vực dầu khí có thể giảm 4% xuống dưới 570 tỷ USD trong năm 2025 (Hình 4). Đây là năm đầu tiên đầu tư vào lĩnh vực này sụt giảm kể từ khi bị suy thoái do ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 (2020) và là mức giảm lớn nhất kể từ năm 2016. Sự sụt giảm đầu tư vào lĩnh vực này xuất phát từ việc đầu tư vào các dự án đầu

dự kiến giảm hơn 6%, trong khi đầu tư vào các dự án khí được dự báo chỉ tăng nhẹ. Điều này phản ánh xu hướng dịch chuyển danh mục đầu tư của các doanh nghiệp từ dầu sang khí.

Đầu tư cho thăm dò và phát triển các dự án dầu khí mới đang ở mức thấp hơn đáng kể so với 10 năm trước. Thăm dò có khả năng duy trì ở mức đầu tư tương đối ổn định trong năm 2025 ở khoảng 50 tỷ USD, mặc dù có thể bị cắt giảm nếu giá dầu có xu hướng giảm thêm (Hình 5). Khoảng 25% tổng đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn trong năm



Hình 4. Đầu tư vào lĩnh vực dầu khí thượng nguồn trong giai đoạn 2015 - 2025 [1].



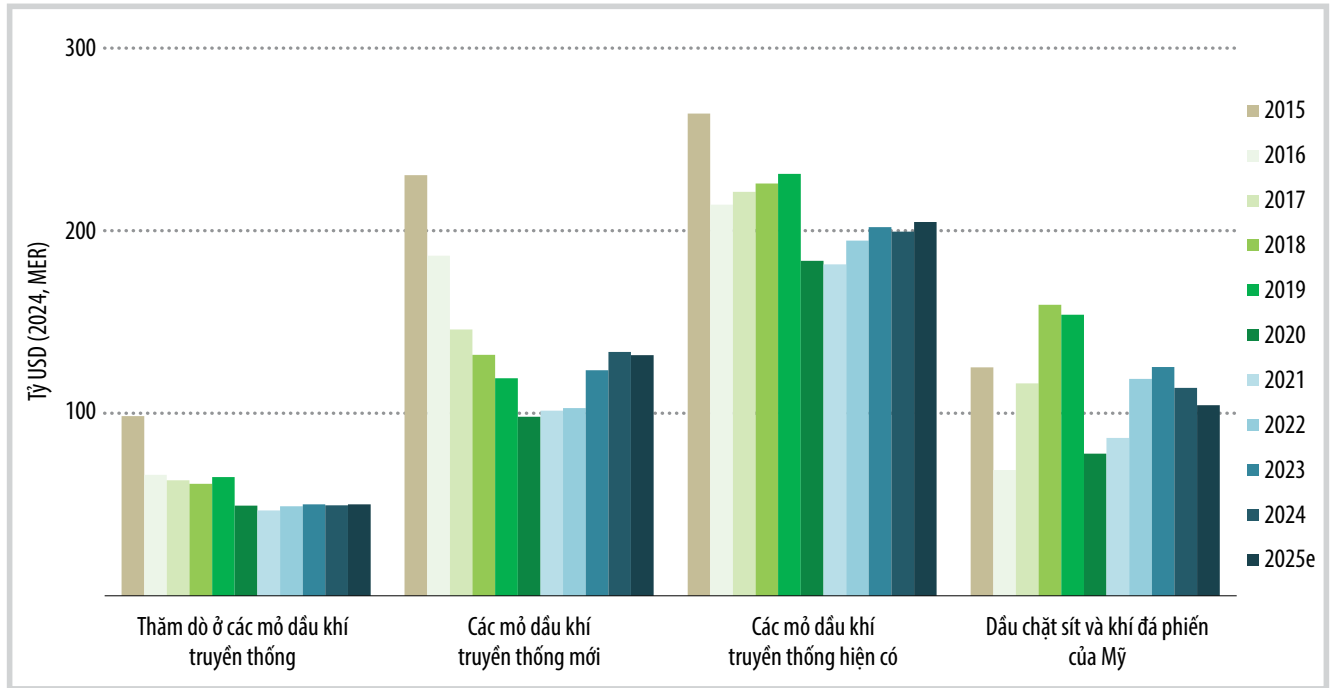
Hình 5. Đầu tư vào lĩnh vực dầu khí thượng nguồn đến năm 2025 [1].

2025 dự kiến dành cho các mỏ mới, tương tự năm 2024. Việc phê duyệt quyết định đầu tư cuối cùng cho các mỏ mới có thể giảm trong năm 2025 khi các nhà điều hành chờ đợi những tín hiệu rõ ràng hơn về triển vọng kinh tế và thị trường dầu mỏ. Gần 40% tổng đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn dành cho việc tối ưu sản xuất (hoặc làm chậm suy giảm sản lượng) tại các mỏ hiện có, vì những khoản đầu tư này thường mang lại lợi nhuận nhanh hơn với ít rủi ro hơn.

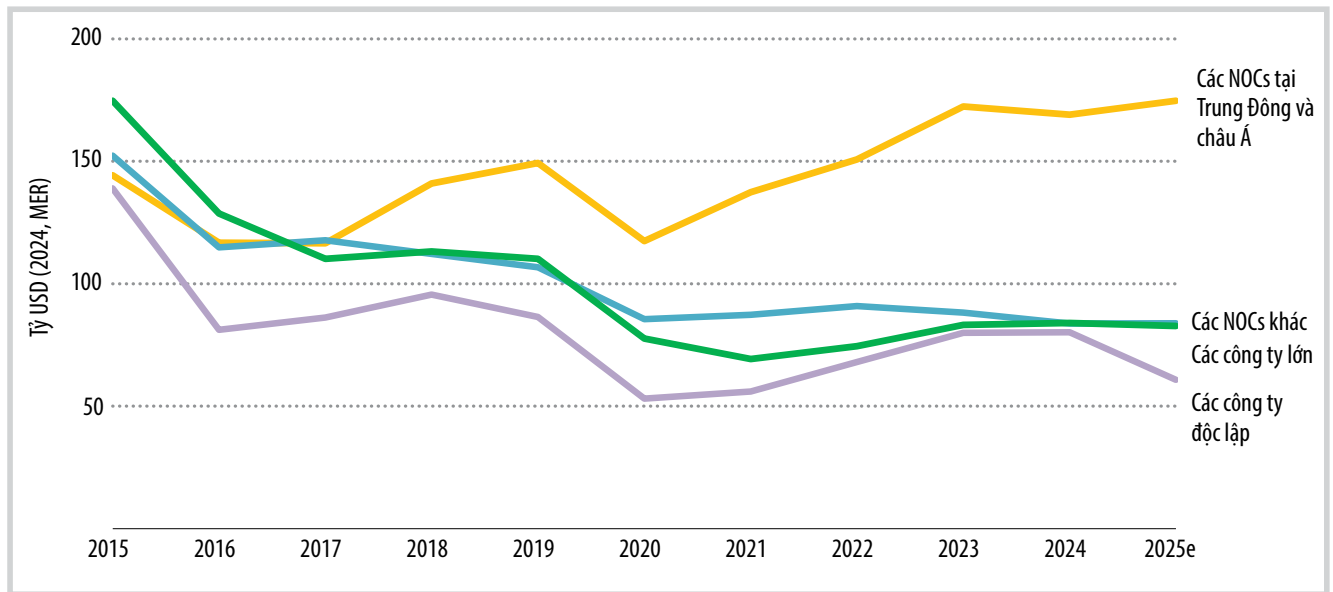
Chi phí trong lĩnh vực thượng nguồn được dự báo tăng 3% trong năm 2025. Trong đó, chi phí cho phát triển các dự án phi truyền thống trên bờ của Mỹ dự kiến tăng

2% trong năm 2025. Nếu điều chỉnh đầu tư thượng nguồn theo lạm phát chi phí, thì hoạt động đầu tư dự kiến giảm khoảng 8% trong năm 2025.

Dầu đá phiến và khí đá phiến của Mỹ chiếm khoảng 15% tổng đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn toàn cầu và đây là khu vực dễ bị ảnh hưởng nhất từ biến động giá dầu (Hình 6). IEA dự kiến đầu tư vào dầu khí đá phiến sẽ giảm 10% trong năm 2025. Làn sóng M&A và cải tiến công nghệ liên tục giúp tiết giảm chi phí, do đó dự báo sản xuất vẫn tăng trưởng trong năm 2025 bất chấp sự sụt giảm vốn đầu tư. Diamondback Energy hoạt động tại bể Permian đã



Hình 6. Đầu tư vào lĩnh vực dầu khí thượng nguồn theo hoạt động và loại mô trong giai đoạn 2015 - 2025 [1].



Hình 7. Đầu tư vào lĩnh vực dầu khí thượng nguồn theo loại hình doanh nghiệp trong giai đoạn 2015 - 2025 [1].

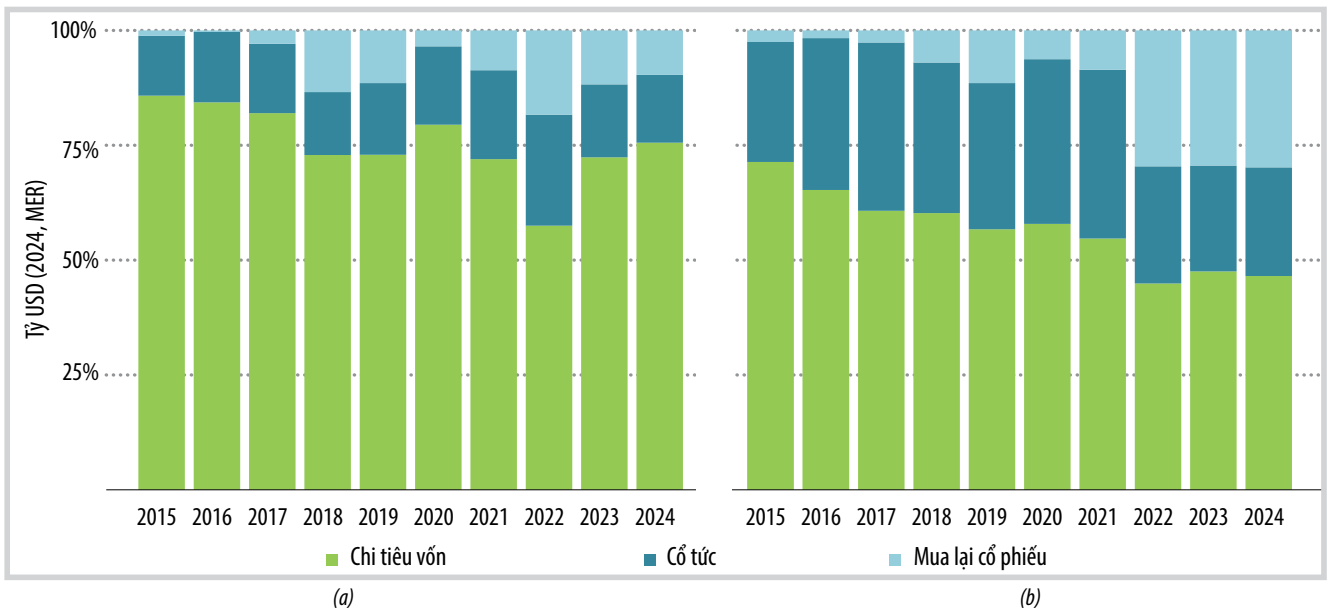
đầu tư gần 1 tỷ USD trong Quý I, tương ứng gần 30% kế hoạch đầu tư cả năm 2025 (3,5 tỷ USD).

Tỷ trọng đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn của các công ty dầu khí quốc gia (NOCs) khu vực Trung Đông dự kiến sẽ vượt 20% trong năm 2025, cao gấp đôi so với 10 năm trước (Hình 7). Phần lớn khoản đầu tư này nhằm mở rộng các dự án khí tự nhiên, bao gồm mỏ Jafurah ở Saudi Arabia, các mỏ khí cung cấp LNG Rub Al-Khali ở UAE, và các dự án phát triển North Field ở Qatar.

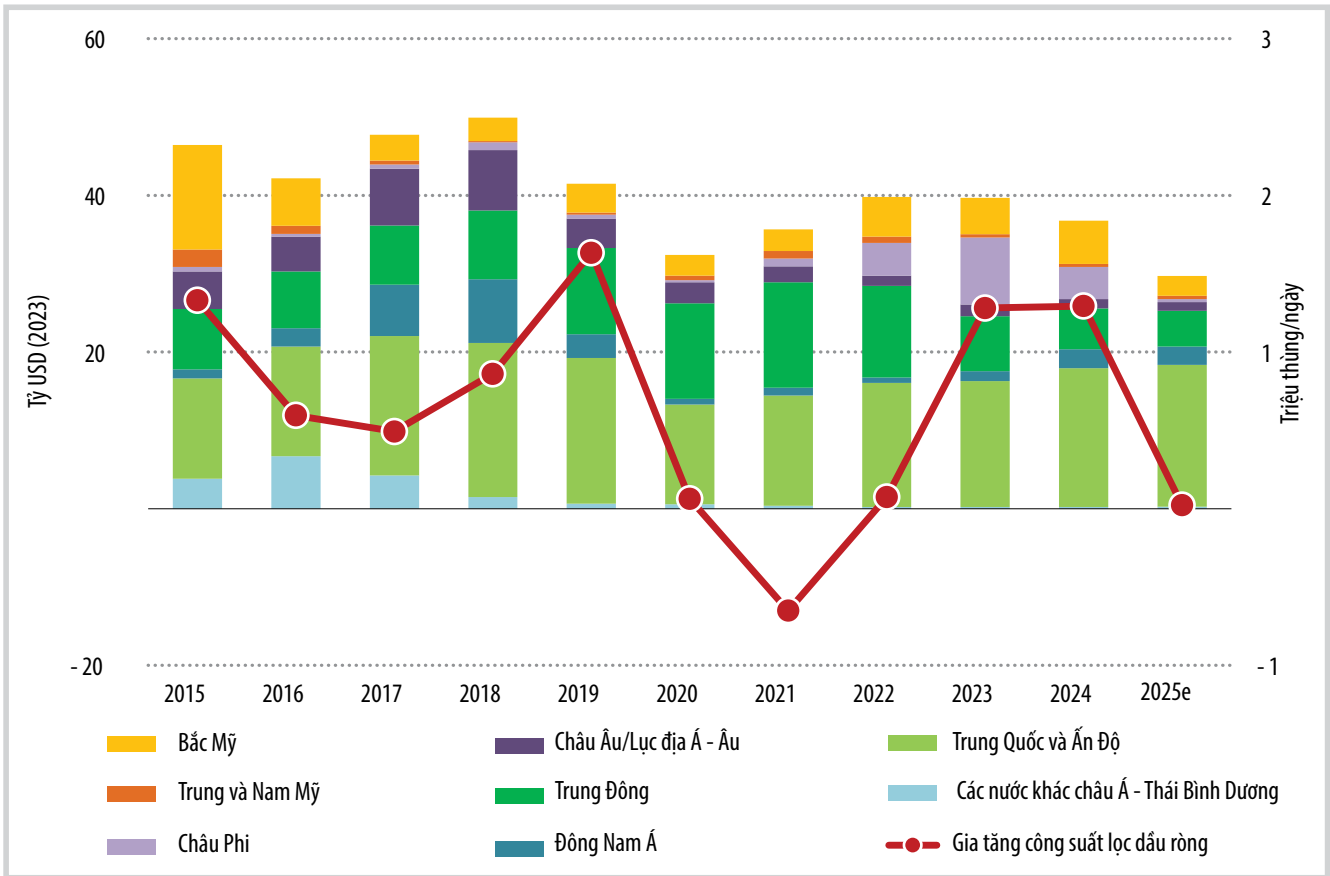
Tỷ lệ đầu tư của Liên bang Nga vào lĩnh vực thượng

nguồn đã giảm xuống 6% trong năm 2024, mức thấp nhất kể từ năm 2015. Trong năm 2025, Nga có thể tăng nhẹ mức đầu tư khi các doanh nghiệp tìm kiếm giải pháp mới để bù đắp sự suy giảm sản lượng tại các mỏ trưởng thành. Tuy nhiên, các doanh nghiệp hiện nay vẫn còn lo ngại về triển vọng đầu tư do giá dầu thấp, ảnh hưởng của các lệnh trừng phạt, áp lực tài chính và thuế cao hơn.

Ở khu vực Mỹ Latin, các dự án khai thác dầu khí khu vực ngoài khơi nước sâu à dầu đá phiến tiếp tục được đẩy mạnh và đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn dự kiến sẽ ổn định trong năm 2025, chiếm khoảng 10% tổng đầu



Hình 8. Chi tiêu vốn, cổ tức và mua lại cổ phiếu của các công ty dầu khí, các công ty độc lập (a), các công ty lớn (b) trong giai đoạn 2015 - 2024 [1].

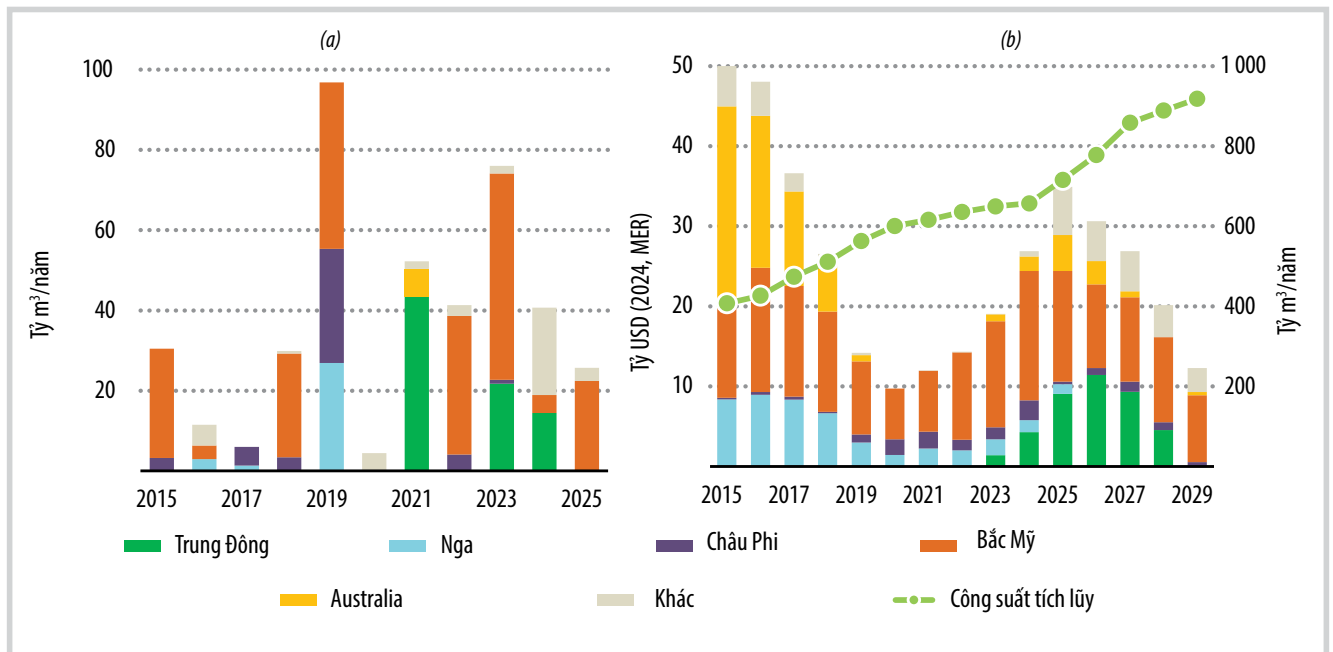


Hình 9. Đầu tư vào lĩnh vực lọc dầu theo khu vực và công suất lọc dầu trong giai đoạn 2015 - 2025 [1].

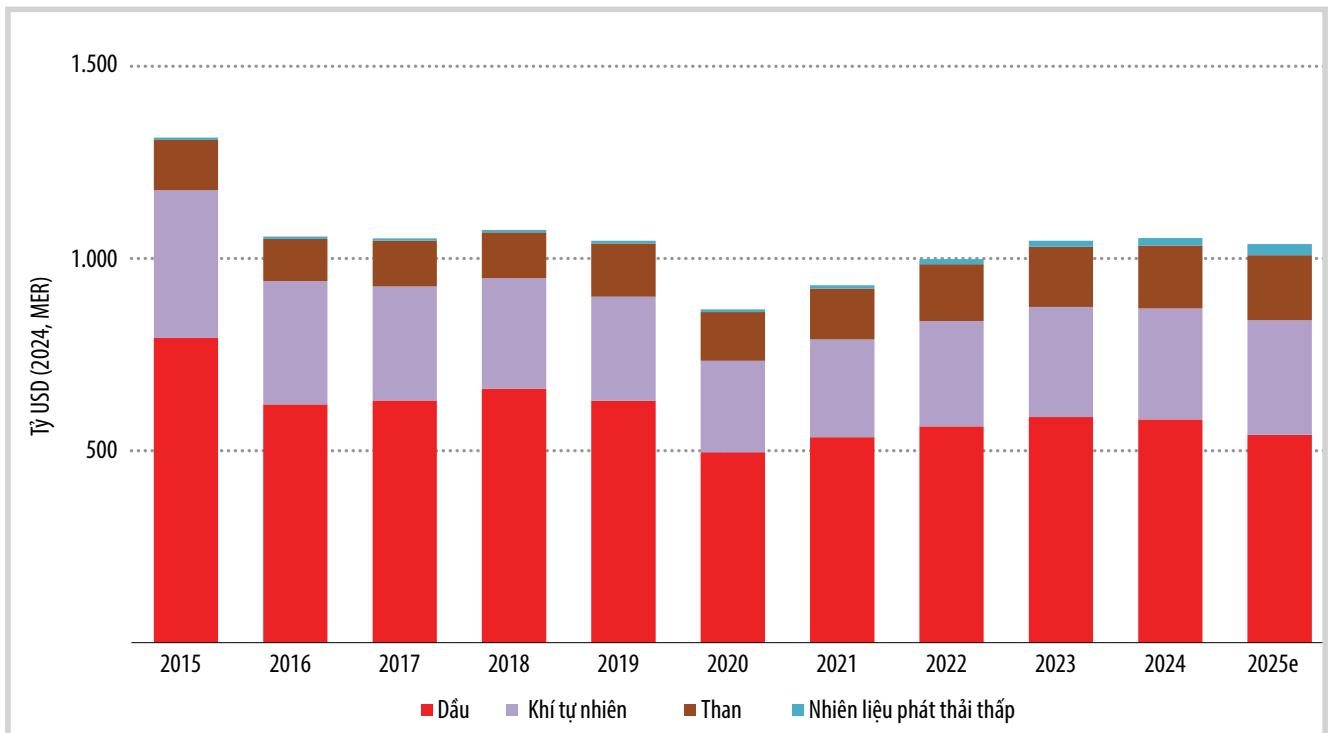
tư toàn cầu. Các dự án đáng chú ý bao gồm cam kết của Petrobras phát triển các dự án tiền muối với 110 tỷ USD đầu tư trong 5 năm tới, và các dự án phát triển ở Guyana và Suriname được hỗ trợ bởi các tập đoàn lớn và các NOC ở khu vực châu Á. YPF (Argentina) có kế hoạch tiếp tục phát triển hệ tầng Vaca Muerta - bao gồm cả xuất khẩu

khí tự nhiên - với khoảng 4 tỷ USD đầu tư trung bình hàng năm đến năm 2030.

Ở khu vực Bắc Phi, đầu tư vào lĩnh vực dầu khí thượng nguồn được dự báo sẽ giảm 1 tỷ USD xuống còn 15 tỷ USD trong năm 2025 (chiếm tỷ lệ 3% tổng đầu tư toàn cầu). Một số quốc gia trong khu vực đang tìm cách thu hút đầu



Hình 10. Quyết định đầu tư cuối cùng cho công suất xuất khẩu LNG (a) và đầu tư, công suất xuất khẩu tích lũy (b) [1].



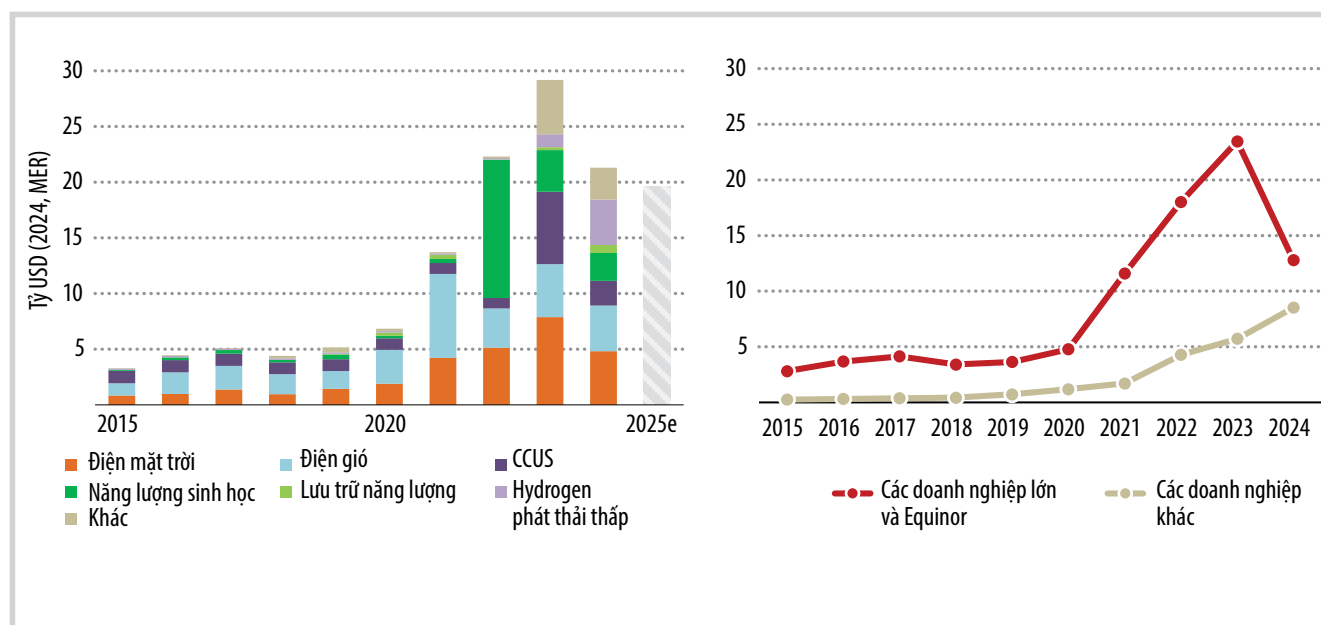
Hình 11. Đầu tư toàn cầu vào các nguồn nhiên liệu trong giai đoạn 2015 - 2025 [1].

tư nước ngoài, ví dụ như Libya khởi động vòng đấu thầu quốc tế đầu tiên sau 18 năm, Algeria có kế hoạch đầu tư 36 tỷ USD vào các dự án thăm dò khai thác đến năm 2028, đồng thời tiếp tục triển khai đấu thầu các lô dầu khí đã tổ chức từ năm 2024.

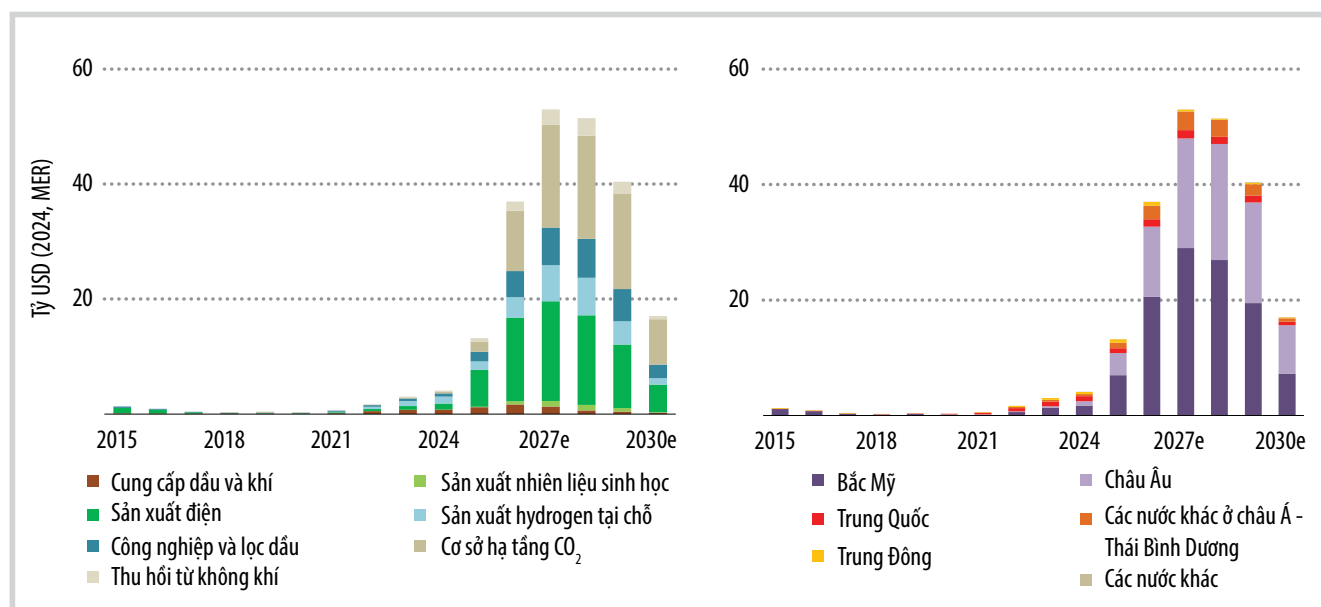
Ở khu vực hạ Sahara châu Phi, đầu tư vào lĩnh vực thượng nguồn dự kiến giảm khoảng 15% trong năm 2025, chỉ chiếm ít hơn 5% tổng đầu tư toàn cầu. Tuy nhiên, đầu

tư tại khu vực này có khả năng gia tăng trong những năm tới, do có một số dự án thăm dò triển khai thành công ở Namibia và chính phủ Mozambique phê duyệt dự án Coral North FLNG 7,2 tỷ USD. Nigeria gần đây đã tăng sản lượng và môi trường chính sách cũng được cải thiện để thu hút thêm đầu tư.

Đầu tư vào các dự án lọc dầu năm 2025 được IEA dự báo sẽ giảm xuống dưới 30 tỷ USD, trong đó 3/4 tập trung



Hình 12. Đầu tư vào lĩnh vực năng lượng sạch của các doanh nghiệp dầu khí [1].



Hình 13. Danh mục đầu tư vào CCUS phân loại theo khu vực dựa trên các dự án đã công bố [1].

ở khu vực châu Á và Trung Đông (Hình 9). Dự kiến năm nay chỉ có khoảng 1,1 triệu thùng/ngày công suất lọc dầu mới được bổ sung (chủ yếu ở Trung Quốc và Ấn Độ), song các nhà máy lọc dầu cũ dừng hoạt động khiến công suất giảm 1 triệu thùng/ngày (chủ yếu ở Bắc Mỹ và châu Âu), đồng nghĩa với việc không có sự thay đổi về công suất lọc dầu ở quy mô toàn cầu. Nhà máy lọc dầu Olmeca (Mexico) với tổng mức đầu tư 20 tỷ USD đã chính thức được đưa vào vận hành với công suất 340.000 thùng/ngày, sẽ bù đắp công suất thiếu hụt ở khu vực Bắc Mỹ.

Thị trường hóa dầu dự kiến sẽ có sự tăng trưởng đáng kể trong những năm tới, với việc đầu tư phát triển các

tổ hợp lọc dầu - hóa dầu tích hợp để cải thiện tỷ suất lợi nhuận. Ví dụ Tổ hợp hóa dầu Phúc Kiến (Trung Quốc) sẽ kết hợp lọc dầu (300.000 thùng/ngày) với sản xuất ethylene (1,8 triệu tấn/năm); ExxonMobil và BASF đang mở rộng công suất ethylene trong nước; Reliance Industries (Ấn Độ) đang cải tạo Nhà máy lọc dầu Jamnagar (công suất 1,4 triệu thùng/ngày) để sản xuất 20 triệu tấn hóa phẩm dầu khí mỗi năm từ năm 2027; SOCAR Türkiye đang đầu tư 7 tỷ USD vào các cơ sở sản xuất polyolefin...

Một số dự án LNG đã phải tạm dừng hoặc điều chỉnh tiến độ trong 24 tháng qua dẫn tới tăng tổng mức đầu tư so với kế hoạch ban đầu. IEA dự báo có hơn 20 tỷ USD

được đầu tư vào các dự án LNG trong năm 2025 (Hình 10). Công suất LNG giai đoạn 2026 - 2028 được dự báo sẽ tăng mạnh nhất từ trước đến nay, trong đó Mỹ chiếm khoảng 40%.

Mỹ là quốc gia xuất khẩu LNG lớn nhất thế giới với sản lượng xuất khẩu hiện nay đạt khoảng 130 tỷ m³/năm, và đang xây dựng các dự án LNG mới với tổng công suất 120 tỷ m³/năm. Woodside đã phê duyệt dự án Louisiana LNG với tổng mức đầu tư 17,5 tỷ USD, dự án LNG đầu tiên tại Mỹ có quyết định đầu tư cuối cùng kể từ giữa năm 2023. Tuy nhiên, sự biến động về thị trường và chính sách thuế đang khiến một số dự án LNG chưa đạt được quyết định đầu tư cuối cùng.

Canada dự kiến đưa vào vận hành dự án LNG Canada (tổng mức đầu tư 30 tỷ USD) trong năm nay và dự án Woodfibre LNG trong năm 2027. Công suất LNG hàng năm của Qatar (105 tỷ m³) dự kiến được bổ sung thêm 65 tỷ m³ thông qua việc phê duyệt 2 dự án LNG mới với tổng mức đầu tư khoảng 37 tỷ USD. Dự án LNG thứ 3, North Field West, cũng đang trong giai đoạn đầu phát triển. Dự án Ruwais có tổng mức đầu tư 5,5 tỷ USD tại UAE và dự án Marsa 1,6 tỷ USD tại Oman cũng đã được phê duyệt...

Các doanh nghiệp dầu khí đã đầu tư khoảng 22 tỷ USD vào công nghệ năng lượng phát thải thấp trong năm 2024, giảm khoảng 25% so với năm 2023 (Hình 11). IEA dự

báo đầu tư của ngành dầu khí vào công nghệ phát thải thấp sẽ giảm thêm 10% trong năm 2025.

Khoảng 4 tỷ USD đã được đầu tư vào các dự án thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) trong năm 2024. Công suất thu hồi CO₂ của các dự án CCUS đang hoạt động trên toàn cầu hiện nay đạt trên 50 triệu tấn. Nếu các dự án CCUS đã công bố hoàn thành đúng tiến độ, IEA ước tính đến năm 2030, công suất thu hồi CO₂ toàn cầu sẽ đạt khoảng 430 triệu tấn/năm và công suất lưu trữ CO₂ sẽ đạt khoảng 670 triệu tấn/năm (Hình 12). Để đạt được mức tăng trưởng này, IEA cho rằng tổng đầu tư vào lĩnh vực này cần tăng gấp 10 lần trong 3 năm tới.

Đầu tư vào nhiên liệu sinh học lỏng, khí sinh học và hydrogen phát thải thấp dự kiến tăng 30% trong năm 2025 lên mức kỷ lục gần 25 tỷ USD. Các chính sách hỗ trợ và quy định mới khiến đầu tư vào lĩnh vực này tăng cao điển hình là đầu tư vào biodiesel và ethanol tại Mỹ, Brazil cũng như khí sinh học ở châu Âu.

Hồng Hạnh

Tài liệu tham khảo

[1] International Energy Agency (IEA), "World energy investment 2025", 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025>.