

Dầu Khí



KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

ĐẶC SAN CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

■ SỐ 3/2024

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

KS. Lê Hồng Thái

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

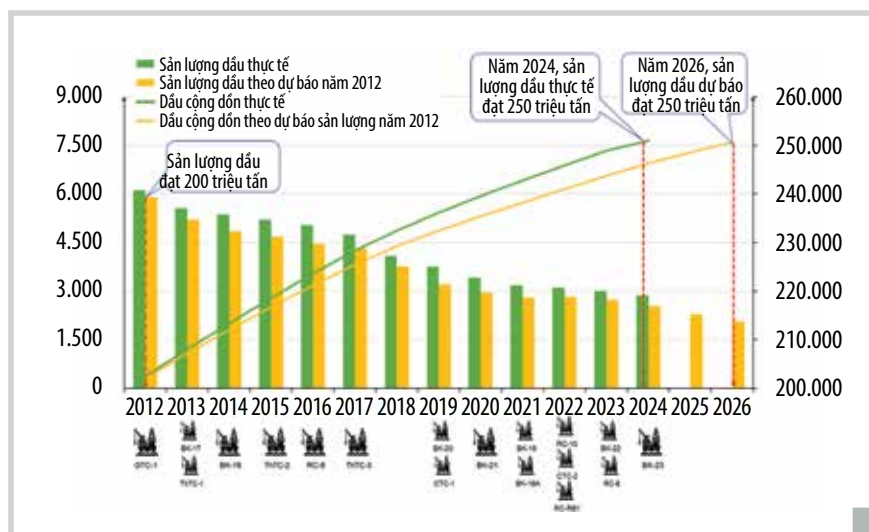
Viện Dầu khí Việt Nam

BAN TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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

Ảnh bìa: Giàn cố định MSP-6, mỏ Bạch Hổ. Ảnh: Lê Anh Đức/Vietsovpetro.



4



4. Kết quả công tác tìm kiếm, thăm dò của Vietsovpetro giai đoạn 2010 - 2023 và kế hoạch trong giai đoạn tiếp theo

10. Kinh nghiệm khai thác mỏ nhỏ ở thềm lục địa Việt Nam và tiềm năng phát triển các phát hiện dầu khí cận biên Lô 09-1, bể Cửu Long

22. Hiện trạng các mỏ dầu của Vietsovpetro và định hướng giải pháp khai thác hiệu quả

38. Đánh giá công tác quản lý, vận hành khai thác mỏ tại Vietsovpetro và đề xuất các giải pháp gia tăng sản lượng khai thác

47. Xây dựng mô hình địa cơ học từ tài liệu địa chất - địa vật lý giếng khoan: Áp dụng cho mỏ Ruby, Lô 01 & 02, bể Cửu Long

57. Hoàn thiện cấu trúc choòng khoan kim cương đa tinh thể (PDC) nhằm nâng cao hiệu quả khi khoan qua trầm tích Đệ Tam mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, bể Cửu Long

66. Lựa chọn và áp dụng choòng khoan mới để khoan qua tầng Oligocene với tỷ trọng dung dịch cao cho các giếng khoan phát triển ở khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ



73. Giải pháp xử lý áp suất giữa các cột ống chống trong giếng khai thác mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi

79. Nghiên cứu áp dụng công nghệ xử lý dầu paraffin bằng bơm vào đường khí gaslift

85. Lựa chọn hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng tỷ trọng cao có khả năng bảo toàn độ thấm vỉa chứa

LỜI GIỚI THIỆU

Thực hiện Kết luận số 76-KL/TW ngày 24/4/2024 của Bộ Chính trị, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đang tập trung xây dựng chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050. Trong đó, công tác điều tra cơ bản, tìm kiếm, thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí được Petrovietnam xem là cốt lõi, cần ưu tiên thực hiện trước, làm tiền đề thúc đẩy triển khai các hoạt động dầu khí... Trên cơ sở đó, Petrovietnam tiếp tục quan tâm và đẩy mạnh việc áp dụng công nghệ mới, công nghệ hiện đại gắn với yêu cầu nâng cao hiệu quả hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác tận thu tại các khu vực gần bờ, các mỏ truyền thống; chú trọng khả năng tận dụng kết nối các mỏ nhỏ, cận biên; quan tâm đến công tác mở rộng hoạt động dầu khí, phát triển hợp lý tại các khu vực nước sâu, xa bờ với mục tiêu gia tăng trữ lượng dầu khí...

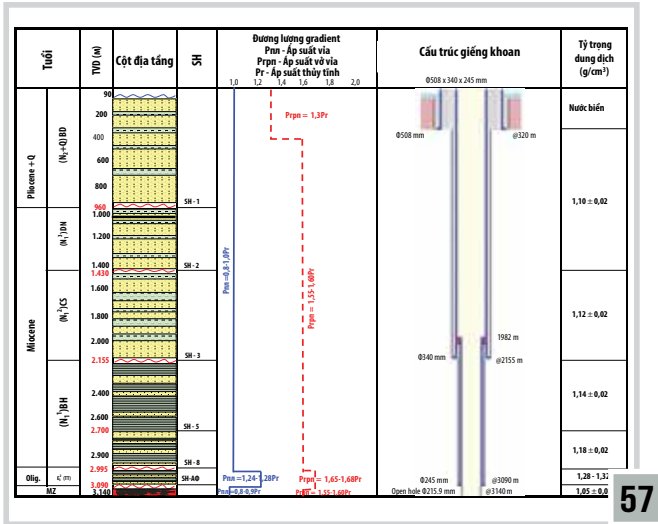
Trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo tập trung phân tích kết quả tìm kiếm, thăm dò giai đoạn 2010 - 2023 và kế hoạch trong giai đoạn tiếp theo; đánh giá hiện trạng các mỏ dầu và định hướng các giải pháp khai thác hiệu quả; đánh giá công tác quản lý, vận hành khai thác mỏ tại Vietsovpetro và đề xuất giải pháp gia tăng sản lượng khai thác; kinh nghiệm khai thác mỏ nhỏ ở thềm lục địa Việt Nam và tiềm năng phát triển các phát hiện dầu khí cận biên Lô 09-1... Về ứng dụng công nghệ, Đặc san Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo giới thiệu xây dựng mô hình địa cơ học từ tài liệu địa chất - địa vật lý giếng khoan; hoàn thiện cấu trúc chèo khoan kim cương đa tinh thể (PDC) nâng cao hiệu quả khi khoan qua trầm tích Đệ Tam; lựa chọn và áp dụng chèo khoan mới khoan qua tầng Oligocene với tỷ trọng dung dịch cao cho các giếng khoan phát triển ở khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ; áp dụng công nghệ xử lý dầu paraffin bằng bơm vào đường khí gaslift; lựa chọn hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng tỷ trọng cao có khả năng bảo toàn độ thấm vỉa chứa...

Ban Biên tập hy vọng rằng góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học cùng với các giải pháp về quản lý, quản trị và công nghệ sẽ hỗ trợ các doanh nghiệp khâu đầu phát triển ổn định và bền vững trong bối cảnh sản lượng khai thác tại các mỏ chủ lực đang suy giảm. Để đạt được mục tiêu này, các giải pháp được đề xuất gồm: tối ưu hóa quỹ giếng hiện hữu, áp dụng các giải pháp địa kỹ thuật để tối ưu khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu (IOR/EOR), triển khai công tác tận thu thăm dò, thăm dò mở rộng, tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có để có thể đưa nhanh các phát hiện mới vào khai thác giúp giảm thiểu chi phí đầu tư và chi phí vận hành mỏ...

TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

TS. Lê Xuân Huyền



- Vietsovpetro's exploration from 2010 to 2023 and plans for the coming period4
- Exploiting small oil and gas fields on Vietnam's continental shelf and the potential to develop new marginal oil and gas discoveries in Block 09-1, Cuu Long basin10
- Current status of Vietsovpetro's oil fields and strategic solutions for efficient exploitation22
- Evaluation of the field operation and production management at Vietsovpetro and proposal to increase future output38
- Building a geo-mechanical model from geological and well log data: Application to Ruby field, Blocks 01&02, Cuu Long basin47
- Improving the structure of polycrystalline diamond compact drill bit to enhance efficiency when drilling through tertiary sediments of Bach Ho and Rong fields, Cuu Long basin57
- Selection and application of new bit for Oligocene sequence with high density drilling fluid for development wells, northeast area of the Bach Ho field66
- Solutions for treatment of annular casing pressure in production well at Nam Rong - Doi Moi field73
- A technological solution for oil treatment by pour point depressant via gaslift line79
- Selection completion and workover fluids high weight has safety of permeability performance85

KẾT QUẢ CÔNG TÁC TÌM KIẾM, THẨM DÒ CỦA VIETSOVPETRO GIAI ĐOẠN 2010 - 2023 VÀ KẾ HOẠCH TRONG GIAI ĐOẠN TIẾP THEO

Nguyễn Hùng Anh¹, Vũ Nam Hải²

¹Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro

²Liên doanh Vietsovpetro

Email: anhn.hq@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-01>

Tóm tắt

Sản lượng khai thác hàng năm của Liên doanh Vietsovpetro, sau khi đạt đỉnh với 13,5 triệu tấn dầu vào năm 2002 đã suy giảm nhanh chóng. Vì vậy, từ năm 2010, Vietsovpetro đã đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, trong đó tập trung công tác tận thăm dò; nghiên cứu, đánh giá cơ hội đầu tư vào các lô mở trên thềm lục địa Việt Nam, mở rộng vùng hoạt động trên các lô dầu khí mới nhằm gia tăng trữ lượng, sớm đưa các công trình mới vào khai thác để ngăn chặn đà suy giảm sản lượng hàng năm.

Bài báo đánh giá kết quả công tác tìm kiếm thăm dò của Vietsovpetro trong giai đoạn 2010 - 2023 và đưa ra kế hoạch trong giai đoạn tiếp theo trên cơ sở các kịch bản dự báo sản lượng khai thác trong giai đoạn 2024 - 2050.

Từ khóa: Gia tăng trữ lượng, tận thăm dò, tối ưu quỹ giếng, nâng cao hệ số thu hồi dầu.

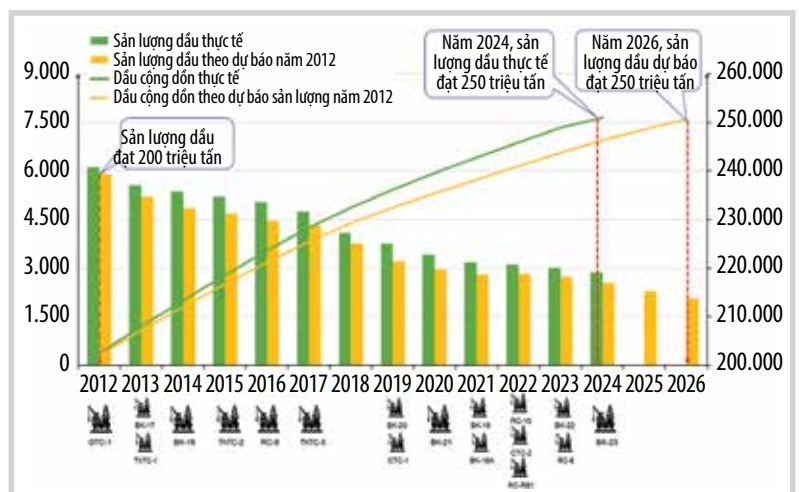
1. Kết quả công tác tìm kiếm - thăm dò của Vietsovpetro trong giai đoạn 2010 - 2023

Sau khi đạt sản lượng đỉnh 13,5 triệu tấn dầu vào năm 2002, sản lượng khai thác của Vietsovpetro đã suy giảm nhanh chóng. Vì vậy, từ năm 2010, Vietsovpetro đã chủ trương đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, trong đó tập trung công tác tận thăm dò tại Lô 09-1 và mở rộng vùng hoạt động trên các lô dầu khí mới để gia tăng trữ lượng giúp ngăn chặn đà suy giảm sản lượng hàng năm. Với các nỗ lực không ngừng, Vietsovpetro đã đạt mốc khai thác 250 triệu tấn dầu trong năm 2024, sớm hơn 2 năm so với kế hoạch đề ra (Hình 1).

Tại Lô 09-1, từ năm 2010 đến nay, Vietsovpetro đã triển khai chương trình tận thăm dò, bao gồm trên 200 nghiên cứu địa chất địa vật lý nhằm chính xác hóa cấu trúc địa chất cùng với các nghiên cứu về thạch học, cổ sinh địa tầng, địa tầng phân tập,

nghiên cứu bẫy phi cấu tạo; cơ sở địa chất đặt giếng khoan thăm dò thăm lượng...

Mặc dù gặp rất nhiều khó khăn do sản lượng suy giảm, năm 2015 Vietsovpetro vẫn quyết tâm tiến hành thu nổ mới 847 km² tài liệu địa chấn 3D/4C - đây là công nghệ tiên tiến nhất tại thời điểm thu nổ. Chất lượng của tài liệu địa chấn mới đã tạo ra sự phát triển đột phá cho Vietsovpetro trong các giai đoạn sau này. So với công nghệ địa chấn 3D truyền thống, công nghệ 3D/4C có dải tần, góc phương vị rộng, tỷ số tín hiệu/nhiều cao... cho phép nâng cao khả năng phát hiện các cấu tạo có kích thước nhỏ cũng như các thay đổi về đặc trưng vật lý - thạch học



Hình 1. Sản lượng khai thác theo thực tế và dự báo tại thời điểm 2012.



Ngày nhận bài: 2/8/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 2 - 6/8/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 6/8/2024.

Bảng 1. Khối lượng công tác tìm kiếm thăm dò của Vietsovpetro trong giai đoạn 2010 - 2023

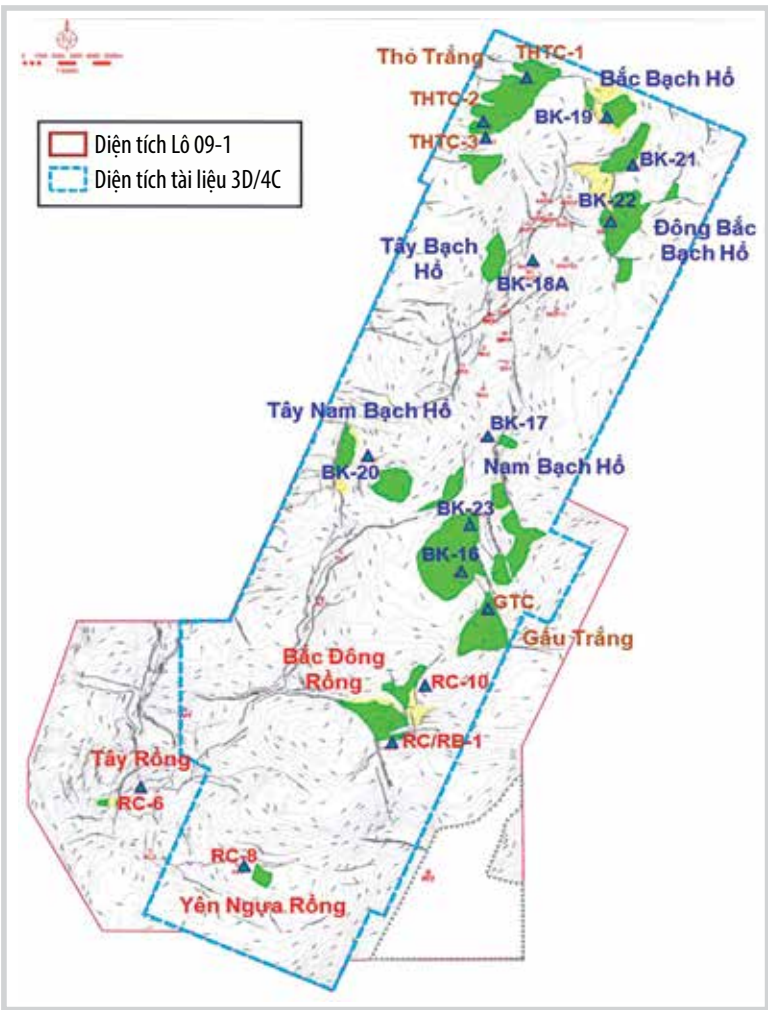
Khu vực	Thu nổ địa chấn 3D (km²)	Số lượng giếng khoan thăm dò thăm lượng	Số lượng công trình biển đưa vào khai thác	Số mét khoan (m)	Gia tăng trữ lượng, triệu tấn (*)	Chi phí, triệu USD (*)	Chi phí phát hiện (USD/thùng)
Lô 09-1	874	74	15	299.325	56,1	1.589	3,8
Lô 09-3/12	515	6	2	25.225	2,7		
Lô 16-1/15	1.000	4	-	19.147	0,95		
Lô 16-2	-	2	-	9.220	-		
Lô 04-1	1.699	1	-	3.795	-		
Lô 42	514	1	-	3.060	-		
Tổng cộng	4.602	88	17	359.772	59,75		

(*) Theo tỷ lệ tham gia của Vietsovpetro

của đối tượng nghiên cứu do thu đồng thời cả sóng dọc và sóng ngang. Mặt khác, công tác thu nổ thực địa ít bị ảnh hưởng bởi các công trình biển đã xây dựng, đặc biệt khu vực các mỏ Bạch Hổ và Rồng. Việc áp dụng tài liệu địa chấn 3D/4C đã cho phép Vietsovpetro khoanh định được các cấu tạo mới mà tài liệu địa chấn cũ trước đây không thể phát hiện được như ở các khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ, khu vực phía Tây mỏ Bạch Hổ, khu vực Tây Nam mỏ Bạch Hổ, khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ, khu vực Đông Bắc mỏ Rồng (Hình 2).

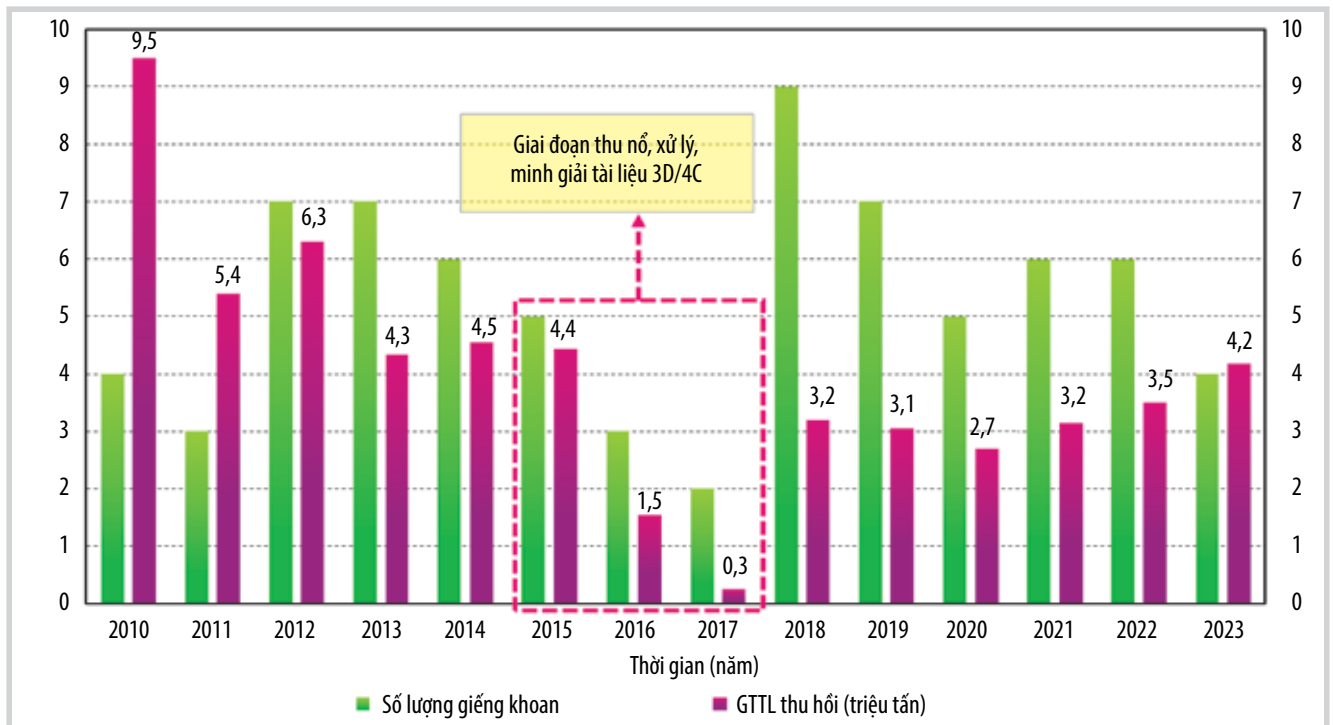
Kết quả công tác nghiên cứu địa chất địa vật lý cho thấy tiềm năng dầu khí còn lại của Lô 09-1 chủ yếu là các đối tượng trước đây ít được quan tâm, nằm tại các vùng rìa, có diện tích, biên độ cấu tạo nhỏ hoặc các đối tượng sâu không thể nghiên cứu đánh giá theo tài liệu địa chấn cũ. Trong giai đoạn này, Vietsovpetro đã khoan 74 giếng khoan thăm dò thăm lượng với số mét khoan là 299.325 m, đưa tổng số lượng giếng khoan thăm dò thăm lượng trên Lô 09-1 lên 122 giếng. Theo đó, Vietsovpetro đã phát hiện 15 khu vực có trữ lượng dầu khí thương mại, gia tăng trữ lượng đạt 56,1 triệu tấn dầu (Bảng 1, Hình 2). Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã đưa vào khai thác 15 công trình biển mới với sản lượng khai thác từ các công trình này đạt 8,2 triệu tấn dầu, chiếm 16,5% sản lượng của toàn Vietsovpetro giai đoạn 2012 - 2024. Dự kiến đến cuối năm 2024, Vietsovpetro sẽ tiếp tục đưa giàn BK-23 vào khai thác tại khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ.

Bên cạnh đó, để mở rộng vùng hoạt động, Vietsovpetro đã tham gia đầu tư tìm kiếm



Hình 2. Diện tích thu nổ địa chấn 3D/4C và các phát hiện dầu khí tại Lô 09-1 trong giai đoạn 2010 - 2023.

thăm dò ở các lô dầu khí tiềm năng trên thềm lục địa Việt Nam gồm: Lô 16-2, Lô 04-1, Lô 42, Lô 09-3/12 và Lô 16-1/15. Vietsovpetro đã tiến hành thu nổ hơn 3.728 km² địa chấn 3D và khoan 14 giếng thăm dò thăm lượng (Bảng 1). Kết quả, tại Lô 09-3/12 đã phát hiện mỏ Cá Tầm với gia tăng trữ lượng đạt 2,7 triệu tấn dầu. Mỏ Cá Tầm đã được đưa vào khai thác từ ngày 25/1/2019. Tính đến ngày 1/1/2024, sản lượng khai thác của mỏ Cá Tầm đạt 0,8 triệu tấn. Tại Lô 16-1/15, Vietsovpetro cũng đã phát hiện cấu tạo Sói Vàng, gia tăng trữ lượng đạt 0,95 triệu



Hình 3. Số lượng giếng khoan thăm dò thăm lượng và gia tăng trữ lượng hàng năm giai đoạn 2010 - 2023.

tấn dầu. Hiện tại, Vietsovpetro đang triển khai các công việc tiếp theo nhằm sớm đưa khu vực này vào khai thác.

Như vậy, trong giai đoạn 2010 - 2023, Vietsovpetro đã thực hiện khối lượng công việc tìm kiếm thăm dò rất lớn bao gồm thu nổ mới 4.602 km² địa chấn 3D, thi công 88 giếng khoan thăm dò thăm lượng với số mét khoan đạt 359.772 m (Bảng 1). Kết quả Vietsovpetro đã phát hiện 17 khu vực có trữ lượng thương mại với gia tăng trữ lượng mức 2P đạt 59,75 triệu tấn dầu. Tổng chi phí cho công tác tìm kiếm thăm dò ước đạt 1.589 triệu USD với chi phí phát hiện là 3,80 USD/thùng. Trên cơ sở kết quả trên, Vietsovpetro đã đưa 17 công trình mới vào khai thác với tổng sản lượng đạt 9 triệu tấn dầu, chiếm 18% sản lượng khai thác của Vietsovpetro trong giai đoạn 2012 - 2024.

Từ kết quả công tác tìm kiếm thăm dò trong giai đoạn 2010 - 2023 của Vietsovpetro, có thể đưa ra một số nhận định sau:

- Công tác tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng được triển khai thành công góp phần giúp Vietsovpetro hoàn thành mục tiêu khai thác tấn dầu thứ 250 triệu sớm hơn kế hoạch đề ra.

- Kết quả đạt được chủ yếu từ triển khai tận thăm dò Lô 09-1 (nhờ việc sử dụng tài liệu địa chấn 3D/4C: gia tăng trữ lượng trên Lô 09-1 đạt 56,1 triệu tấn dầu, chiếm 93% tổng gia tăng trữ lượng của Vietsovpetro). Trước 2017, việc thiết kế khoan thăm dò thăm lượng dựa trên tài

liệu địa chấn cũ dẫn đến gia tăng trữ lượng hàng năm của Vietsovpetro trên Lô 09-1 suy giảm (Hình 3). Từ năm 2018, Vietsovpetro đã sử dụng tài liệu địa chấn mới 3D/4C và phát hiện nhiều cấu tạo mới đã phát hiện, qua đó duy trì số lượng giếng khoan thăm dò thăm lượng và gia tăng trữ lượng hàng năm trên 3 triệu tấn trong giai đoạn từ 2018 đến nay.

- Với hơn 120 giếng thăm dò thăm lượng cho thấy mật độ khoan tìm kiếm thăm dò trên Lô 09-1 rất cao trong khi trữ lượng dầu khí còn lại rất ít, mức độ rủi ro về mặt địa chất và chi phí tìm kiếm thăm dò gia tăng ngày càng cao. Vì vậy, trong giai đoạn tiếp theo, Vietsovpetro đã chú trọng mở rộng vùng hoạt động để triển khai tìm kiếm thăm dò trên các lô dầu khí mới.

Trên cơ sở kết quả tìm kiếm thăm dò trong giai đoạn 2010 - 2023, Vietsovpetro đã rút ra bài học kinh nghiệm sau:

- Cần thay đổi tư duy và có ý tưởng sáng tạo trong công tác tìm kiếm thăm dò khi tiềm năng của các lô dầu khí thuộc Vietsovpetro ngày càng cạn kiệt.

- Trên cơ sở thành công của tài liệu địa chấn 3D/4C cho thấy việc cần thiết phải áp dụng kỹ thuật và công nghệ mới vào công tác tìm kiếm thăm dò.

- Đẩy mạnh nghiên cứu địa chất địa vật lý, phục vụ thiết kế vị trí và quỹ đạo giếng tối ưu để có thể thi công

giếng an toàn và khoan qua tất cả các đối tượng tiềm năng, tránh bỏ sót khoan lại, gây lãng phí.

2. Kế hoạch triển khai công tác tìm kiếm thăm dò trong giai đoạn tiếp theo

Nhằm mục đích phát triển ổn định và bền vững thì sản lượng khai thác hàng năm của Vietsovpetro phải đạt mức trên 3 triệu tấn, theo đó gia tăng trữ lượng hàng năm cũng phải đạt từ 3 đến 4 triệu để đảm bảo hệ số bù sản lượng phải luôn lớn hơn 1. Để đạt được mục tiêu nêu trên, trong giai đoạn tới, Vietsovpetro ngoài triển khai đồng thời các giải pháp tối ưu quỹ giếng hiện có, áp dụng thành công các giải pháp địa kỹ thuật, ứng dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR), Vietsovpetro cần phải tiếp tục đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò bổ sung theo các hướng chính như sau:

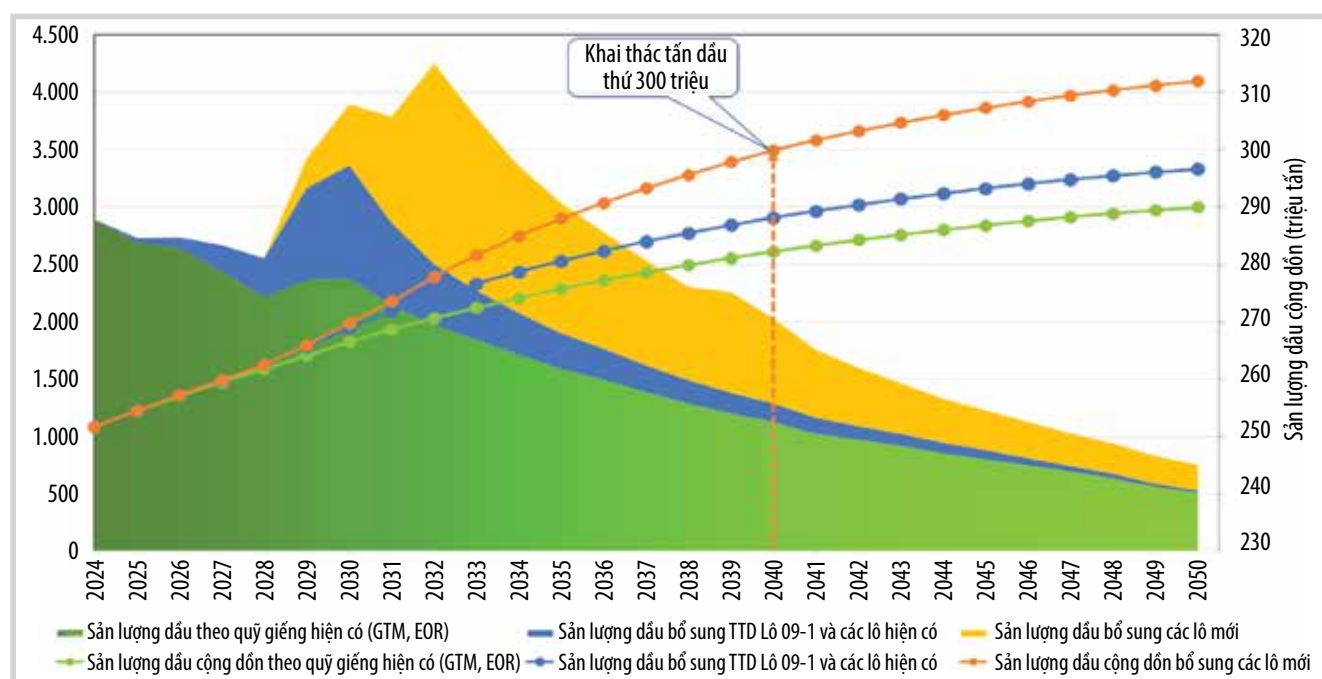
- Tiếp tục tập trung triển khai công tác tìm kiếm thăm dò tại Lô 09-1 và các lô hiện hữu (09-2/12, 16-1/15, 09-2/09) nhằm phát hiện các mỏ mới, xây dựng các công trình mới và tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có để có thể đưa nhanh vào khai thác, giảm thiểu chi phí đầu tư cũng như chi phí vận hành mỏ.

- Nghiên cứu, đánh giá cơ hội đầu tư vào các lô mở trên thềm lục địa Việt Nam, kể cả các lô tiềm năng đối với khí, các lô nước sâu xa bờ nơi có cơ hội phát hiện các mỏ dầu khí có trữ lượng lớn. Đồng thời, chuẩn bị hồ sơ tham gia vào vòng đấu thầu các lô mở do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam dự kiến tổ chức trong năm 2024.

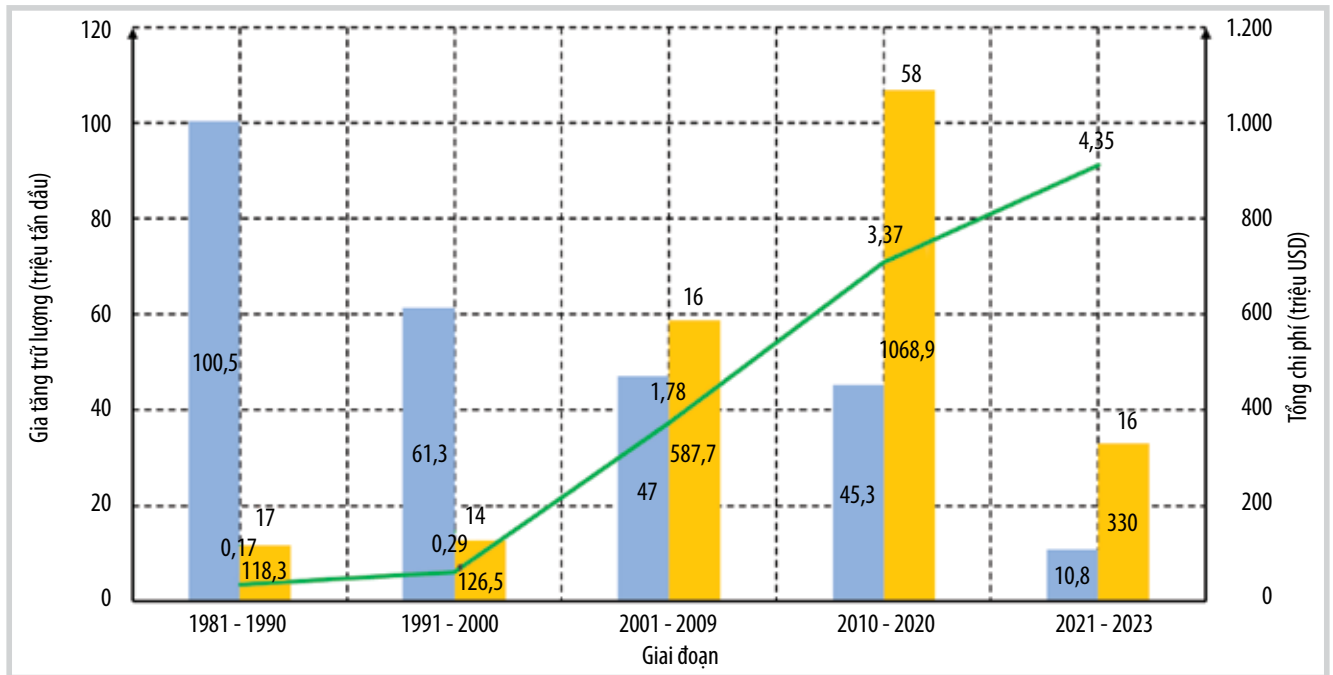
- Tham gia vào các lô dầu khí của các nhà thầu kêu gọi đầu tư, các lô dầu khí vẫn còn tiềm năng mà nhà thầu trả lại Chính phủ do hết thời hạn PSC để tận dụng nguồn nhân lực và cơ sở hạ tầng sẵn có, giảm thiểu rủi ro về chi phí cho công tác tìm kiếm thăm dò.

Trên cơ sở các định hướng trên, Vietsovpetro đã xây dựng kế hoạch tìm kiếm thăm dò trong giai đoạn 2024 - 2033 đối với các lô hiện có và các lô mới tiềm năng. Hàng năm, Vietsovpetro có kế hoạch khoan từ 6 - 10 giếng khoan thăm dò thăm lượng với chi phí dự kiến từ 130 - 160 triệu USD. Gia tăng trữ lượng trong giai đoạn này ước đạt 55 triệu tấn dầu quy đổi. Trong đó, tổng số giếng khoan thăm dò thăm lượng trên Lô 09-1 là 20 giếng với gia tăng trữ lượng sẽ chiếm khoảng 15% trên tổng gia tăng trữ lượng. Điều này khẳng định tầm quan trọng của công tác tìm kiếm thăm dò trên các lô dầu khí hiện có và đặc biệt là các lô mới trong giai đoạn tới đối với sự phát triển ổn định, bền vững của Vietsovpetro.

Để thực hiện mục tiêu tiếp theo là khai thác thêm 50 triệu tấn dầu, Vietsovpetro đã xây dựng các kịch bản dự báo sản lượng trong giai đoạn 2024 - 2050. Đường màu xanh lá trên Hình 4 là kịch bản sản lượng dựa trên quỹ giếng hiện có, kết hợp triển khai các giải pháp địa kỹ thuật và các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) mà không tính đến công tác tìm kiếm thăm dò. Kết quả cho thấy đến hết năm 2050, Vietsovpetro chỉ khai thác thêm được 39 triệu tấn dầu và không thể hoàn thành mục tiêu khai thác 50 triệu tấn dầu. Từ năm 2027, sản lượng khai



Hình 4. Sản lượng khai thác hàng năm và cộng dồn theo các phương án phát triển trong giai đoạn 2024 - 2050.



Hình 5. Chi phí tìm kiếm thăm dò trên Lô 09-1 qua các giai đoạn.

thác hàng năm dự báo sẽ giảm xuống dưới mức 2,5 triệu tấn dầu, đây là ngưỡng tới hạn đối với sự phát triển an toàn, ổn định của Vietsovpetro.

Trong trường hợp triển khai thành công công tác tận thăm dò trên Lô 09-1 và các lô hiện hữu (đường xanh dương trên Hình 4), từ nay đến hết năm 2050, Vietsovpetro sẽ chỉ khai thác được 47 triệu tấn dầu và dự báo không thể hoàn thành mốc 50 triệu tấn dầu để ra. Từ năm 2033, sản lượng khai thác của Vietsovpetro được dự báo sẽ sụt giảm dưới 2,5 triệu tấn/năm.

Trong trường hợp được tiếp nhận thêm các lô mới, hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng và đưa các công trình biển mới vào khai thác (dự kiến tổng cộng 14 công trình biển mới), Vietsovpetro sẽ chỉ mất 16 năm để đạt được cột mốc khai thác 50 triệu tấn dầu tiếp theo vào năm 2040. Lũy kế đến hết năm 2050, Vietsovpetro sẽ khai thác được 312 triệu tấn dầu, sản lượng khai thác trong giai đoạn 2024 - 2050 ước đạt 62 triệu tấn. Thời gian khai thác trên 2,5 triệu tấn/năm kéo dài đến năm 2037.

Các kịch bản sản lượng cho thấy tầm quan trọng của công tác tìm kiếm thăm dò đối với việc Vietsovpetro hoàn thành mục tiêu khai thác 50 triệu tấn dầu tiếp theo, tạo động lực cho sự phát triển bền vững.

Để triển khai công tác tìm kiếm thăm dò, ngoài những thuận lợi về nguồn lực, cơ sở hạ tầng và vốn đầu tư, Vietsovpetro sẽ phải đối mặt với các thách thức lớn trong giai đoạn tiếp theo. Đầu tiên là rủi ro về mặt địa chất, khi

các khu vực truyền thống chỉ còn lại các đối tượng tiềm năng có quy mô trữ lượng nhỏ, các đối tượng có khả năng tồn tại quy mô trữ lượng cao thuộc các khu vực nước sâu, xa bờ với điều kiện thi công khó khăn và chi phí lớn. Tại Lô 09-1, chi phí phát hiện dầu trong giai đoạn vừa qua đã tăng cao so với giai đoạn trước đây (Hình 5). Dự kiến trong giai đoạn tới chi phí phát hiện của Vietsovpetro sẽ tăng cao, vượt hơn 6 USD/thùng.

Bên cạnh đó, đối với các lô hiện hữu, công tác tận thăm dò trên khu vực ngoài phần diện tích phát triển sẽ phải phụ thuộc vào quyết định của các bên tham gia PSC và phê duyệt của các cấp có thẩm quyền, dẫn đến chậm trễ trong việc triển khai công tác tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng. Đối với công tác mở rộng vùng hoạt động, việc ký kết các hợp đồng đầu khí phụ thuộc vào kết quả đàm phán với đối tác, kết quả đấu thầu cũng như sự cạnh tranh của các nhà thầu khác trong và ngoài nước.

3. Kết luận

Các kịch bản dự báo sản lượng cho thấy công tác tìm kiếm thăm dò có vai trò quyết định việc hoàn thành mục tiêu sản lượng khai thác dầu khí của Vietsovpetro. Trong kịch bản được tiếp nhận thêm các lô mới, hoàn thành kế hoạch tìm kiếm thăm dò, gia tăng trữ lượng và đưa các công trình biển mới vào khai thác (dự kiến tổng cộng 14 công trình biển mới), Vietsovpetro sẽ đạt được cột mốc khai thác 50 triệu tấn dầu tiếp theo vào năm 2040. Lũy kế đến hết năm 2050, Vietsovpetro có thể khai thác được 312 triệu tấn dầu, sản lượng khai thác trong giai đoạn 2024 -

2050 ước đạt 62 triệu tấn. Thời gian khai thác trên 2,5 triệu tấn/năm kéo dài đến năm 2037.

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đang tập trung nghiên cứu và áp dụng các giải pháp kỹ thuật, công nghệ mới giúp giảm chi phí và nâng cao hiệu quả trong công tác tìm kiếm thăm dò; tiếp tục triển khai công tác tận thăm dò, khai thác tối đa tiềm năng của các lô dầu khí hiện hữu cũng như đẩy mạnh công tác tiếp nhận các lô mới; tăng cường đào tạo, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực địa chất địa vật lý và khai thác dầu khí; thực hiện hiệu quả công tác quản lý rủi ro, từ việc đánh giá rủi ro đến việc triển khai các biện pháp phòng ngừa và ứng phó; tích cực tìm kiếm các đối tác đầu tư tiềm năng mới, cũng như thúc đẩy hợp tác với các đối tác truyền thống...

Tài liệu tham khảo

[1] Tuyển tập Báo cáo khoa học "Vietsovpetro 30 năm thành lập và phát triển".

[2] Phạm Xuân Sơn, Nguyễn Lâm Anh, và Đào Nguyên Hưng, "Vietsovpetro - 40 năm thăm dò dầu khí (1981 - 2021) những thành tựu và định hướng cơ bản", Tuyển tập Báo cáo khoa học "Vietsovpetro 40 năm thành lập và phát triển".

[3] Đào Nguyên Hưng, Lê Hồng Quân, Vũ Nam Hải, và Nguyễn Văn Tiến, "Sử dụng tài liệu địa chấn nhằm nâng cao hiệu quả công tác thăm dò của Vietsovpetro", Hội nghị khoa học kỷ niệm 40 năm thành lập Vietsovpetro và 35 năm khai thác tấn dầu đầu tiên.

[4] Đào Nguyên Hưng và Vũ Văn Hải, "Công tác mở rộng vùng hoạt động của Vietsovpetro - Kết quả đạt được và kế hoạch giai đoạn tiếp theo", Hội nghị khoa học kỷ niệm 40 năm thành lập Vietsovpetro và 35 năm khai thác tấn dầu đầu tiên.

VIETSOVPETRO'S EXPLORATION FROM 2010 TO 2023 AND PLANS FOR THE COMING PERIOD

Nguyen Hung Anh¹, Vu Nam Hai²

¹NIPI, Vietsovpetro Joint Venture

²Vietsovpetro Joint Venture

Email: anhnh.hq@vietsov.com.vn

Summary

The annual production of Vietsovpetro Joint Venture has rapidly declined after reaching its peak of 13.5 million tons of oil in 2002. Therefore, since 2010, Vietsovpetro has focused on intensifying exploration and prospecting, especially additional exploration; conducting research and evaluation of investment opportunities in open blocks on Vietnam's continental shelf; expanding operation to new oil and gas blocks to increase reserves. These all aim to bring new projects into production early to restrain the annual production decline.

This paper evaluates Vietsovpetro's exploration from 2010 to 2023 and outlines plans for the coming phase based on production forecast scenarios for the period 2024 - 2050.

Key words: Reserve increase, additional exploration, well fund optimization, enhanced oil recovery.

KINH NGHIỆM KHAI THÁC MỎ NHỎ Ở THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM VÀ TIỀM NĂNG PHÁT TRIỂN CÁC PHÁT HIỆN DẦU KHÍ CẬN BIÊN LÔ 09-1, BỂ CỬU LONG

Vũ Mai Khanh, Lê Đăng Tâm, Tống Cảnh Sơn, Lê Việt Dũng, Trần Quốc Thắng, Bùi Trọng Hàn, Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng

Liên doanh Vietsovpetro

Email: sontc.rd@gmail.com

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-02>

Tóm tắt

Mỏ dầu khí cận biên là mỏ dầu khí chưa thể phát triển khai thác do hiệu quả đầu tư tiệm cận dưới mức tối thiểu với trình độ công nghệ và các điều kiện kinh tế, kỹ thuật thông thường tại thời điểm đánh giá. Các mỏ này thường có trữ lượng nhỏ và rất nhỏ thường được xem xét đặc biệt cẩn trọng trước khi thực hiện đầu tư và phát triển bởi các mỏ này thường có thời gian khai thác ngắn, ít hiệu quả. Những năm gần đây, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tích cực triển khai công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí, gia tăng trữ lượng. Tuy nhiên, phần lớn những phát hiện mới đều có trữ lượng dầu khí nhỏ. Việc đưa các mỏ nhỏ, cận biên vào phát triển khai thác rất khó khăn về công nghệ, kỹ thuật, khía cạnh kinh tế cũng như kỹ thuật, cần có những giải pháp công nghệ sáng tạo và chi phí đầu tư thấp. Bài báo giới thiệu kinh nghiệm của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trong phát triển các mỏ dầu khí có trữ lượng nhỏ và các phát hiện dầu khí mới, trữ lượng nhỏ, cận biên Lô 09-1, có triển vọng đưa vào khai thác.

Từ khóa: Mỏ cận biên, mỏ kết nối, Lô 09-1, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Ở thềm lục địa Việt Nam, có 2 phương án xây dựng và phát triển các mỏ dầu khí nhỏ và cận biên đang được sử dụng là: (i) Phát triển độc lập (stand-alone); (ii) Kết nối với mỏ lân cận có cơ sở hạ tầng đầy đủ (tie-in).

Đối với phương án phát triển độc lập, cần phải thiết kế và xây dựng đầy đủ các công trình có chức năng phục vụ khai thác, xử lý, tàng chứa dầu và khí, xuất bán tại mỏ. Trong đó, có giàn khai thác dầu và khí/giàn đầu giếng/hoặc giếng ngầm, hệ thống đường ống vận chuyển dầu và khí, cáp ngầm, các hệ thống thiết bị phụ trợ, giàn xử lý công nghệ và kho chứa xuất, bán dầu thương phẩm. Hiện nay, các mỏ dầu khí nhỏ được phát triển theo phương án độc lập là: Đại Hùng (Lô 05-1a, bể Nam Côn Sơn), Thăng Long và Đông Đô (Lô 01 & 02/97, bể Cửu Long); Sông Đốc (Lô 46/13, bể Malay - Thổ Chu).

Theo phương án phát triển mỏ kết nối, sản phẩm khai thác từ mỏ nhỏ, sẽ được thu gom và vận chuyển đến mỏ

dầu lân cận, hiện hữu, đang vận hành có dư/thừa công suất thu gom, xử lý và tàng chứa sản phẩm. Các hệ thống phụ trợ, như khí bơm ép, nước ép vỉa, điện năng,... được cung cấp từ mỏ dầu hiện hữu thông qua hệ thống đường ống và cáp điện ngầm kết nối. Phương án phát triển kiểu này chỉ cần xây dựng các hạng mục công trình phục vụ khai thác (giàn nhẹ/giàn đầu giếng hay các giếng ngầm), hệ thống đường ống và cáp ngầm kết nối mỏ mới với mỏ hiện hữu; không cần xây dựng các giàn công nghệ xử lý trung tâm, giàn cung cấp hệ thống phụ trợ gaslift, bơm ép vỉa hay hệ thống điện và trạm xử lý tàng chứa dầu thương phẩm. Phương án này chỉ có thể áp dụng cho các mỏ cận biên, gần với các mỏ dầu và khí đang vận hành và có dư thừa công suất xử lý như các mỏ Bạch Hổ, Rồng hay Tê Giác Trắng. Nếu ở vị trí quá xa, việc áp dụng phương án kết nối mỏ sẽ gặp nhiều khó khăn trong vận chuyển sản phẩm bằng đường ống do vấn đề lắng đọng paraffin và tổn thất thủy lực. Tuy nhiên, các mỏ nhỏ và mỏ cận biên thường có thời gian khai thác ngắn, khoảng 7 - 15 năm, nên sẽ hiệu quả hơn khi phát triển bằng cách kết nối với mỏ hiện hữu đang hoạt động [1].

Thực tế cho thấy, phương án phát triển các mỏ dầu khí nhỏ và cận biên bằng cách kết nối với mỏ dầu hiện



Ngày nhận bài: 4/1/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4/1 - 5/3/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.

hữu mang lại hiệu quả cao. Phương án này đã và đang được áp dụng phổ biến trên thế giới, đặc biệt rất thành công khi áp dụng ở thềm lục địa Việt Nam. Tại Lô 09-1, bể Cửu Long đã có các mỏ Cá Ngừ Vàng [2], Nam Rồng - Đồi Mồi [3], Gấu Trắng, Thỏ Trắng và Cá Tầm [4] kết nối với các mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tại Lô 16-1, các mỏ Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen được kết nối với mỏ Tê Giác Trắng.

2. Kinh nghiệm khai thác các mỏ dầu khí nhỏ ở thềm lục địa Việt Nam

2.1. Mỏ Đại Hùng

Mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a, bể Nam Côn Sơn) được ExxonMobil (Mỹ) phát hiện trước năm 1975. Năm 1993, tổ hợp các nhà thầu quốc tế do BHPP (Australia) đại diện được giao điều hành để thăm dò, thăm lường và phát triển sớm mỏ Đại Hùng. Sản lượng của mỏ suy giảm rất nhanh làm nản lòng các nhà đầu tư quốc tế và lần lượt từng nhà điều hành BHP, Petronas (Malaysia) rút khỏi mỏ Đại Hùng. Để án phát triển mỏ Đại Hùng được chuyển giao cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với giá trị tương trưng là 1 USD. Sau khi Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" được giao điều hành (1999) và đối tác Zarubezhneft (Liên bang Nga) quyết định rút khỏi đề án (2003), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chuyển giao quyền điều hành Đề án phát triển mỏ Đại Hùng cho Tổng công

ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) từ tháng 10/2003.

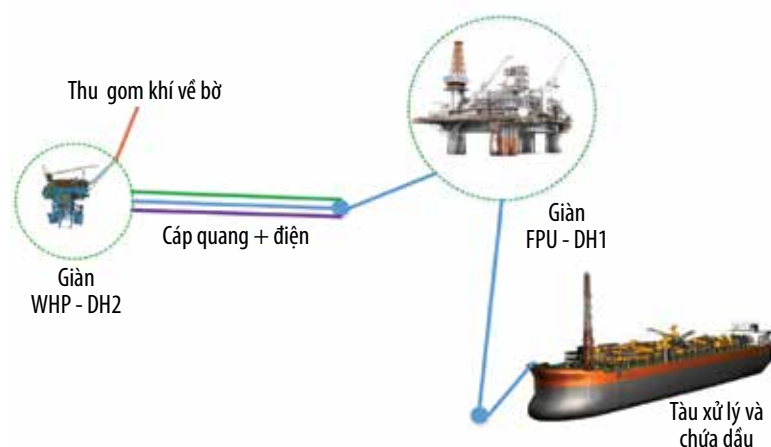
Mỏ Đại Hùng là 1 mỏ có cấu trúc dạng phân khối nhỏ, được phát triển theo phương án độc lập. Tại đây, các đầu giếng ngầm, giàn WHP-DH2, FPU-DH1, kho chứa nổi, xử lý và xuất dầu thô (FPSO) và hệ thống đường ống nội mỏ được thiết kế và xây dựng. Giàn FPU-DH1 (dùng để xử lý dầu và khí, được cải hoán từ giàn khoan cũ dạng nửa nổi nửa chìm, đóng từ năm 1974 và từng hoạt động ở Biển Bắc), được nối với hơn 10 đầu giếng ngầm.

Giàn đầu giếng Đại Hùng 2 (WHP-DH2) được xây dựng và đưa vào hoạt động từ năm 2012. Các giếng khoan sau đó không phải là giếng thiết kế ngầm, mà được khoan và lắp đặt trên giàn WHP-DH2. Dầu và khí khai thác từ các giếng của giàn WHP-DH2 được vận chuyển đến FPU-DH1 bằng các tuyến ống nội mỏ. Như vậy, dầu và khí khai thác từ mỏ Đại Hùng sau khi xử lý trên FPU-DH1 được bơm đến FSO bên cạnh. Khí đồng hành được thu gom và vận chuyển đến mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro để xử lý, sau đó vận chuyển vào bờ. Hình 1 là sơ đồ nguyên tắc thiết kế và xây dựng mỏ Đại Hùng.

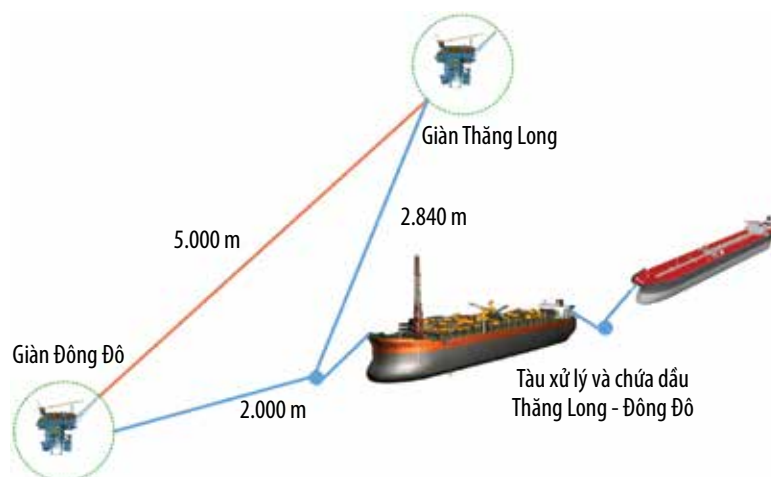
2.2. Mỏ Thăng Long - Đông Đô

Các mỏ Thăng Long và Đông Đô (Lô 01 & 02/97, bể Cửu Long), có độ sâu nước biển 60 - 70 m, được xếp vào loại mỏ có trữ lượng dầu khí nhỏ. Trong sơ đồ công nghệ phát triển các mỏ này, giàn đầu giếng WHP-TL và WHP-DD, kho chứa nổi, xử lý và xuất dầu thô FPSO PTSC Lam Sơn được thiết kế và xây dựng để phát triển chung theo phương án độc lập.

Dầu khai thác ở mỏ Thăng Long - Đông Đô thuộc loại dầu paraffin và asphaltene, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Sản phẩm khai thác từ các giàn này, ở dạng hỗn hợp với khí được vận chuyển bằng các đường ống nội mỏ đến FPSO PTSC Lam Sơn để xử lý đến thương phẩm, tàng chứa, trước khi xuất bán cho khách hàng. WHP-TL nối với FPSO-Lam Sơn bằng đường ống ngầm dài khoảng 2.640 m và WHP-DD với FPSO - Lam Sơn, 2.000 m. Hình 2 là sơ đồ xây dựng và vận hành mỏ Thăng Long - Đông Đô.



Hình 1. Sơ đồ nguyên tắc vận hành mỏ Đại Hùng, tại Lô 05-1a, bể Nam Côn Sơn.



Hình 2. Sơ đồ xây dựng mỏ Thăng Long - Đông Đô.

2.3. Mỏ Sông Đốc

Mỏ Sông Đốc (Lô 46/13, bể Malay - Thổ Chu) là mỏ nhỏ, cận biên, được đưa vào khai thác từ năm 2008. Mỏ Sông Đốc được thiết kế, xây dựng để phát triển theo phương án độc lập, gồm 1 giàn đầu giếng WHP và trạm xử lý tàng chứa FPSO. Hình 3 là sơ đồ xây dựng và phát triển mỏ Sông Đốc.



Hình 3. Mỏ Sông Đốc.

Mỏ Sông Đốc là mỏ có trữ lượng rất nhỏ, sản lượng dầu và khí thấp, nên hiệu quả kinh tế kém. Sau khi nhà thầu nước ngoài rút khỏi dự án này, mỏ Sông Đốc được giao cho PVEP quản lý và vận hành từ năm 2013 đến nay.

2.4. Mỏ Cá Ngừ Vàng

Mỏ Cá Ngừ Vàng (Lô 09-2, bể Cửu Long), có 1 giàn đầu giếng CNV-WHP được thiết kế, xây dựng và phát triển theo giải pháp kết nối với mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro. Việc kết nối này cho phép mỏ Cá Ngừ Vàng sử dụng chung hệ thống công nghệ xử lý và tàng chứa dầu và khí của mỏ Bạch Hổ. CNV kết nối với mỏ Bạch Hổ bằng đường ống từ CNV-WHP đến giàn công nghệ trung tâm số 3 (CPP-3), dài 25 km, được bọc cách nhiệt với hệ số truyền nhiệt $1,913 \text{ W/m}^2\text{K}$. Đây là đường ống bọc cách nhiệt thuộc loại tốt so với các đường ống dẫn dầu khác đã xây dựng tại thềm lục địa Việt Nam.

Mỏ Cá Ngừ Vàng được đưa vào khai thác từ năm 2008 [2]. Thách thức lớn nhất để vận chuyển sản phẩm khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến mỏ Bạch Hổ là vấn đề lắng đọng paraffin trong đường ống cao, do hàm lượng paraffin trong dầu lớn (17 - 27% khối lượng), hệ số khí lớn và nhiệt độ đông đặc của dầu cao, ở mức 25 - 27°C. Để đảm bảo vận chuyển đến mỏ Bạch Hổ, sản phẩm khai thác ở mỏ Cá Ngừ Vàng được xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD). Sau khi xử lý bằng hóa phẩm



Hình 4. Sơ đồ vận hành mỏ Cá Ngừ Vàng kết nối với mỏ Bạch Hổ.

PPD, sản phẩm của mỏ Cá Ngừ Vàng được vận chuyển đến CPP-3 ở dạng hỗn hợp với khí. Do chiều dài đường ống từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ khá dài (25 km), trong khi sản lượng khai thác của mỏ Cá Ngừ Vàng ở mức thấp, nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy rất thấp, có nguy cơ cao xảy ra tình trạng lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Quá trình vận chuyển dầu từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 cho thấy, nhiệt độ của dầu có thể giảm về mức 25 - 30°C (phụ thuộc từng mùa).

Sơ đồ vận chuyển sản phẩm khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ thể hiện tại Hình 4.

Để đảm bảo khả năng vận hành an toàn sản phẩm khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng, định kỳ hệ thống phóng thoi đã phải sử dụng để tẩy rửa lắng đọng paraffin và làm sạch đường ống. Chính vì vậy, sản phẩm từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến mỏ Bạch Hổ đã được đảm bảo vận hành thông suốt từ khi bắt đầu khai thác (năm 2008) đến nay, giúp công tác khai thác và vận hành mỏ ổn định, mang lại hiệu quả kinh tế tích cực cho mỏ kết nối này.

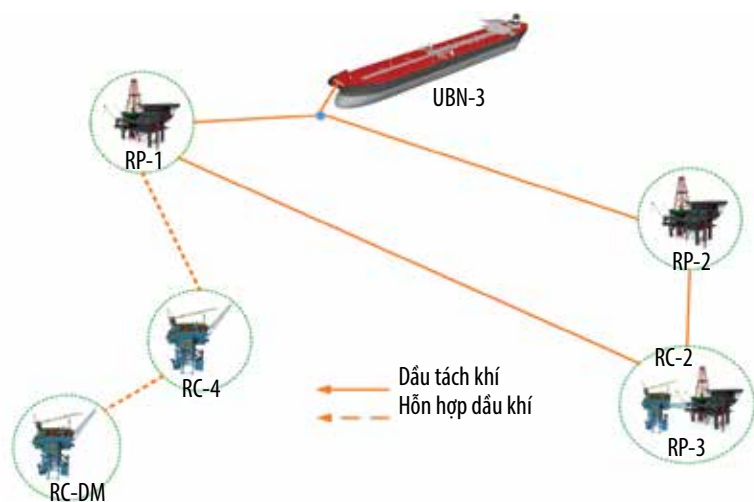
2.5. Mỏ Nam Rồng - Đổi Mới

Mỏ Nam Rồng (Lô 09-1, bể Cửu Long) được Vietsovpetro phát hiện năm 2005 và mỏ Đổi Mới (Lô 09-3) được Công ty Điều hành chung Việt - Nga - Nhật (VRJ) phát hiện năm 2006. Đây là hai mỏ nhỏ, cách nhau khoảng 3,5 km. Năm 2009, tổ hợp các nhà thầu gồm Petrovietnam (Việt Nam), Zarubezhneft (Liên bang Nga) và Idemitsu (Nhật Bản) thống nhất cùng phát triển chung và đưa vào khai thác bằng cách kết nối với mỏ Rồng của Vietsovpetro. Theo thiết kế và xây dựng mỏ, tại 2 mỏ này xây dựng 2 giàn nhẹ RC-4 và RC-DM, đường ống kết nối với RP-1, mỏ Rồng dài khoảng 17 km, đi qua RC-5.

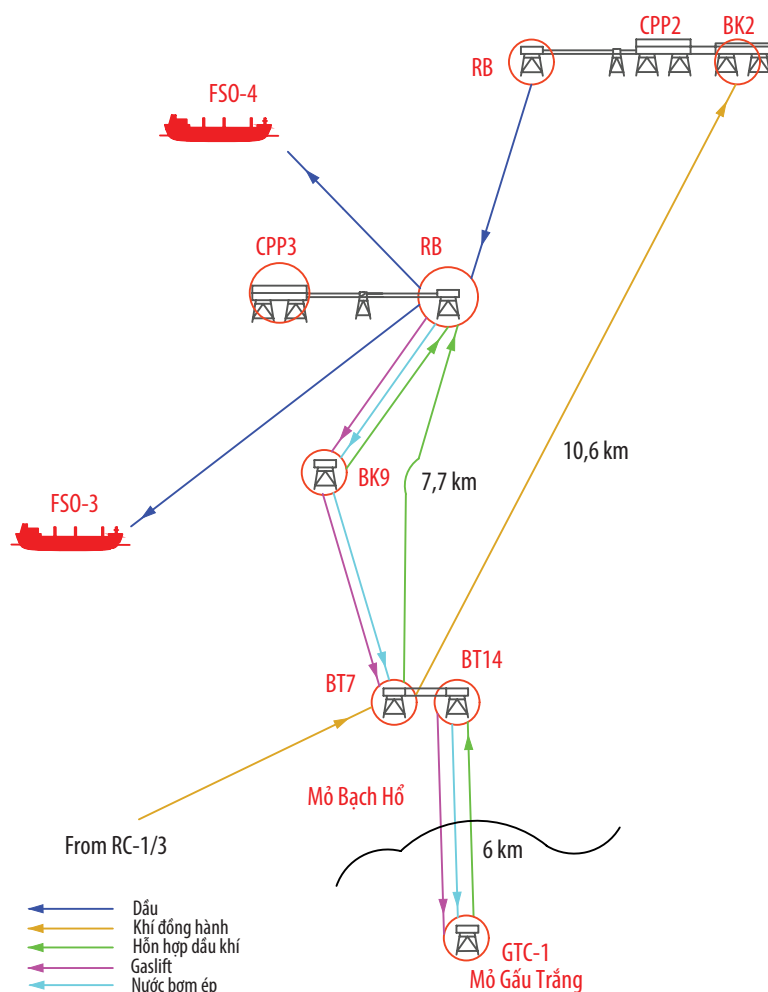
Dầu ở 2 mỏ hợp nhất này, thuộc loại dầu nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Vì vậy, để vận chuyển đến RP-1, dầu được xử lý bằng hóa phẩm PPD. Nhằm giảm chi phí vận hành mỏ, Vietsovpetro đã xử lý dầu bằng cách tận dụng địa nhiệt của giếng dầu, nghĩa là hóa phẩm PPD được thiết kế bơm xuống giếng vào dòng dầu và khí ở độ sâu

khoảng 2.500 - 3.000 m, nơi có nhiệt độ không thấp hơn 70°C. Với giải pháp tận dụng địa nhiệt của giếng dầu, không cần lắp đặt thêm thiết bị gia nhiệt trên các giàn của mỏ Nam Rồng - Đôi Mồi.

Khi đưa các mỏ Nam Rồng - Đôi Mồi vào khai thác, tổng lưu lượng khai thác ban đầu chỉ ở mức 930 m³/ngày, trong đó lưu lượng của mỏ Đôi Mồi chỉ đạt khoảng 570 m³/ngày. Việc vận chuyển dầu và khí các



Hình 5. Sơ đồ nguyên tắc vận chuyển sản phẩm Nam Rồng - Đôi Mồi đến RP-1 mỏ Rồng.



Hình 6. Sơ đồ xây dựng và phát triển mỏ Gấu Trắng.

mỏ hợp nhất này đến RP-1 ở lưu lượng thấp rất phức tạp do lắng đọng paraffin bên trong đường ống [3]. Bên cạnh đó, áp suất và nhiệt độ miệng giếng không cao, dẫn đến tổn thất áp suất vận chuyển trong đường ống lớn, làm cho lưu lượng sản phẩm của giếng bị giảm dần. Vì vậy, Vietsovpetro đã chuyển sang khai thác các mỏ này bằng phương pháp cơ học gaslift. Với phương pháp này, lưu lượng sản phẩm của các giếng đã tăng lên đáng kể, vận tốc dòng chảy trong đường ống vận chuyển đến RP-1 cũng cao hơn, khả năng lưu thông của sản phẩm trong đường ống được cải thiện và lắng đọng paraffin bên trong đường ống cũng giảm. Tuy nhiên, tổn hao áp suất vận chuyển lại gia tăng, do lưu lượng khí (khí đồng hành và gaslift) trong đường ống quá lớn.

Để khắc phục vấn đề này, Vietsovpetro đã sử dụng bình tách khí sơ bộ (UPOG), lắp đặt trên các giàn nhẹ ở các mỏ hợp nhất NR-DM để tách một phần khí trong sản phẩm khai thác trên RC-4, RC-DM và thực hiện giải pháp vận chuyển sản phẩm đến RP-1 ở chế độ dầu bão hòa khí. Với việc sử dụng các giải pháp này, từ khi đưa vào khai thác (năm 2009) đến nay các mỏ đã vận hành an toàn và hiệu quả. Hình 5 là sơ đồ nguyên tắc xây dựng và vận hành mỏ hợp nhất Nam Rồng Đôi Mồi.

2.6. Mỏ Gấu Trắng

Mỏ Gấu Trắng (Lô 09-1, bể Cửu Long) là mỏ nhỏ, cận biên được phát triển theo giải pháp kết nối với mỏ Bạch Hổ. Tại mỏ Gấu Trắng, thiết kế và xây dựng 1 giàn nhẹ GTC-1 thực hiện khai thác dầu và khí. Đường ống kết nối từ giàn GTC-1 đến giàn CPP-3 mỏ Bạch Hổ dài khoảng 14 km, gồm 3 đoạn: GTC-1 → BK14/BT7, BK14/BT7 → BK9 và BK9 → CPP-3. Tương tự các mỏ dầu và khí kết nối ở trên, dầu khai thác ở mỏ Gấu Trắng có hàm lượng paraffin cao, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao, nhiệt độ miệng giếng khá thấp (34 - 50°C). Lưu lượng sản phẩm khai thác ở mỏ Gấu Trắng thấp, nên quá trình vận chuyển sản phẩm từ mỏ này đến giàn CPP-3 mỏ Bạch Hổ bằng đường ống thường bị lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Bên cạnh đó, sản phẩm

khai thác của mỏ Gấu Trắng đi qua BK-14 và BK-9 và cùng sản phẩm ở đây được vận chuyển đến CPP-3. Vì vậy, lưu lượng vận chuyển khá lớn, tổn thất áp suất vận chuyển trong đường ống cao, ảnh hưởng đến áp suất các đầu giếng trên GTC-1 Gấu Trắng và theo đó ảnh hưởng đến hoạt động của các giếng của mỏ này. Sơ đồ nguyên lý vận hành mỏ Gấu Trắng được thể hiện ở Hình 6.

Giải pháp công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu mỏ Gấu Trắng đến mỏ Bạch Hổ, được thực hiện tương tự như mỏ Nam Rồng - Đôi Mối, đều sử dụng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý dầu bằng hóa phẩm PPD. Để tiết kiệm chi phí xây dựng và vận hành mỏ Gấu Trắng, sản phẩm khai thác của GTC-1, được vận chuyển đến BK-14 ở dạng hỗn hợp với khí (không có UPOG trên GTC-1). Trên BK-14 thực hiện tách khí sơ bộ sản phẩm của BK-14 và GTC-1 trong UPOG, dầu bão hòa khí được vận chuyển đến BK-9 và sau đó đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ.

Khí tách ra trên BK-14 được vận chuyển đến giàn nén khí trung tâm ở mỏ Bạch Hổ theo hệ thống đường ống thu gom khí ở mỏ Bạch Hổ.

2.7. Mỏ Thỏ Trắng

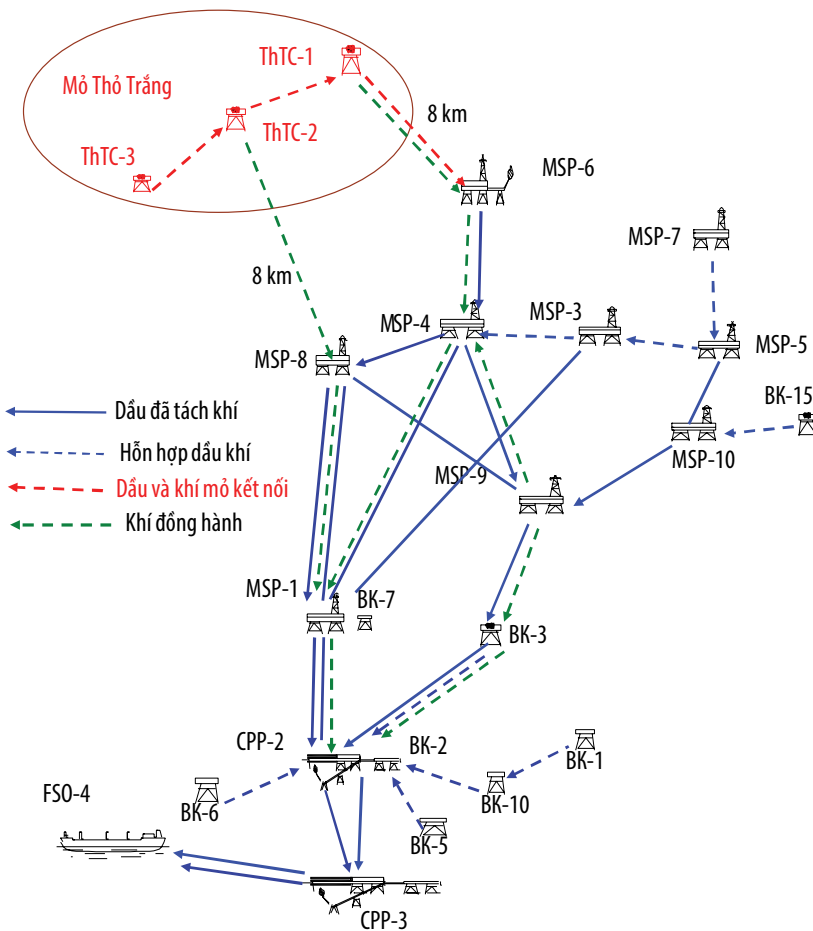
Mỏ Thỏ Trắng (Lô 09-1, bể Cửu Long) thuộc loại mỏ nhỏ, cận biên, cách giàn cố định MSP-6 khoảng 8 km, được phát triển theo phương án kết nối với mỏ Bạch Hổ. Để khai thác dầu khí ở mỏ Thỏ Trắng, Vietsovpetro đã xây

dựng 3 giàn nhẹ ThTC-1, ThTC-2 và ThTC-3 ở mỏ này. Giàn nhẹ ThTC-1 lắp đặt tại vị trí cách giàn MSP-6 khoảng 8 km về phía Bắc và đưa vào khai thác tháng 7/2013, sau đó, lần lượt là ThTC-2 và ThTC-3. Hình 7 là sơ đồ xây dựng và vận hành mỏ Thỏ Trắng.

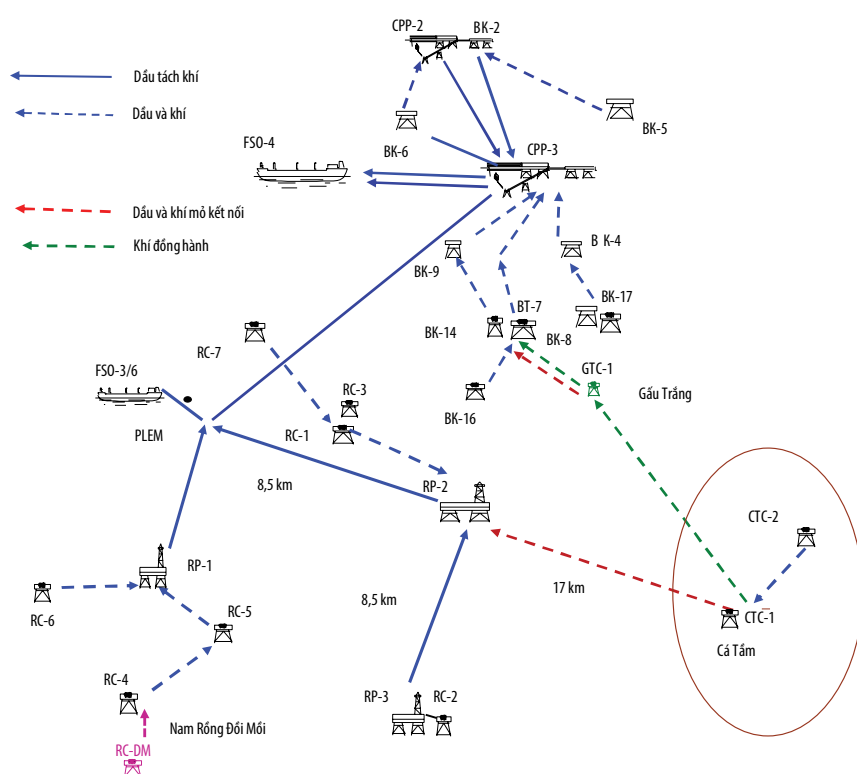
Tương tự như các mỏ kết nối khác, dầu khai thác ở mỏ Thỏ Trắng có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Vận chuyển, sản phẩm khai thác từ mỏ này đến MSP-6 khá phức tạp do lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Để đảm bảo vận hành mỏ Thỏ Trắng, sản phẩm khai thác được xử lý bằng hóa phẩm PPD với giải pháp tận dụng địa nhiệt của giếng dầu, tương tự như ở các mỏ kết nối. Tuy nhiên, do hệ số khí trong dầu ở mỏ Thỏ Trắng khá lớn (khoảng hơn 500.000 m³/tấn), tổn hao áp suất vận chuyển sản phẩm này đến MSP-6 cao.

Để đảm bảo quá trình vận chuyển sản phẩm mỏ Thỏ Trắng đến mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã sử dụng giải pháp tách khí sơ bộ trong UPOG, đặt trên ThTC-1 và ThTC-2. Như vậy, sản phẩm của mỏ Thỏ Trắng được vận chuyển đến MSP-6 và MSP-8 ở dạng bão hòa khí. Trong đó, sản phẩm của ThTC-1 vận chuyển đến MSP-6, sản phẩm của ThTC-2 đến MSP-8 dài 7 km. Giàn ThTC-3, sau một thời gian ngắn khai thác đã ngừng cho sản phẩm.

Quá trình vận hành mỏ Thỏ Trắng gặp khó khăn do tình trạng lắng đọng muối trong các giếng và hệ thống thu gom. Nguyên nhân do nước đồng hành khai thác ở các tầng sản phẩm khác nhau trong cùng một giếng hòa trộn với nhau và với dòng sản phẩm không tương thích của các giàn khác ở mỏ Bạch Hổ. Để khắc phục và hạn chế lắng đọng muối trong các giếng khai thác ở mỏ Thỏ Trắng và trong các đường ống vận chuyển sản phẩm nội bộ mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã sử dụng nhiều giải pháp [5]. Đến nay, quá trình khai thác dầu và khí trên các giàn ThTC-1, ThTC-2 ở mỏ Thỏ Trắng diễn ra an toàn và hiệu quả.



Hình 7. Sơ đồ nguyên tắc xây dựng và vận hành mỏ Thỏ Trắng.



Hình 8. Sơ đồ nguyên tắc phát triển và vận hành mỏ Cá Tầm.

2.8. Mỏ Cá Tầm

Mỏ Cá Tầm (Lô 09-3/12, bể Cửu Long) cách công trình biển gần nhất BK-14 (mỏ Bạch Hổ) khoảng 15 km về phía Đông Nam và cách RP-2 (mỏ Rồng) khoảng 17,5 km về phía Đông Bắc. Mỏ Cá Tầm được Vietsovpetro, PVEP và Bitexco đưa vào khai thác năm 2018 theo phương án kết nối với mỏ Rồng. Tại mỏ Cá Tầm, có xây dựng 2 giàn nhẹ CTC-1 và CTC-2, trong đó CTC-1 là giàn nhẹ trung tâm. Hình 8 là sơ đồ xây dựng và phát triển mỏ kết nối Cá Tầm.

Dầu khai thác từ mỏ Cá Tầm có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao (tương tự dầu mỏ Nam Rồng - Đối Mối [3]). Bên cạnh đó, đường ống vận chuyển dầu và khí từ CTC-1 đến RP-2 mỏ Rồng khá dài, cho nên quá trình vận chuyển phức tạp do xảy ra lắng đọng paraffin. Vì vậy, để an toàn vận hành mỏ Cá Tầm, trên CTC-1 ngoài lắp đặt thiết bị UPOG còn có bộ gia nhiệt dầu đến nhiệt độ không thấp hơn 70°C.

Như vậy, sản phẩm sau khi khai thác trên giàn nhẹ CTC-2 được vận chuyển đến CTC-1, để tách khí trong UPOG cùng sản phẩm của CTC-1. Dầu bão hòa khí sau UPOG trên CTC-1 được gia nhiệt đến 70°C và xử lý bằng hóa phẩm PPD rồi vận chuyển theo đường ống kết nối dài 17,5 km từ CTC-1 → RP-2 mỏ Rồng. Tại RP-2, sản phẩm mỏ Cá Tầm được tách khí triệt để và tách nước sơ bộ cùng với sản phẩm khai thác trên RP-2 mỏ Rồng và sau đó vận chuyển đến FSO ở mỏ Rồng để xử lý tiếp theo.

2.9. Mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng

Các mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng (Lô 15-2/01, bể Cửu Long) là 2 mỏ dầu và khí nhỏ, gần với mỏ Tê Giác Trắng. Trên cơ sở kinh nghiệm vận hành các mỏ

kết nối Cá Ngừ Vàng và Nam Rồng - Đối Mối, Petrovietnam đã chỉ đạo Thang Long JOC phát triển mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng theo hướng kết nối với mỏ Tê Giác Trắng.

Mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1, bể Cửu Long) cách giàn MSP-6 (mỏ Bạch Hổ) khoảng 18 - 20 km về phía Tây Bắc. Hình 9 là sơ đồ xây dựng và phát triển mỏ Tê Giác Trắng.

Mỏ Tê Giác Trắng được thiết kế và xây dựng 3 giàn đầu giếng H1, H4 và H5 và FPSO Armada. Trên FPSO được thiết kế lắp đặt hệ thống công nghệ xử lý dầu và khí triệt để (tách khí 2 bậc), hệ thống bơm ép nước vỉa, hệ thống nén khí cao áp và các hệ thống phụ trợ khác. Sản phẩm khai thác từ mỏ Tê Giác Trắng ở dạng hỗn hợp dầu - khí - nước được vận chuyển đến FPSO Armada để tách khí và tách nước đến chất lượng thương phẩm.

Khí tách ra được nén đến áp suất 110 atm để phục vụ khai thác bằng phương pháp cơ học - gaslift. Lượng khí còn lại vận chuyển đến giàn nén trung tâm ở mỏ Bạch Hổ để chuyển tiếp vào bờ. Giàn đầu giếng H1 mỏ Tê Giác Trắng được đưa vào khai thác tháng 8/2011, sau đó 1 năm, giàn đầu giếng H4 được đưa vào vận hành.

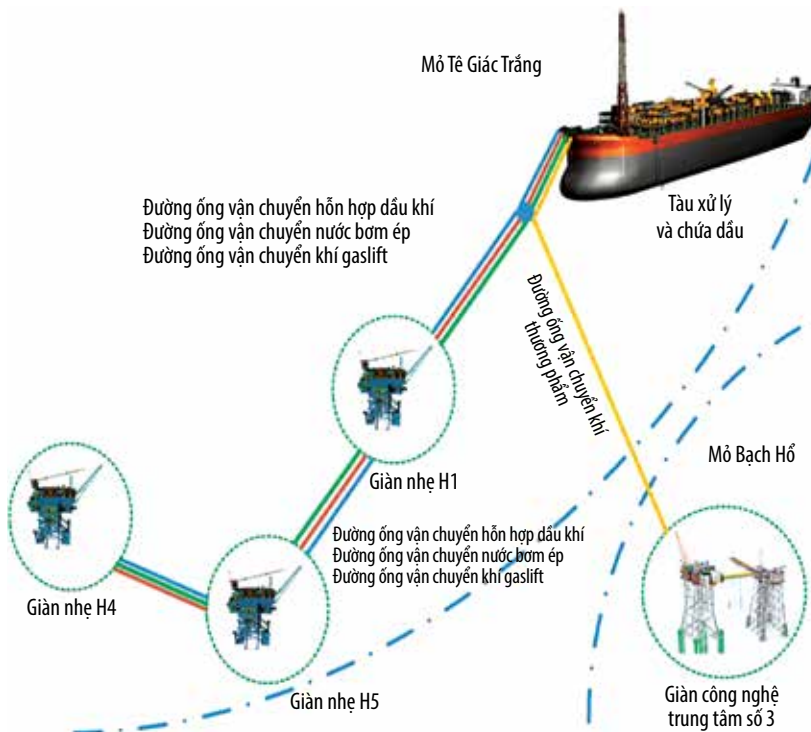
Mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng kết nối với mỏ Tê Giác Trắng theo mô hình thiết kế và xây dựng như sau:

- Xây dựng 1 giàn đầu giếng tại mỏ Hải Sư Đen;
- Một giàn đầu giếng kèm bình tách khí (đo lưu lượng dầu và khí), lắp đặt tại mỏ Hải Sư Trắng;
- Hệ thống đường ống vận chuyển sản phẩm từ Hải Sư Đen đến Hải Sư Trắng, sau đó vận chuyển đến mỏ kết nối với giàn đầu giếng H1 mỏ Tê Giác Trắng (TGT-H1).

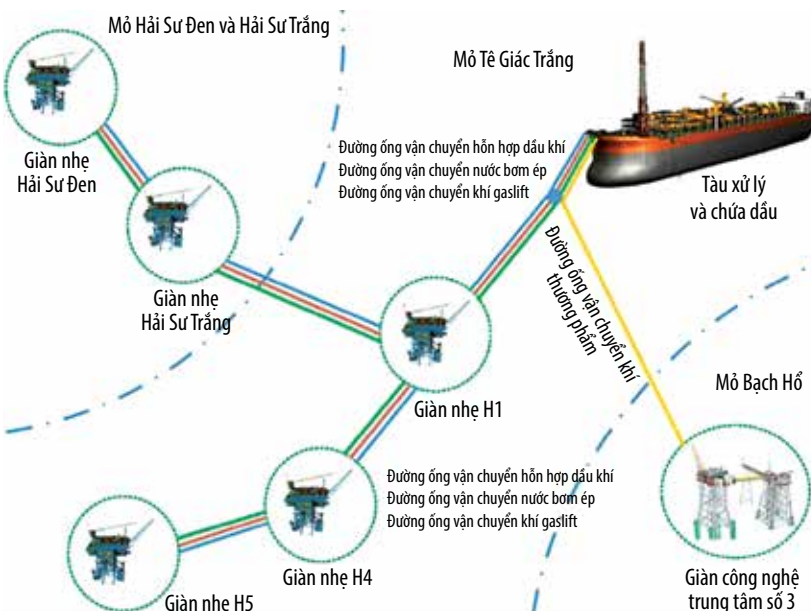
Mỏ Hải Sư Trắng đã bắt đầu khai

thác tấn dầu đầu tiên từ tháng 5/2013. Sau đó 1 tháng, mỏ Hải Sư Đen cũng được đưa vào vận hành. Từ đó đến nay, các hệ thống công nghệ và đường ống kết nối các mỏ này với mỏ Tê Giác Trắng làm việc ổn định và an toàn, đánh dấu thành công của giải pháp kết nối các mỏ nhỏ với mỏ cận biên có cơ sở hạ tầng hoàn chỉnh, ngoài Lô 09-1. Hình 10 là sơ đồ phát triển cụm các mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng kết nối với mỏ Tê Giác Trắng.

Như vậy, việc khai thác các mỏ dầu khí có trữ lượng nhỏ, cận biên cho thấy triển vọng và hiệu quả của giải pháp kết nối với các mỏ dầu khí hiện hữu có cơ sở hạ tầng hoàn chỉnh.



Hình 9. Sơ đồ nguyên lý xây dựng và phát triển mỏ Tê Giác Trắng.



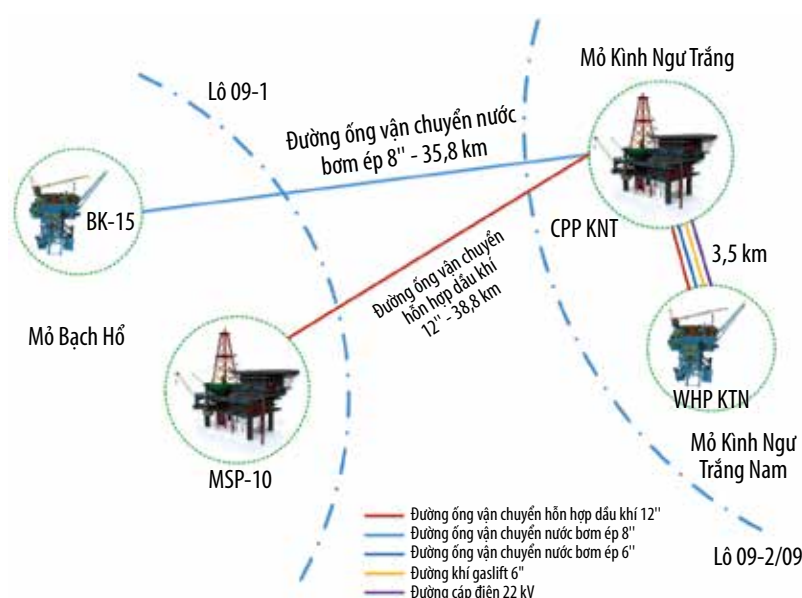
Hình 10. Sơ đồ kết nối các mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng với mỏ Tê Giác Trắng.

3. Tiềm năng phát triển các phát hiện dầu khí nhỏ và cận biên Lô 09-1, bể Cửu Long

Trong thời gian gần đây, Vietsovpetro tích cực tìm kiếm, thăm dò và đưa các phát hiện dầu khí nhỏ, lân cận mỏ Bạch Hổ, Rồng, Lô 09-1 vào khai thác, tận thu tài nguyên dầu khí cho đất nước. Tuy nhiên, các phát hiện dầu khí có trữ lượng nhỏ, thậm chí rất nhỏ, phân bố rời rạc, có cấu trúc địa chất phức tạp, cách xa nhau và xa các mỏ Bạch Hổ và Rồng. Để đưa những phát hiện dầu khí này vào khai thác, cần phải có các giải pháp thiết kế, xây dựng mỏ với chi phí thấp nhất, đồng thời linh hoạt sử dụng các giải pháp công nghệ và kỹ thuật hợp lý [6], để có thể thu gom và vận chuyển sản phẩm từ những mỏ này đến các mỏ kết nối ở Lô 09-1. Dưới đây là một số phát hiện dầu khí nhỏ và cận biên Lô 09-1 có triển vọng phát triển bằng cách kết nối với các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro.

• **Cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam** là 2 phát hiện dầu khí trong Lô 09-2/09 ở thềm lục địa Nam Việt Nam, cách Vũng Tàu khoảng 140 km về phía Đông Nam. Phía Bắc giáp mỏ Rạng Đông (Lô 15-2), phía Tây giáp mỏ Bạch Hổ (Lô 09-1) và phía Đông Nam là đới nâng Côn Sơn. Độ sâu nước biển trong lô khoảng 50 - 70 m. Cấu tạo Kinh Ngư Trắng được phát hiện ở các giếng khoan thăm dò (KNT-1X/2X/3X) vào năm 2010 và Kinh Ngư Trắng Nam ở các giếng khoan (KTN-1X/2X/3X/4X/5X) năm 2013. Tại khu vực này, còn xác định 2 cấu tạo triển vọng khác là Kinh Ngư Đen và Cá Ông Dơi.

Kết quả thăm dò địa chất cho thấy, dầu và khí tại cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam có trữ lượng nhỏ. Kinh Ngư Trắng cách giàn cố định MSP-10, mỏ Bạch Hổ khoảng 39 km, còn cấu tạo Kinh Ngư Trắng Nam cách cấu tạo Kinh Ngư Trắng khoảng 3 - 4 km. Trong thời gian qua, Vietsovpetro đã nghiên cứu và trình các cấp có thẩm quyền xem xét đưa các phát hiện dầu khí tiềm năng này



Hình 11. Sơ đồ nguyên tắc dự kiến kết nối cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam với mỏ Bạch Hổ.

sản phẩm của mỏ. Giàn trung tâm thu nhỏ này, sẽ kết nối với giàn MSP-10 mỏ Bạch Hổ bằng các tuyến đường ống ngầm. Còn ở cấu tạo Kinh Ngư Trắng Nam sẽ xây dựng một giàn nhẹ BK-KTN, chỉ thực hiện khai thác dầu và khí và kết nối với CPP-KNT.

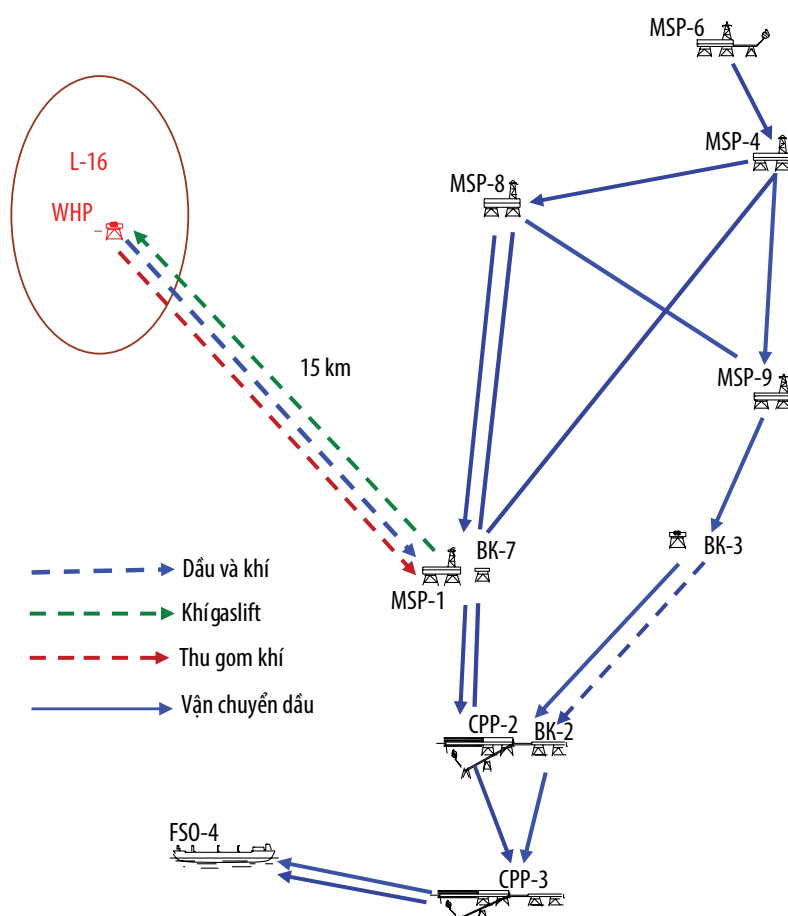
Với mô hình kết nối các cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam với mỏ Bạch Hổ, thì sản phẩm khai thác ở các cấu tạo này sẽ được thu gom và vận chuyển đến MSP-10, sau đó vận chuyển đến các giàn công nghệ trung tâm CPP-2/CPP-3 để xử lý triệt để trước khi vận chuyển đến FSO. Dự kiến sản phẩm khai thác ở cấu tạo Kinh Ngư Trắng Nam ở dạng hỗn hợp dầu và khí được vận chuyển đến trung tâm thu nhỏ CPP-KNT.

Trên MSP-10 sẽ thực hiện xử lý tiếp theo sản phẩm của cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam và của BK-15 và MSP-10. Dầu tách khí trên MSP-10 sẽ được vận chuyển bằng máy bơm đến CPP-3 hoặc CPP-2 để xử lý triệt để rồi đến FSO ở mỏ Bạch Hổ. Sơ đồ dự kiến xây dựng và phát triển các cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam kết nối với mỏ Bạch Hổ như Hình 11.

• Cụm cấu tạo tiềm năng dầu khí

L-16 ở phía Tây, trung tâm bể Cửu Long, gần mỏ Tê Giác Trắng và mỏ Bạch Hổ. Trong giai đoạn 2020 - 2022, Vietsovpetro đã thực hiện khoan thăm dò giếng X-1 và X-2 tại cấu tạo S và phát hiện dòng dầu khí tự phun ở đối tượng Oligocene. Kết quả nghiên cứu cho thấy, trữ lượng dầu khí độ tin cậy trung bình (2P) ước đạt 6 - 7 triệu tấn. Kết quả đánh giá tiềm năng dầu khí cho thấy, đây là cụm cấu tạo triển vọng, có tiềm năng về dầu và khí. Như vậy ngoài cấu tạo S, cơ hội thăm dò các cấu tạo khác của L-16 còn rất lớn.

Hiện tại, trong các cấu tạo tiềm năng dầu khí L-16, tài nguyên dầu khí ở cấu tạo S có thể đưa vào phát triển trước. Cấu tạo S thuộc L-16 nằm cách giàn khai thác cố định MSP-1, mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1 khoảng 14 - 15 km, có triển vọng đưa vào phát triển bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ,

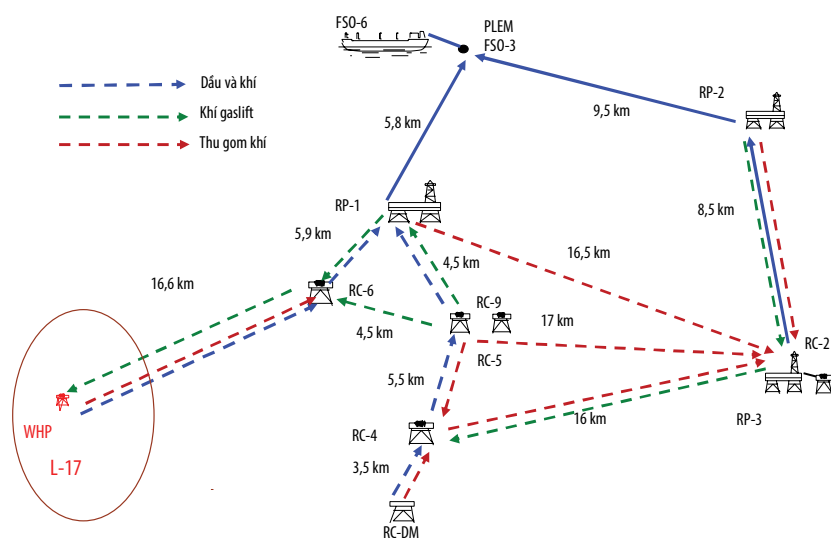


Hình 12. Sơ đồ nguyên tắc dự kiến phát triển cấu tạo S, L-16.

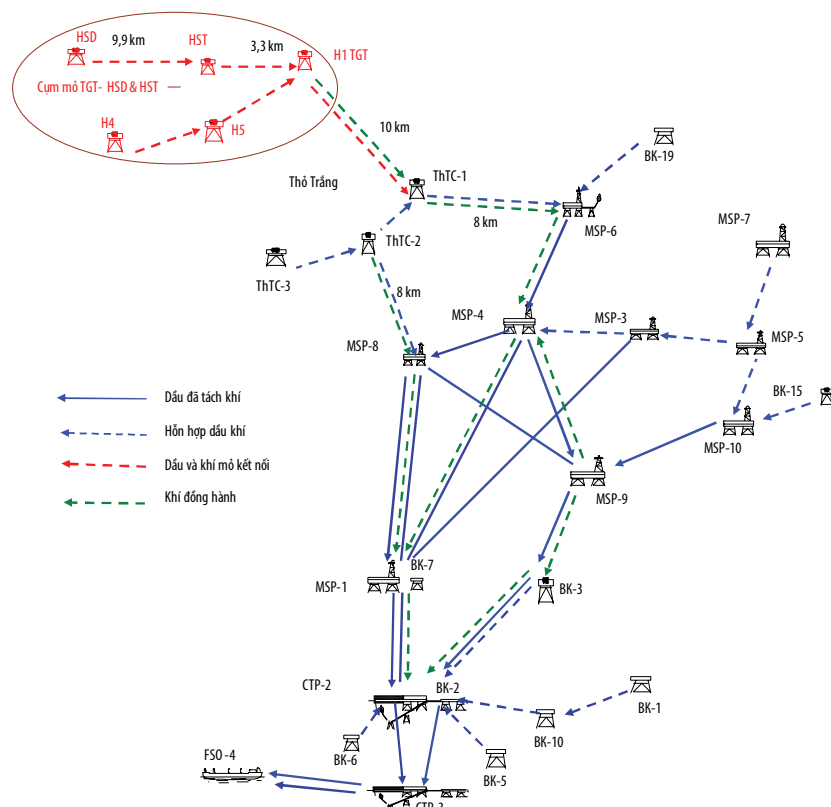
vào phát triển bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1 qua đường ống ngầm kết nối từ cấu tạo Kinh Ngư Trắng đến giàn MSP-10, mỏ Bạch Hổ.

Dự kiến các cấu tạo này sẽ được đưa vào phát triển vào năm 2025. Để thực hiện điều này, tại các cấu tạo Kinh Ngư Trắng sẽ kế hoạch xây dựng một giàn trung tâm thu nhỏ CPP-KNT, để thực hiện thu gom, xử lý sơ bộ

nờ xây dựng các tuyến đường ống kết nối với MSP-1 dài 15 km. Để đưa cấu tạo này vào khai thác, Vietsovpetro dự kiến đề xuất xây dựng 1 giàn đầu giếng WHP-S-1. Kết quả phân tích các mẫu dầu lấy từ giếng khoan thăm dò cho thấy, dầu ở đây tương tự dầu mỏ Bạch Hổ, có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Vì vậy, vận chuyển dầu này đến mỏ Bạch Hổ, cần sử dụng các giải pháp thu gom, xử lý và vận chuyển dầu các mỏ kết nối [6]. Nghĩa là trên WHP-S-1 sẽ thiết kế lắp đặt thiết bị UPOG để tách khí sơ bộ, đồng thời lắp đặt đường ống xung lượng xuống giếng, tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý hóa phẩm PPD và vận chuyển sản phẩm khai thác ở



Hình 13. Sơ đồ nguyên tắc dự kiến phát triển cấu tạo tiềm năng L-17.



Hình 14. Sơ đồ nguyên lý kết nối cum mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng với mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1.

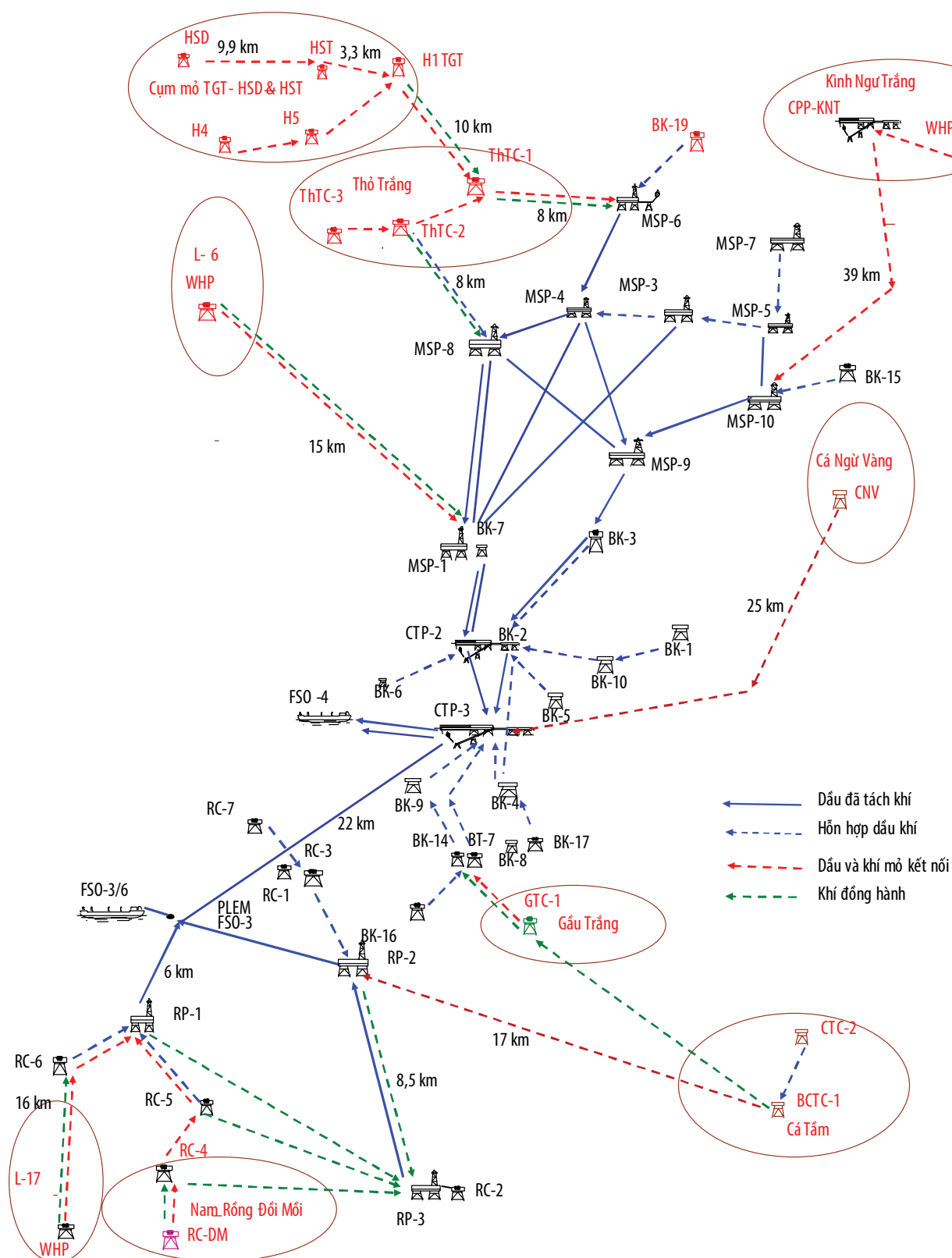
dạng dầu bão hòa khí. Hình 12 là sơ đồ nguyên tắc xây dựng và phát triển cấu tạo S tại L-16.

Như vậy, công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu và khí khai thác tại cấu tạo S, của cấu tạo tiềm năng L-16 dự kiến như sau:

Hóa phẩm PPD được bơm xuống giếng ở độ sâu khoảng 2.500 - 3.000 m (nơi có nhiệt độ không thấp hơn 70°C). Hỗn hợp dầu và khí lên miệng giếng được chuyển đến bình tách khí sơ bộ UPOG. Dầu bão hòa khí sau UPOG được vận chuyển đến MSP-1 để xử lý tiếp, sau đó bơm đến CPP-3/CPP-2, rồi đến FSO. Khí tách ra, sẽ đi theo đường ống riêng biệt đến MSP-1 và đến giàn nén khí trung tâm mỏ Bạch Hổ.

• **Cấu tạo tiềm năng L-17**, thuộc bể Cửu Long, là cấu tạo mở, lân cận Lô 09-1, cách RC-6 (mỏ Rồng) khoảng 17 km. Dựa trên việc tổng hợp và phân tích các tài liệu địa chất - địa vật lý, kết quả thử vỉa thu được từ gần 10 giếng khoan tìm kiếm - thăm dò, có thể nhận định về tiềm năng dầu khí của toàn bộ L-17 ước đạt khá cao, chủ yếu tập trung vào các bẫy cấu trúc (nội tầng), bẫy phi cấu trúc - bẫy hỗn hợp và móng nút nê. Kết quả đánh giá tiềm năng dầu khí về các đối tượng thăm dò và mức độ nghiên cứu chi tiết cho thấy L-17 có tiềm năng dầu khí và có khả năng nghiên cứu để đưa vào phát triển sớm.

Kinh nghiệm phát triển các mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, Cá Tầm... là điều kiện thuận lợi để Vietsovpetro có thể đưa các phát hiện dầu khí tiềm năng như L-17 vào phát triển. Tại cấu tạo tiềm năng thuộc L-17, dự kiến để xuất xây dựng 1 giàn đầu giếng WHP-L17, thực hiện khai thác sản phẩm và dự kiến kết nối với RC-6 ở mỏ Rồng. Sản phẩm khai thác ở L-17 sẽ vận chuyển đến RP-1 để xử lý. Vì vậy, trên WHP-L17 dự kiến sẽ lắp đặt UPOG để tách khí sơ bộ và hệ thống xử lý dầu bằng hóa phẩm PPD, như ở cấu tạo tiềm năng L-16. Thu gom, xử lý



Hình 15. Sơ đồ tổng thể mỏ Bạch Hổ và Rồng sau khi kết nối với các mỏ nhỏ và mỏ cận biên, ngoài khơi Lô 09-1, thềm lục địa Việt Nam.

và vận chuyển sản phẩm khai thác từ cấu tạo tiềm năng L-17 đến RC-6 và RP-1 mô Rỗng sẽ sử dụng giải pháp thu gom, xử lý vận chuyển dầu và khí các mỏ kết nối [6]. Như vậy, kế hoạch thu gom và vận chuyển dầu và khí khai thác

từ cầu tảo L-17 đến mỏ Rồng sẽ được thực hiện như sau:

Hỗn hợp dầu và khí được xử lý bằng hóa phẩm PPD với việc tận dụng địa nhiệt của giếng dầu. Sau khi lên miệng giếng, dầu và khí đi vào UPOG để tách khí. Dầu bão

hòa khí được vận chuyển đến RC-6, sau đó đến RP-1 cùng sản phẩm khai thác trên RC-6. Khí tách ra đi theo đường ống riêng biệt đến RP-1, rồi đến hệ thống thu gom khí đồng hành ở mỏ Rỗng. Hình 13 là sơ đồ nguyên tắc dự kiến để xuất thiết kế và xây dựng để phát triển cấu tạo tiềm năng L-17.

• **Cụm mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng và Tê Giác Trắng**

Cụm mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng đã xây dựng 2 giàn đầu giếng và kết nối với mỏ Tê Giác Trắng bằng các đường ống ngầm đến giàn đầu giếng H1. Sản phẩm khai thác ở 2 mỏ này cùng với sản phẩm khai thác tại mỏ Tê Giác Trắng được thu gom đến trạm xử lý FPSO Armada.

Toàn bộ hệ thống phụ trợ công nghệ như nén khí, bơm ép vỉa, xử lý dầu đến thương phẩm và tàng chứa... được thực hiện trên FPSO. FPSO Armada được Hoang Long - Hoan Vu JOC thuê của Armada.

Trong tương lai, khi sản lượng khai thác dầu và khí ở các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng giảm sâu, việc thuê, duy trì, bảo dưỡng và vận hành các hệ thống công nghệ, trạm xử lý FPSO Armada sẽ kém hiệu quả.

Giàn đầu giếng H-1 của mỏ Tê Giác Trắng cách giàn Thỏ Trắng 1 (ThCT-1) 10 km và cách MSP-6 mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro 20 km. Khi cụm các mỏ này vận hành kém hiệu quả, sẽ trở thành mỏ cận biên mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1. Để nâng cao hiệu quả vận hành cụm các mỏ này cần xem xét khả năng kết nối với mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1, để tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có dư thừa ở đây, bằng cách xây dựng các tuyến đường ống ngầm nối từ giàn đầu giếng H-1 đến ThCT-1 và MSP-6. Hình 14 là sơ đồ nguyên lý để xuất kết nối cụm các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng với mỏ Bạch Hổ. Trong trường hợp đề xuất kết nối được chấp nhận, thì sản phẩm khai thác ở cụm các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng sẽ được thu gom và vận chuyển đến các công trình dầu khí ThCT-1 và MSP-6 để xử lý, tàng chứa và xuất bán cho khách hàng. Hệ thống công nghệ của mỏ Bạch Hổ sẽ cung cấp điện, khí gaslift và bơm ép vỉa,... cho cụm các mỏ nói trên. Việc kết nối cụm các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng với mỏ Bạch Hổ sẽ cho phép Hoang Long - Hoan Vu JOC và Thang Long JOC tiết giảm được chi phí thuê, bảo dưỡng và vận hành FPSO Armada.

Như vậy, toàn bộ hỗn hợp dầu và khí khai thác tại các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng được thu gom đến giàn đầu giếng H-1. Tại đây, sẽ thực hiện tách khí sơ bộ bằng cách lắp đặt thêm UPOG và bộ gia nhiệt dầu đến nhiệt độ 70°C và xử lý hóa phẩm PPD, rồi vận chuyển đến

ThCT-1 và MSP-6. Tại MSP-6 mỏ Bạch Hổ sẽ thực hiện tách khí triệt để sản phẩm đến từ các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng, sau đó vận chuyển đến CPP-2/CPP3 và FSO xử lý đến thương phẩm và xuất bán cho khách hàng.

Với việc tiếp tục phát triển giải pháp kết nối các mỏ dầu và khí có trữ lượng nhỏ và các mỏ dầu khí cận biên với các mỏ Bạch Hổ và Rỗng, Lô 09-1 của Vietsovpetro sẽ trở thành trung tâm thu gom xử lý, vận chuyển, tàng chứa, xuất bán dầu và khí ngoài khơi, tại bồn trũng Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Sơ đồ tổng thể quy hoạch phát triển Lô 09-1 của Vietsovpetro dự kiến như Hình 15.

3. Kết luận

Việc khai thác các mỏ dầu và khí có trữ lượng nhỏ và mỏ cận biên, ngoài khơi thềm lục địa Nam Việt Nam, bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ và Rỗng, không những tận dụng được công suất xử lý, tàng chứa dầu và khí dư thừa của các mỏ này, mà còn tạo điều kiện để Vietsovpetro và Petrovietnam đưa các mỏ nhỏ và mỏ cận biên Lô 09-1 mới phát hiện vào khai thác;

Kết nối các phát hiện dầu khí có trữ lượng nhỏ và cận biên với Bạch Hổ và Rỗng, Lô 09-1, không những mang lại hiệu quả cho các nhà đầu tư trong và ngoài nước, mà còn cho phép tận thu được nguồn tài nguyên dầu và khí cho đất nước;

Giải pháp kết nối mỏ nhỏ và mỏ cận biên với mỏ Bạch Hổ và Rỗng đã, đang và tiếp tục được sử dụng, sẽ cho phép Lô 09-1 trở thành trung tâm thu gom, xử lý, tàng chứa, xuất bán dầu khí ngoài khơi, thềm lục địa Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

[1] Nguyễn Vũ Trường Sơn, Từ Thành Nghĩa, Cao Tùng Sơn, Phạm Xuân Sơn, Lê Thị Kim Thoa, Lê Việt Dũng, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Thúc Kháng, và Nguyễn Quang Vinh, "Giải pháp khai thác dầu khí cho các mỏ nhỏ, cận biên", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 32 - 37, 2015.

[2] Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòa, và Ngô Hữu Hải, "Kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với mỏ Bạch Hổ, kinh nghiệm kết nối mỏ nhỏ với cơ sở hạ tầng các mỏ hiện hữu", *Tạp chí Dầu khí*, Số 2, trang 28 - 32, 2016.

[3] Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, and Nguyen Quang Vinh, "The problem of high wax crude oil transportation through subsea pipeline from a marginal offshore oil field", *Petrovietnam Journal*, Volume 10, pp. 38 - 43, 2015.

[4] Lê Đăng Tâm, Tống Cảnh Sơn, Phan Trần Hải Long,

Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng, và Phạm Bá Hiến, *"Features of solution to control and prevent scale deposition in the wells of Vietsovpetro oil fields"*, Kỷ yếu Hội nghị khoa học toàn quốc Vietgeo 2023: Địa chất công trình - địa kỹ thuật và môi trường phục vụ phát triển bền vững, 2023, trang 716 - 722.

[5] Nguyễn Thúc Kháng, Tống Cảnh Sơn, Phạm Thành Vinh, A.G. Akhmadeev và Lê Việt Dũng, *"Phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển ở Vietsovpetro để vận chuyển dầu và khí các mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối"*,

Báo cáo Hội nghị khoa học kỷ niệm 35 năm thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" & 30 năm khai thác tấn dầu đầu tiên, Tập 2, trang 78 - 86, 2016.

[6] Trần Quốc Thắng, Lê Việt Dũng, Lê Đăng Tâm, Tống Cảnh Sơn, Bùi Trọng Hàn, Chu Văn Lương, Phan Đức Tuấn và Phan Trần Hải Long, *"Các giải pháp vận chuyển dầu paraffin và thiết kế xây dựng để phát triển các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên ngoài khơi Lô 09-1"*, *Đặc san Dầu khí - Khoa học Công nghệ và Đổi mới sáng tạo*, Số 1, trang 39 - 46, 2023. DOI: 10.47800/PVSI.2023.01-05.

EXPLOITING SMALL OIL AND GAS FIELDS ON VIETNAM'S CONTINENTAL SHELF AND THE POTENTIAL TO DEVELOP NEW MARGINAL OIL AND GAS DISCOVERIES IN BLOCK 09-1, CUU LONG BASIN

Vu Mai Khanh, Le Dang Tam, Tong Canh Son, Le Viet Dung, Tran Quoc Thang, Bui Trong Han, Phan Duc Tuan, Nguyen Thuc Khang

Vietsovpetro Joint Venture

Email: sontc.rd@gmail.com

Summary

The investment and development of oil and gas fields having small and very small recoverable reserves are cautiously evaluated by oil and gas companies before any decisions are made due to their short production lifespan and low return on initial investment. In recent years, Vietsovpetro has been actively exploring oil and gas to increase reserves, but most of the new discoveries have small reserves and poor recovery. Developing these discoveries poses significant economic and technical challenges, requiring innovative, cost-effective technological solutions.

This article shares the experience in exploiting oil and gas fields with small recoverable reserves on Vietnam's continental shelf in recent years and highlights some new small and marginal discoveries in Block 09-1 that hold potential for production.

Key words: Marginal field, tie-in oil field, Block 09-1, Cuu Long basin.

HIỆN TRẠNG CÁC MỎ DẦU CỦA VIETSOVPETRO VÀ ĐỊNH HƯỚNG GIẢI PHÁP KHAI THÁC HIỆU QUẢ

Phạm Xuân Sơn, Nguyễn Lâm Anh, Hồ Nam Chung, Phùng Mỹ Anh

Liên doanh Vietsovpetro

Email: chunghn.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-03>

Tóm tắt

Trong 43 năm xây dựng và phát triển kể từ khi thành lập vào ngày 19/6/1981 và khai thác được tấn dầu đầu tiên vào tháng 6/1986, Liên doanh Vietsovpetro đã từng bước đạt được các mốc khai thác 50 triệu tấn dầu vào tháng 10/1997, 100 triệu tấn vào tháng 11/2001, 150 triệu tấn vào tháng 12/2005, 200 triệu tấn vào tháng 8/2012 với việc không ngừng mở rộng đối tượng và khu vực khai thác. Vào ngày 15/5/2024, Vietsovpetro đã đạt mốc khai thác 250 triệu tấn dầu từ 2 lô dầu khí (Lô 09-1 và Lô 09-3/12).

Bài báo phân tích, đánh giá hiện trạng các mỏ đang khai thác của Vietsovpetro, đặc biệt là các đối tượng khai thác có cấu trúc địa chất phức tạp, quy mô phân bố nhỏ, tốc độ suy giảm sản lượng nhanh... Trên cơ sở đó, đề xuất các nhóm giải pháp phù hợp để tối ưu công tác quản lý, vận hành khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu, với mục tiêu hoàn thành mốc khai thác tấn dầu thứ 300 triệu trong tương lai.

Từ khóa: Tối ưu khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Địa tầng trầm tích Lô 09-1 và Lô 09-3/12 chịu sự chi phối về đặc điểm trầm tích của bể Cửu Long. Từ kết quả khoan và nghiên cứu sinh địa tầng cho thấy lát cắt trầm tích có thể chia ra các phân vị địa tầng sau: Đá móng trước Cenozoic và trầm tích Cenozoic bao gồm các đá thuộc thống Paleogene, Neogene và Đệ Tứ, được chia làm 6 hệ tầng. Trong Oligocene bao gồm hệ tầng Trà Cú (Oligocene dưới), hệ tầng Trà Tân (Oligocene trên), trong Miocene gồm hệ tầng Bạch Hổ (Miocene dưới), Côn Sơn (Miocene giữa) và Đồng Nai (Miocene trên). Trầm tích Pliocene và Đệ Tứ được gộp lại trong hệ tầng Biển Đông (Hình 1). Nhìn chung, phân vị địa tầng của 2 lô đang khai thác không có sự khác biệt lớn so với phân vị địa tầng chung của bể Cửu Long. Về bối cảnh kiến tạo, 2 lô trên cũng nằm trong bối cảnh kiến tạo chung của bể Cửu Long và được chia thành 3 giai đoạn chính: trước tạo rift, đồng tạo rift (syn-rift) và sau tạo rift (post-rift) với hệ thống đứt gãy chủ yếu theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Hệ thống đứt gãy kiến tạo từ tầng móng lên đến Oligocene trên chủ yếu được hình thành trong giai đoạn syn-rift theo cơ chế căng giãn

với hướng chủ đạo là Đông Bắc - Tây Nam và bình đồ cấu trúc trầm tích Oligocene có sự kế thừa tương đối rõ nét địa hình tầng móng. Hệ thống đứt gãy trong trầm tích Miocene chủ yếu là các đứt gãy trọng lực, lún chìm nhiệt hình thành trong giai đoạn post-rift với hướng các chủ đạo là Đông Bắc - Tây Nam, Đông - Tây.

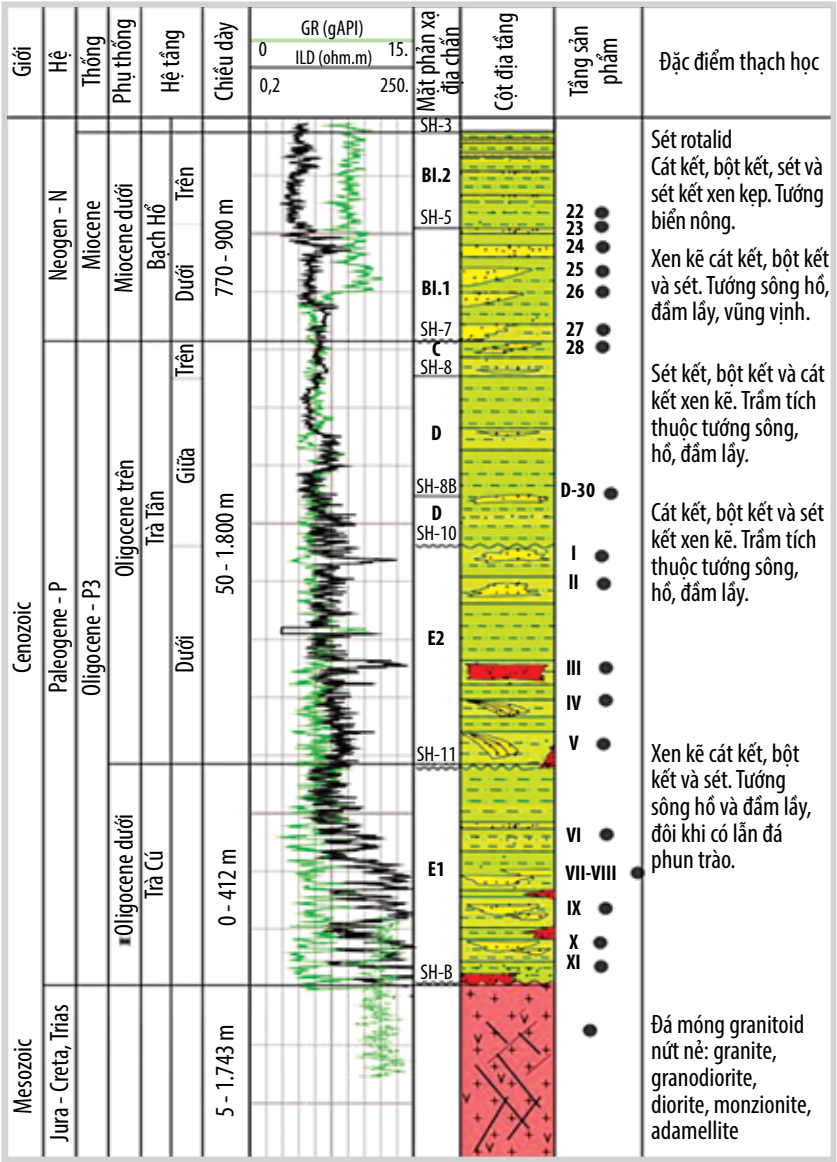
Tính đến nay, Vietsovpetro đã phát hiện và đưa vào khai thác các mỏ dầu gồm: Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Nam Rồng - Đồi Mồi và Cá Tầm (Hình 2) với các đối tượng chứa dầu khí là đá móng nứt nẻ và các tập cát kết trong lát cắt trầm tích Oligocene trên/dưới, Miocene dưới. Trong đó, nứt nẻ trong tầng móng được hình thành chủ yếu bởi cơ chế nén ép vào cuối Oligocene trên có tính bất đồng nhất cao về thành phần thạch học cũng như nứt nẻ và thay đổi nhanh từ khu vực này sang khu vực khác. Các tầng cát kết có đặc điểm môi trường trầm tích bao gồm đồng bằng bồi tích sông (aluvial/fluviat), đầm hồ và biển nông cho nên đặc điểm các tầng chứa và đặc điểm thủy động của mỏ có sự khác biệt giữa các khu vực. Theo đó, công tác vận hành khai thác và quản lý mỏ đòi hỏi phải thực hiện theo nhiều phương thức khác nhau, tương thích với từng đối tượng khai thác mới có thể mang lại hiệu quả đối với mỏ trên.

Tính đến ngày 1/1/2024, Vietsovpetro có 626 giếng



Ngày nhận bài: 4/8/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7 - 14/8/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 14/8/2024.



Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp Lô 09-1 và 09-3/12.



Hình 2. Sơ đồ phân bố các mỏ dầu đang khai thác của Vietsovpetro.

khoan, trong đó có 405 giếng dầu và 79 giếng bơm ép đang làm việc. Động thái sản lượng của Vietsovpetro từ khi đưa vào khai thác tới hiện tại (Hình 3) cho thấy sau khi được đưa vào khai thác năm 1986 sản lượng có xu hướng gia tăng mạnh và đạt đỉnh trên 13 triệu tấn/năm vào năm 2002. Tiếp đó sản lượng bắt đầu suy giảm nhanh và năm 2023 chỉ còn ở mức 3 triệu tấn. Hiện mức suy giảm sản lượng hàng năm khoảng 100 nghìn tấn. Mặc dù Vietsovpetro đã đẩy mạnh công tác thăm dò - tận thăm dò và đưa các phát hiện mới vào khai thác, tuy nhiên đây chỉ là những mỏ nhỏ, cận biên với sản lượng suy giảm nhanh nên đòi hỏi phải khai thác thận trọng và liên tục, đồng thời có sự điều chỉnh phù hợp về địa chất, công nghệ mỏ để khai thác ổn định. Các mỏ chính đã đi vào giai đoạn “tận khai thác” với nhiều đối tượng khai thác có cấu trúc địa chất phức tạp, mức độ suy giảm sản lượng nhanh, tiềm ẩn nhiều rủi ro trong khai thác như kiểm soát độ ngập nước, suy giảm năng lượng vỉa, bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa, hệ thống cơ sở hạ tầng đã quá hạn sử dụng và không đồng bộ...

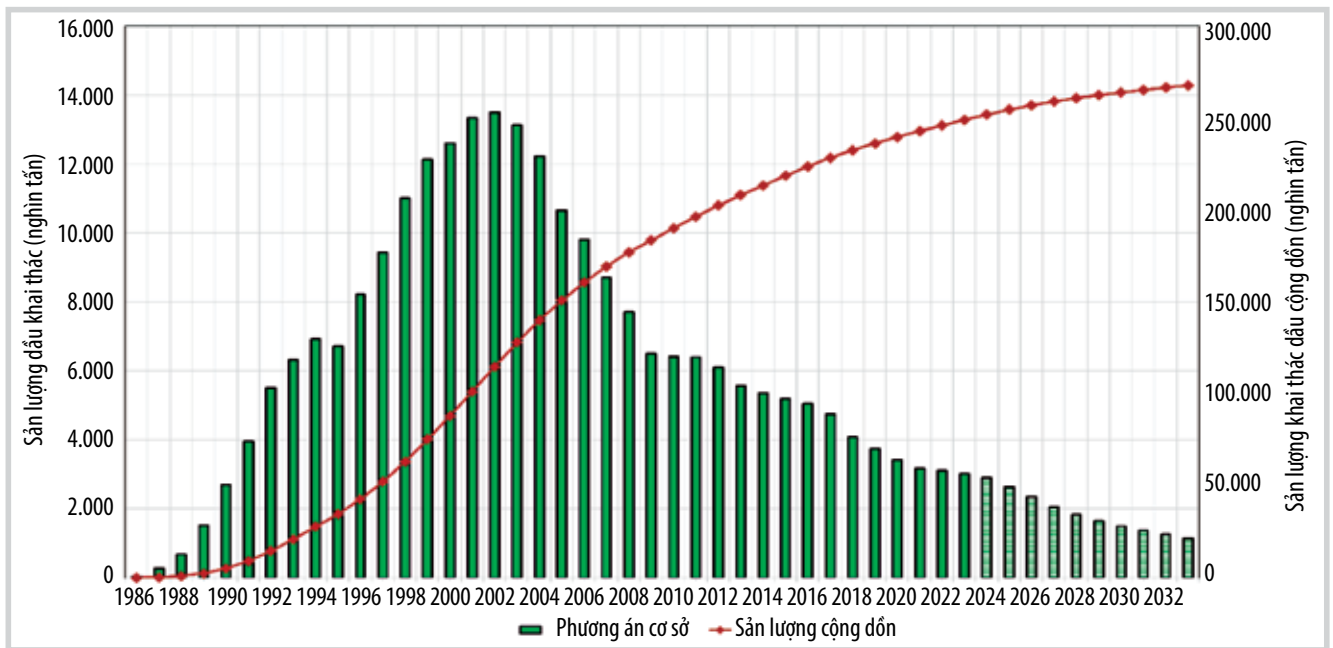
2. Địa chất/công nghệ mỏ

2.1. Mỏ Bạch Hổ

Sản lượng khai thác từ mỏ Bạch Hổ chiếm 73% tổng sản lượng năm 2023, bao gồm có 4 đối tượng chứa dầu chính là móng, Oligocene dưới, Oligocene trên và Miocene dưới.

2.1.1. Đối tượng Miocene dưới

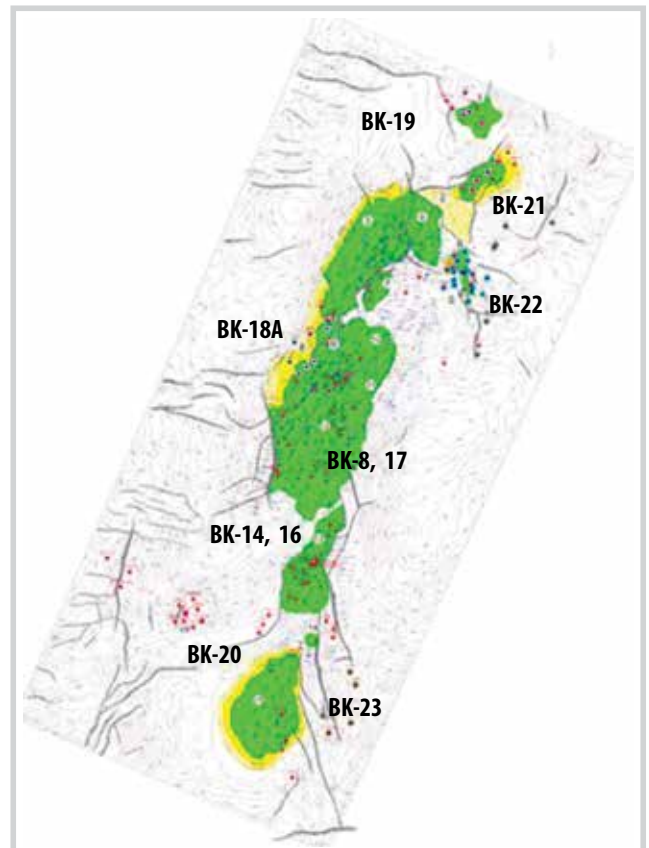
Về đặc điểm trầm tích có thể chia lát cắt hệ tầng này ra 2 phần; phần trên chủ yếu là sét, sét bột kết và hầu như không tồn tại tầng chứa trong địa tầng này; phần dưới chủ yếu là cát kết và bột kết (hơn 60%) được hình thành chủ yếu trong môi trường đồng bằng bồi tích sông (aluvial/fluvial). Theo kết quả khoan và dựa trên đặc trưng cấu



Hình 3. Sản lượng khai thác dầu hàng năm của Vietsovpetro từ các lỗ.

trúc địa chất, thân dầu đối tượng Miocene dưới được chia thành các khu vực: vòm Bắc, BK-19, BK-21, Trung tâm, vòm Nam (BK-8, 17; BK-14, 16), Tây Nam (BK-20), Đông (BK-22), Đông Nam BK-23 (Hình 4), đã bắt gặp 6 tầng sản phẩm chính là 22, 23, 24, 25, 26, và 27 và liên kết thành một đối tượng khai thác, trong đó tầng 23 có diện tích lớn nhất, được chia thành 5 vỉa (23-0, 23-1, 23-2, 23-3, 23-4) với cấu trúc thân dầu dạng khép kín 2 - 3 chiều kể áp đứt gãy và tồn tại ranh giới dầu - nước, phân bố rộng với tương trầm tích là cát kết cửa sông chiếm ưu thế và là tầng khai thác chính, các tầng sản phẩm còn lại chỉ đóng vai trò thứ yếu với đặc điểm môi trường trầm tích là đồng bằng bồi tích sông, hồ có quy mô phân bố hẹp. Thành phần thạch học các tầng chứa nêu trên chủ yếu là cát kết arkose, với thành phần thạch anh và feldspar có chiều dày hiệu dụng dao động từ 2 - 8 m với độ rỗng từ 14 - 20%. Về thủy động lực học đối tượng này có nước vỉa và aquifer tương đối mạnh.

Dựa vào đặc điểm cấu trúc và đặc điểm thủy động mở, đối tượng Miocene dưới được chia thành các khu vực vòm Bắc, Trung tâm, vòm Nam và đưa vào khai thác từ tháng 6/1986 tại giếng BH-1. Đến thời điểm hiện tại tổng quỹ giếng khai thác là 224 giếng với sản lượng cộng dồn khoảng hơn 17 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình hiện tại là 19,7%. Vòm Bắc và Trung tâm được đặc trưng bởi những chỉ số khai thác khá tốt do mật độ mạng lưới giếng khoan cao và hệ thống bơm ép nước hiệu quả. Nghiên cứu thủy động lực học mở cũng như quy mô phân bố tầng chứa cho thấy các khu vực này có thể tiếp tục nâng cao sản lượng khai thác bằng giải pháp đan dày mạng lưới



Hình 4. Bình đồ tài nguyên dầu vỉa sản phẩm 23-2, đối tượng Miocene dưới.

giếng và điều chỉnh hệ thống bơm ép để duy trì áp suất vỉa. Khu vực vòm Nam có đặc trưng địa chất phức tạp, các tầng sản phẩm có quy mô phân bố hẹp và các giếng đều làm việc đa tầng (từ tầng sản phẩm 23 đến tầng 27) với tính chất dầu - khí và thủy động lực học khác biệt dẫn tới

các giếng ngập nước nhanh, lưu lượng giảm nhanh sau thời gian ngắn đưa vào khai thác.

Nhìn chung mạng lưới giếng khoan trên đối tượng này đã được khoan đan dày và hầu hết các giếng khai thác với độ ngập nước cao, áp suất vỉa suy giảm. Để đảm bảo duy trì sản lượng khai thác cần phải xem xét hoàn thiện và tối ưu mạng lưới giếng bơm ép để duy trì áp suất vỉa, tối ưu hóa chế độ gaslift, thực hiện các giải pháp ngăn cách nước. Bên cạnh đó cần tiếp tục nghiên cứu khả năng khoan đan dày ở một số khu vực, đặc biệt ở vùng rìa và chuyển tầng đối với những giếng đã dừng làm việc hoặc có sản lượng thấp từ các tầng sản phẩm phía dưới để tận thu hồi dầu cho đối tượng này. Ngoài ra, đây cũng là một đối tượng tiềm năng để tiến hành các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu. Vietsovpetro đã thực hiện công tác nghiên cứu chọn lựa phương pháp phù hợp và đang trong quá trình thực hiện bơm thử nghiệm surfactant - polymer cho đối tượng này.

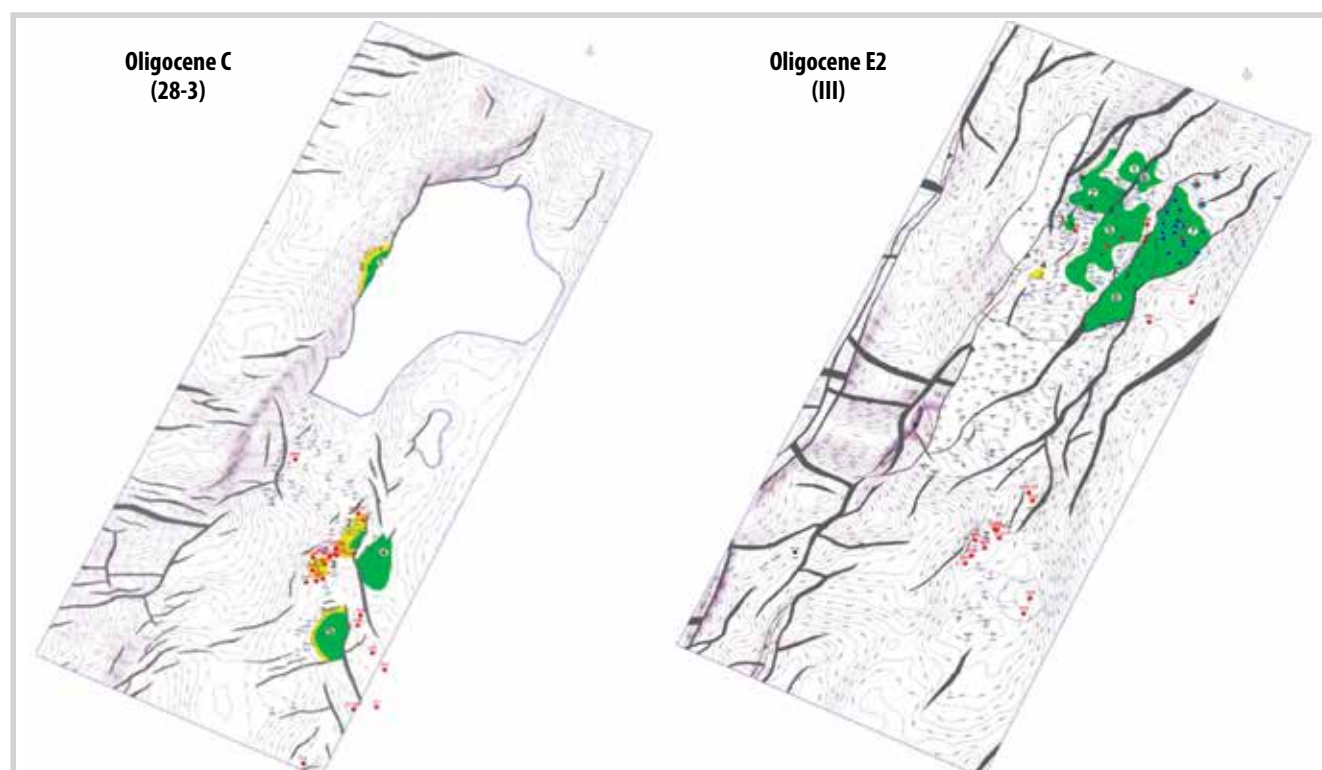
2.1.2. Đối tượng Oligocene trên

Dựa vào cấu trúc và điều kiện trầm tích có thể chia lát cắt này thành 3 tập chính, bao gồm tập E2, tập D và tập C. Kết quả khoan thăm dò - khai thác cho thấy bắt gặp rất ít các tầng sản phẩm trong tập D, C. Tuy nhiên, tại khu vực vòm Nam (BK-8, 17) có một số giếng đang khai thác/bơm ép ở tầng sản phẩm 28 đối tượng Oligocene C (Hình 5) và

đóng góp vào sản lượng khai thác của mỏ Bạch Hổ nhưng với tỷ lệ khá nhỏ. Trong khi đó, các tầng sản phẩm chính đều tập trung trong đối tượng Oligocene E2 với các tầng sản phẩm I, II, III, IV và V. Tập này được hình thành trong môi trường đồng bằng bồi tích sông, ven hồ, đầm hồ và tương trầm tích chủ yếu là cát kết của sông, sông chi lưu, sông phân nhánh với các thấu kính cát phân bố không liên tục, rời rạc. Bị chia cắt bởi hệ thống đứt gãy nên các thân dầu rời rạc, kém liên thông với nhau, ngoại trừ khu vực Đông Bắc Bạch Hổ cho thấy vỉa sản phẩm có tính liên tục cao, chiều dày vỉa chứa lớn và đang là khu vực cho sản phẩm chính của đối tượng này. Về đặc trưng thủy động khu vực này không có nước rìa và aquifer hỗ trợ nên bị suy giảm nhanh trong quá trình khai thác và cũng gây khó khăn trong việc bố trí bơm ép duy trì áp suất vỉa.

Đối tượng Oligocene E2 mỏ Bạch Hổ được đưa vào khai thác từ năm 1987. Trên cơ sở khác biệt về đặc trưng đá chứa, đối tượng này được chia làm 3 khu vực nghiên cứu bao gồm Bắc + Trung tâm, Đông Bắc và Nam (Hình 5). Tổng quỹ giếng là 57 giếng với sản lượng cộng dồn khoảng 4,2 triệu tấn.

Đối tượng này được khai thác bằng nhiều giải pháp như đan dày mạng lưới giếng, tiến hành nứt vỉa thủy lực, tổ chức mạng lưới bơm ép khai thác tương đối dày tuy nhiên sản lượng cộng dồn và hệ số thu hồi dầu còn thấp



Hình 5. Bình đồ tài nguyên dầu các tầng/vỉa sản phẩm, đối tượng Oligocene C, E2.

(trung bình 9%), mức độ khai thác và thu hồi trữ lượng diễn ra không đều theo diện tích. Hệ số bao trùm thấp, mạng lưới giếng khai thác chưa tối ưu do phần lớn đều khai thác từ những giếng khoan chuyển tầng từ đối tượng dưới, chưa có mạng lưới giếng thiết kế riêng biệt. Điều đó cho thấy vẫn còn nhiều cơ hội để nâng cao sản lượng khai thác và hệ số thu hồi dầu cho đối tượng này bằng các giải pháp như: đan dày mạng lưới giếng, nút vỉa thủy lực với khối lượng proppant lớn và chia thành nhiều giai đoạn, bổ sung giếng bơm ép và tối ưu mạng lưới khai thác/bơm ép trong đó có tính tới các nghiên cứu nhằm đánh giá rõ hơn về tính liên thông giữa các giếng khoan cũng như mức độ liên thông giữa các thân dầu.

2.1.3. Đối tượng Oligocene dưới (E1)

Dựa vào hình thái cấu trúc và mức độ, đối tượng được chia làm 2 khu vực là phía Bắc và phía Nam. Theo kết quả khoan thì bắt gặp rất ít tầng sản phẩm trong khu vực phía Nam với trầm tích chủ yếu là sét, bột kết, đôi chỗ gặp tầng sản phẩm phân lớp mỏng. Kết quả nghiên cứu môi trường trầm tích cho thấy hầu hết khu vực này được hình thành trong điều kiện từ sông (aluvial) đến đầm hồ, đầm lầy ven rìa hồ và đây là yếu tố ảnh hưởng chính tới sự phân bố cũng như chất lượng đá chứa trong khu vực. Chính vì vậy, khu vực này có tiềm năng dầu khí thấp và đóng góp không đáng kể vào sản lượng khai thác. Các tầng chứa khu vực phía Bắc được đặc trưng bởi tướng sông cho đến dòng chảy bên, uốn khúc, đôi chỗ là cửa sông có diện phân bố rộng, độ chọn lọc tốt, có đặc trưng thấm chứa cao ngoại trừ tầng chứa khối phía Đông có độ sâu chôn vùi lớn nên có thể làm suy giảm đáng kể mức độ thấm chứa của khu vực này. Từ kết quả khoan thăm dò khai thác đã phát hiện 6 tầng sản phẩm VI, VII, VIII, IX, X và XI với chiều dày hiệu dụng chứa dầu trung bình dao động từ 6,5 - 13,6 m và độ rỗng dao động trong khoảng 12 - 15%. Thân dầu có cấu trúc dạng vòm, vỉa phân tách bởi hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam và kể áp vào khối móng trung tâm. Đối tượng có nước vỉa và được hỗ trợ khá mạnh. Các thân dầu có hệ thống thủy động lực riêng, phân cách với những phần khác bởi chắn kiến tạo, đới biến tướng hoặc đới gá kể vào mặt móng.

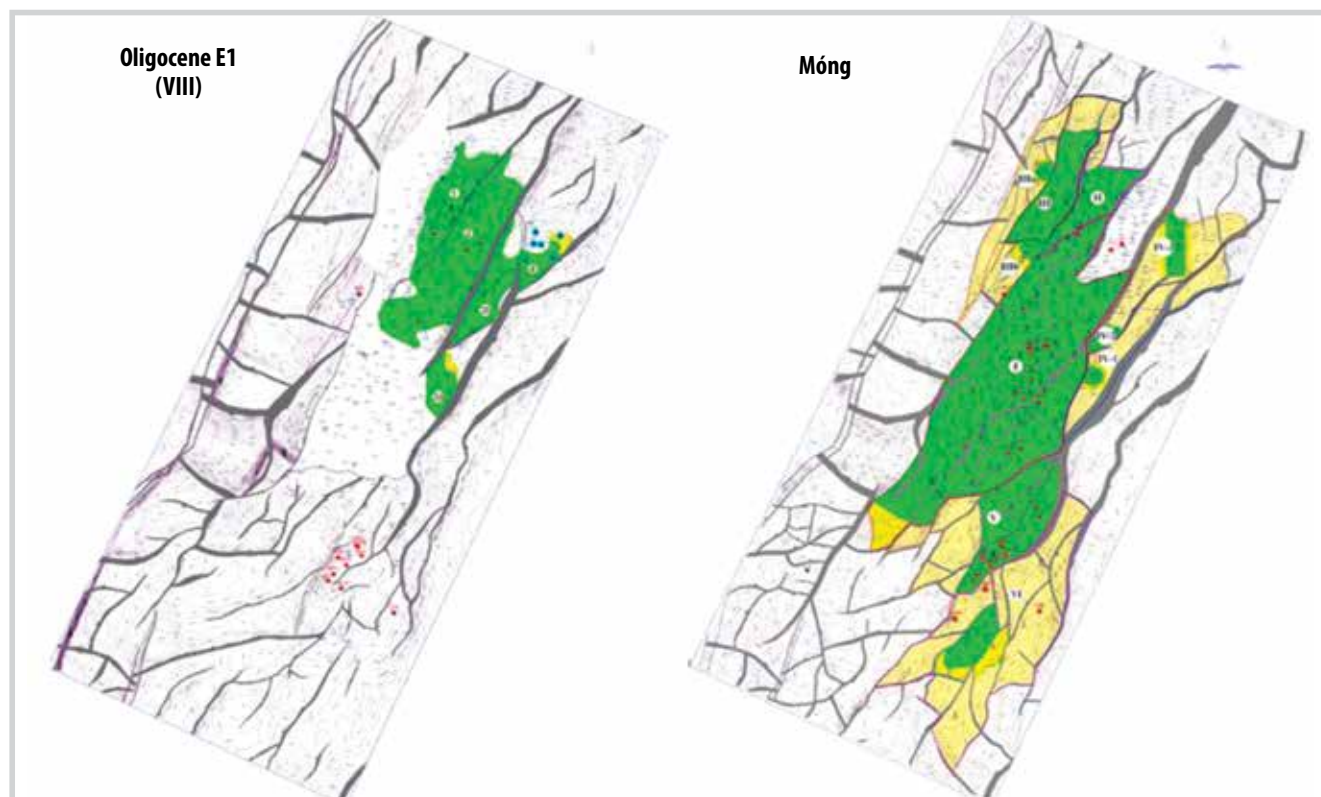
Khu vực đã khai thác được một thời gian dài (30 năm) với tổng 59 giếng khoan và sản lượng thu hồi cộng dồn là 14,3 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình hiện tại 25,2%. Dựa trên những đặc trưng về cấu trúc địa chất, thân dầu Oligocen E1 được chia thành 4 khu vực Bắc, Đông Bắc, Tây và Nam (Hình 6). Tại thời điểm hiện tại chỉ khai thác khu vực Bắc và Nam. Tầng khai thác chính là tầng VIII (phía Bắc)

và IX (phía Nam). Hiện tại, mạng lưới giếng khoan đã đan dày, hệ thống khai thác/bơm ép đã hoàn thiện, các giếng khai thác hầu hết ngập nước, năng lượng vỉa suy kiệt. Phân chia theo 2 đứt gãy kiến tạo chính thì khối II có tính chất thấm chứa tốt, mật độ giếng khoan tương đối dày. Khối I và III mặc dù mật độ giếng còn thấp nhưng tính chất thấm chứa kém, độ bất đồng nhất cao đặc biệt ở khu vực khối III. Áp suất vỉa đã suy giảm tương đối lớn sau một thời gian dài khai thác, hiện tại nhiều giếng đang làm việc với áp suất nhỏ hơn áp suất bão hòa... Rất nhiều các giải pháp đã được thực hiện ở đối tượng này để ổn định và gia tăng khai thác như nút vỉa thủy lực, bắn thêm chuyển tầng, xử lý vùng cận đáy giếng... Hiện tại, để duy trì và gia tăng sản lượng của khu vực này cần tiếp tục tiến hành điều chỉnh chế độ bơm ép/khai thác, khoan đan dày ở những khu vực có hệ số thu hồi dầu thấp còn tiềm năng dầu khí, nghiên cứu xem xét bổ sung các khoảng chứa dầu còn lại, tiến hành nút vỉa thủy lực với khối lượng proppant lớn cũng như xem xét đánh giá những khối sót, vỉa sót để có thể khoan đan dày bằng phương án mở rộng slot từ các giàn hiện hữu đối với khu vực vòm Bắc.

2.1.4. Đối tượng móng

Phức hệ đá magma tầng móng được xếp tương đương 3 phức hệ: Hòn Khoai, Định Quán, Cà Ná (Ankroet); đặc trưng chính là đá magma kết tinh hoàn toàn với các đai mạch poxfirit và diabase andesite basalt phản ánh tính bất đồng nhất thạch học.

Nút nề trong móng được hình thành do 2 yếu tố chính là quá trình co ngót và hoạt động kiến tạo. Hoạt động kiến tạo ở đây là thúc trôi, trượt bằng vào cuối Oligocene trên, đây là yếu tố chính để hình thành nên nút nề trong móng. Mức độ nút nề ngoài yếu tố kiến tạo còn phụ thuộc vào loại đá (tính giòn, tính dẻo). Kết quả khoan cho thấy khu vực vòm trung tâm có mức độ nút nề và hang hốc cao với mức độ lấp nhét, biến đổi thứ sinh là thấp nhất. Tiếp đó là khu vực vòm Bắc và khu vực cho sản lượng thấp nhất (khu vực phía Nam) với thành phần chủ yếu là đá có thành phần kiềm (diorite) với mức độ biến đổi thứ sinh cao, độ rỗng thấp, bị lấp nhét bởi nhiều khoáng vật thứ sinh làm suy giảm đáng kể tính thấm chứa ở khu vực này. Thân dầu móng được đưa vào khai thác từ năm 1988, đặc trưng bởi các thân dầu dạng khối, tích tụ trong các hang hốc và nút nề hình thành do đá magma co rút khi nguội lạnh tạo nên độ rỗng nguyên sinh và quá trình phong hóa kiến tạo hình thành các độ rỗng thứ sinh. Đối tượng móng có giá trị độ thấm không đồng đều, dao động trong khoảng từ 0,3 - 480 mD cho thấy mức độ bất đồng nhất lớn của đá chứa



Hình 6. Bình đồ tài nguyên dầu đối tượng Oligocene E1 và móng.

dầu. Đối tượng móng không có nước vỉa mặc dù có phát hiện được nguồn gốc nước ngầm từ BH-110 trước đây và từ BH-90, BH-19 sau này, tuy nhiên xét nghiệm nước cho thấy đây là nước ngầm tàn dư nguồn gốc trầm tích.

Dựa vào cấu trúc địa chất, đặc điểm thạch học, tính chất thấm chứa thân dầu móng được chia thành các khối: Trung tâm, Bắc, Tây Bắc, Nam, phía Đông và Đông Bắc (Hình 6) với tổng cộng 383 giếng khoan vào móng (94 giếng khai thác) và sản lượng cộng dồn là 187,3 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình là 37,4%. Đây là đối tượng tầng khai thác chính của mỏ Bạch Hổ và là đối tượng chứa dầu có tính bất đồng nhất rất cao vì vậy việc nghiên cứu, khai thác cũng như nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với đối tượng này luôn phải đối mặt với các thách thức. Trước đây có những giai đoạn tầng móng đóng góp đến 90% sản lượng của Vietsovpetro (năm 2002) nhưng đến nay đối tượng này cũng đang ở trong giai đoạn suy kiệt. Tuy nhiên tầng móng vẫn đang là đối tượng khai thác chủ lực, trong năm 2023 đối tượng này vẫn đóng góp tới 37,9 sản lượng năm của Vietsovpetro. Hiện tại hầu hết các giếng đã chuyển sang chế độ gaslift, chỉ còn 17 giếng khai thác ở chế độ tự phun; độ ngập nước trung bình của móng lên đến 56,5%. Hầu hết các giếng đang làm việc ở khoảng trên cùng của thân dầu, chiều cao thân dầu hiện tại nhỏ, áp suất vỉa đã tiệm cận với áp suất bão hòa. Ranh giới dầu nước dâng cao và thay đổi theo từng khu vực dẫn đến khó

khăn trong kiểm soát ranh giới dầu nước cũng như kiểm soát mức độ ngập nước và suy giảm áp suất vỉa của các giếng khai thác. Dù các khối được chia tách tuy nhiên hiện nay khối Đông Bắc đã dừng khai thác, khối Trung tâm là nơi khai thác chính (MSP-1, MSP-2, MSP-8, MSP-9 và các BK 1-7, BK 9-10, BK-8+17). Các khối còn lại hầu hết là các giếng có độ ngập nước cao hoặc đã bão hòa chuyển tầng lên đối tượng trên và đóng góp sản lượng không đáng kể. Khối Trung tâm được chia làm 2 khu vực theo thân dầu: Khu vực Trung tâm (thân dầu I bao gồm các giàn MSP-1, MSP-2, MSP-8, MSP-9 và các BK 1-7, BK-9-10), và khu vực giàn phía Nam (thân dầu IV bao gồm BK-8/ BK-17). Từ năm 2018, sau khi hàng loạt giếng chủ lực ngập nước và dừng khai thác, Vietsovpetro đã quyết định điều chỉnh lại mạng lưới giếng bơm ép và chế độ khai thác: từng bước dừng bơm ép các giếng ở khu vực Trung tâm, chỉ duy trì bơm ép từ vùng rìa, giảm hệ số bù khai thác cùng với tối ưu lại chế độ khai thác. Việc điều chỉnh này từng bước có ảnh hưởng tích cực: trước khi điều chỉnh khối Trung tâm nói riêng, đối tượng móng mỏ Bạch Hổ nói chung chỉ còn 3 giếng khai thác tự phun (7001B, 7005B và 7009) và duy nhất giếng 7005B khai thác không có nước. Theo thời gian các giếng 7009 và 7001B dần trở về chế độ khai thác tự phun không có nước, tiếp đến là hàng loạt giếng khai thác ở chế độ gaslift với độ ngập nước khá cao (30 - 65%) cũng dần trở về làm việc ở chế độ tự phun và đặc biệt là không còn

nước trong sản phẩm: 488, 430, 401, 556B, 10002, 10004; độ ngập nước trung bình của đối tượng giảm và duy trì ổn định. Mặc dù do áp suất suy giảm nên lưu lượng chất lưu suy giảm nhưng độ ngập nước giảm nhiều nên lưu lượng dầu duy trì ổn định và thậm chí có giếng còn tăng nên sản lượng dầu khai thác của móng hiện tại vẫn đang được duy trì ổn định. Việc đan dày mạng lưới giếng khoan ở móng khối Trung tâm cũng đem lại kết quả khả quan với việc đưa vào mới hàng loạt giếng khoan đang khai thác tự phun không có nước. Vì vậy đề xuất tiếp tục duy trì chế độ bơm ép/khai thác hiện tại kết hợp với việc tiến hành khảo sát thủy động lực học định kỳ, lấy mẫu sâu để xác định giá trị áp suất bão hòa hiện tại là phù hợp. Kết hợp với việc theo dõi chặt chẽ các chỉ số khai thác từ đó có những điều chỉnh kịp thời, đồng thời tiến hành đo MPLT để đưa ra giải pháp ngăn cách nước đối với một số giếng có độ ngập nước cao. Đối với khu vực giàn (BK-8/BK-17) thì phía Nam có hệ thống bơm ép/khai thác chưa hoàn thiện nên cần phải tiếp tục xem xét có giải pháp phù hợp như chuyển giếng đang khai thác vào bơm ép hoặc khoan giếng bơm ép bổ sung. Còn đối với phía Nam của khu vực thì đang tiến hành khai thác thử nghiệm tiệm cận áp suất bão hòa và sẽ tiến hành trang bị bơm chìm cho 2 giếng 449 và 8015 để thực hiện thử nghiệm trong năm 2025.

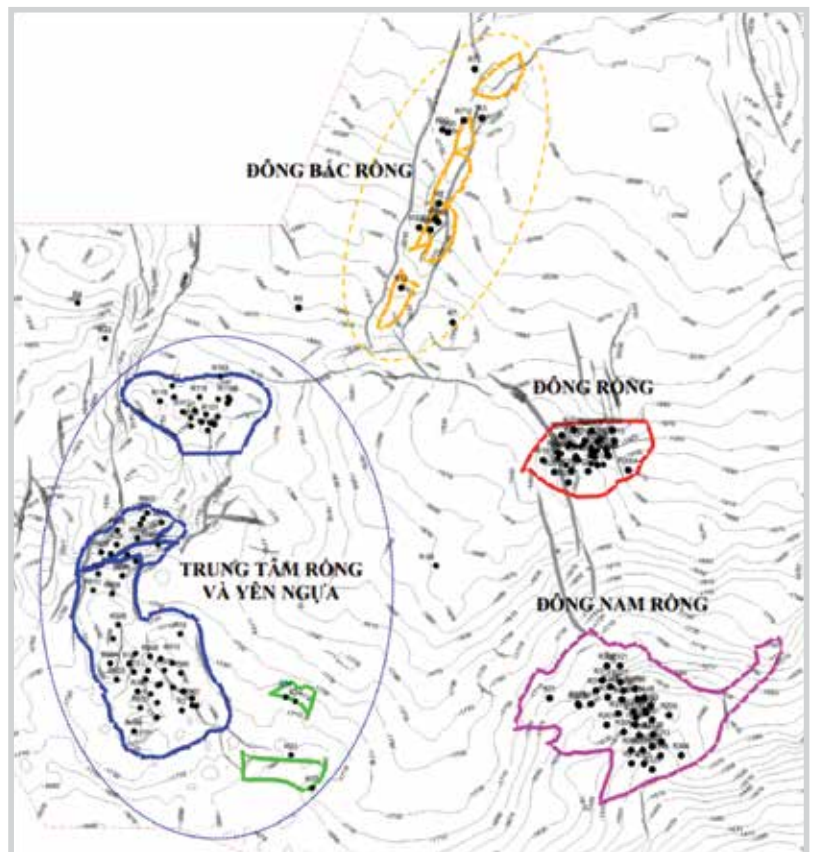
2.2. Mỏ Rồng

Mỏ nằm phía Nam của Lô 09-1, bao gồm các khu vực khai thác khác nhau: khu vực Đông Bắc Rồng, Đông Rồng, Đông Nam Rồng, Trung tâm Rồng, Yên Ngựa Rồng (Hình 7) và mỏ Nam Rồng - Đối Mỏ; đóng góp khoảng 17,9% sản lượng của Vietsovpetro trong năm 2023. Mỏ Rồng có cấu trúc địa chất, đặc điểm tầng chứa phức tạp, theo đó đặc điểm cấu trúc, đối tượng chứa dầu, tính chất đá chứa, mức độ bất đồng nhất thay đổi nhanh từ khu vực này sang khu vực khác, dẫn đến các khó khăn trong nghiên cứu địa chất, công nghệ mỏ và khai thác mỏ. Các khu vực chính gồm

Đông Rồng, Trung tâm Rồng và Đông Nam Rồng có đóng góp quan trọng vào sản lượng khai thác của mỏ Rồng.

2.2.1. Đông Rồng (RP2)

Về cấu trúc, Đông Rồng là khối nhô móng được giới hạn 4 chiều bởi đứt gãy thuận phía Bắc, Đông, Nam và đứt gãy nghịch ở phía Tây theo hướng Đông Bắc - Tây Nam. Các đứt gãy này hình thành vào giai đoạn muộn hơn (đầu Oligocene muộn - cuối SH-10), hoạt động tách giãn bị gián đoạn bởi 1 pha nén ép nghịch đảo mạnh theo phương Tây Bắc - Đông Nam, khiến cho khu vực hình thành các đứt gãy dạng trượt bằng phải theo phương Đông - Tây tới Đông Bắc - Tây Nam. Về địa tầng, thạch học tầng móng là đá magma (diorite, diorite thạch anh, granite biotite, totalite, granodiorite) kết tinh toàn phần và đá biến chất (gneis biotite, hornblend-biotite bị migmatite hóa). Các vi nứt nẻ chủ yếu được lấp đầy bởi zeolite và carbonate, các khoáng vật thứ sinh này phát triển mạnh khắp khu vực. Trầm tích Oligocene dưới chủ yếu là sét argillite xen kẽ với các lớp bột kết (phía trên) và các lớp cát kết phát triển về phía lún chìm của mỏ (phía dưới). Trong lát cắt còn có các lớp mỏng đá có nguồn gốc núi lửa thành phần kiềm. Trầm tích được thành tạo trong môi trường lục địa, đồng bằng bồi tích sông, đới tràn bờ, ngập lụt và môi trường hồ. Các thân cát dày, phát triển rộng và có ranh giới rõ ràng với trầm tích bên dưới do được hình thành trong môi trường có năng lượng mạnh, thay đổi đột ngột và liên tục. Trầm tích thuộc lát cắt Oligocene dưới được phân chia thành các tầng sản phẩm VI, VII, VIII, IX.



Hình 7. Phân chia các khu vực khai thác trên mỏ Rồng.

Về thủy động lực học, tầng móng không có nước vỉa nên không có aquifer hỗ trợ còn tầng Oligocene dưới có nước nhưng không mạnh, vì vậy Vietsovpetro đã thiết lập hệ thống bơm ép để duy trì áp suất vỉa cho cả 2 đối tượng này.

Hiện nay, khu vực Đông Rông có 28 giếng với sản lượng cộng dồn khoảng 2,8 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình đạt 14,4%. Tính đến thời điểm hiện tại, mạng lưới giếng khoan khai thác cũng như giếng khoan bơm ép là tương đối hoàn thiện, đặc biệt là hệ thống giếng bơm ép cho đối tượng Oligocene dưới. Tuy nhiên, trong thời gian qua đã có hiện tượng gia tăng độ ngập nước và Vietsovpetro phải điều chỉnh lại chế độ bơm ép/khai thác và tiếp tục theo dõi sát để vừa duy trì năng lượng vỉa, vừa hạn chế mức độ gia tăng độ ngập nước ở các giếng. Các giếng phần lớn khai thác và bơm ép đa tầng cho nên nhiều kết quả đo PLT/MPLT không mang tính định lượng, không phân định được tỷ phần đóng góp dòng cho từng đối tượng nên sản lượng phân tách cho từng đối tượng vẫn còn mang tính chủ quan, dẫn đến tiềm ẩn rủi ro trong quá trình dự báo khai thác, hệ số thu hồi dầu và chế độ bơm ép cho từng đối tượng. Các giếng bị lắng đọng paraffin cường độ cao khiến động thái giếng bất ổn. Vietsovpetro đang thử nghiệm một số giải pháp ngăn ngừa và đã có hiệu quả bước đầu. Để tăng cường khai thác khu vực này, Vietsovpetro đã tiến hành nút vỉa thủy lực và có kết quả khả quan, đang tiếp tục chọn lựa giếng để thực hiện giải pháp trên.

Trong giai đoạn 2022 - 2023, Vietsovpetro đưa vào khai thác thêm 2 giàn đầu giếng RC-10 và RC-RB1 với đối tượng khai thác chủ yếu là tầng Miocene dưới và một phần ở Oligocene dưới. Đặc trưng khai thác của đối tượng Miocene dưới ở khu vực này là có tốc độ suy giảm lưu lượng nhanh do áp suất vỉa suy giảm và độ ngập nước tăng mạnh. Việc theo dõi liên tục và có điều chỉnh chế độ kịp thời đang là giải pháp chính để duy trì ổn định sản lượng của khu vực này. Ngoài ra, việc nghiên cứu các giải pháp ngăn cách nước và dòng sau ống chống cũng đang được triển khai để sớm đưa vào áp dụng thử nghiệm cho khu vực này.

2.2.2. Trung tâm Rông

Về cấu trúc và kiến tạo trên cơ sở 3 khối nâng của móng, khu vực Trung tâm Rông được chia làm 3 phần: phía Bắc, Trung tâm và phía Nam; đối tượng khai thác chủ yếu là trầm tích Miocene dưới. Về địa tầng thì lát cắt trầm tích Miocene dưới được chia thành 2 phần trong đó phần dưới chứa các tầng sản phẩm 23, 24, 25, 26, 27. Trầm tích

của phần này gồm cát kết hạt mịn đến hạt trung xen kẽ với các lớp sét mỏng. Trầm tích lắng đọng trong điều kiện tam giác châu, vũng vịnh và môi trường biển nông ven bờ (BI.2), đồng bằng bồi tích sông và đầm hồ (BI.1). Phần trên chứa tầng sản phẩm 21, 22 với trầm tích chủ yếu là sét kết và cát kết nằm xen kẽ nhau được thành tạo trong môi trường vũng vịnh và biển nông gần bờ. Cát kết và bột kết dạng feldspathic greywack, hạt không đều chứa sạn, chứa carbonate không đều, độ mài tròn trung bình - tốt, độ chọn lọc trung bình. Sét kết chứa ít vật liệu bột - cát, ít vật chất hữu cơ và vụn thực vật, ít carbonate. Nóc của tầng này là tầng sét rotalia phát triển rộng khắp bể Cửu Long, đóng vai trò là tầng chắn của khu vực. Trong đó, vỉa 22-1 và 23-2 là đối tượng khai thác chính.

Về thủy động lực học, cả đối tượng móng và Miocene dưới của khu vực này đều có nước vỉa và ảnh hưởng của aquifer ở mức độ trung bình.

Khu vực Trung tâm Rông được đưa vào khai thác từ năm 1994 với sản lượng dầu cộng dồn là 4 triệu tấn, hệ số thu hồi trung bình đạt 12,4%. Các giếng khoan Miocene dưới sau thời gian đưa vào khai thác năng lượng vỉa suy giảm nhanh trong khi đó hệ thống các giếng khoan bơm ép chưa hoàn thiện. Các giếng bơm ép mặc dù đã mang lại hiệu quả, tuy nhiên chủ yếu là các giếng khai thác và bơm ép đa tầng, đa vỉa với đặc trưng phân lớp mỏng dẫn đến rủi ro trong việc kiểm soát bơm ép nước cũng như gia tăng mức độ ngập nước của các giếng khai thác. Để nâng cao hiệu quả khai thác, Vietsovpetro đang tiếp tục điều chỉnh và mô hình hóa được hệ thống khai thác/bơm ép; xử lý cận đáy giếng khai thác, nút vỉa thủy lực để gia tăng sản lượng; tiếp tục xem xét khả năng khoan đan dày, thực hiện ngăn cách nước và đánh giá bổ sung thêm các giải pháp hoàn thiện giếng phù hợp. Hiện tượng lắng đọng paraffin đang từng bước được Vietsovpetro xử lý để đảm bảo chế độ làm việc của quỹ giếng luôn ổn định.

2.2.3. Đông Nam Rông

Khu vực Đông Nam Rông nằm ở phía Đông Nam của mỏ Rông và có tầng sản phẩm chính là tầng móng nứt nẻ. Về đặc điểm kiến tạo, đây là "khửu chân" của đới nâng Nam Côn Sơn chứ không phải là đới nâng chịu tác động của kiến tạo cổ sinh ra tầng đá móng. Khối nhô móng được giới hạn 3 mặt Bắc, Đông và Nam bởi các đứt gãy thuận, phía Tây được ngăn cách bởi đứt gãy nghịch với biên độ lớn. Khu vực này là 1 vòm nâng bị chia cắt thành nhiều bẫy khép kín bởi các đứt gãy phương á kinh tuyến và á vĩ tuyến. Thành phần đá chủ yếu là diorite thạch anh và đá biến chất, do đó khu vực phía Bắc và Tây có nứt

nẻ tốt còn phía Đông thì kém. Tầng móng được đặc trưng bởi nhiều đới nứt nẻ. Về thủy động lực học, khu vực này có aquifer mạnh nên hỗ trợ tốt cho việc duy trì áp suất vỉa trong quá trình khai thác.

Khu vực Đông Nam Rồng được đưa vào khai từ năm 1996 với sản lượng cộng dồn là 11,5 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình là 33,2% và khu vực này đang khai thác ở giai đoạn cuối với độ ngập nước cao, trung bình 86% và dao động trong khoảng từ 55 - 100%. Nước khai thác có cả nước vỉa và nước bơm ép. Trong 8 năm gần đây, độ ngập nước duy trì ổn định ở mức cao. Các giếng đã từng làm việc tự phun sau đó chuyển sang khai thác gaslift và tiến hành thử nghiệm lắp bơm điện chìm cho 5 giếng để gia tăng dòng dầu. Trong năm 2023, Vietsovpetro đã tiến hành tăng lưu lượng bơm ép để bù áp suất cho các giếng lắp bơm chìm nên độ ngập nước đang có xu hướng tăng hơn so với năm 2022. Các khảo sát thủy động cho thấy rằng trạng thái năng lượng vỉa của khu vực này tương đối ổn định chứng tỏ hiệu quả của bơm ép cũng như điều chỉnh chế độ khai thác/bơm ép. Kế hoạch lắp bơm chìm cho khu vực này đang được tiếp tục mở rộng trong thời gian tới và trở thành khu vực đầu tiên của Vietsovpetro áp dụng công nghệ lắp bơm điện chìm cho toàn mỏ.

2.3. Mỏ Gấu Trắng

Mỏ Gấu Trắng thuộc Lô 09-1, cách mỏ Bạch Hổ 7,5 km về phía Đông Nam, cách mỏ Rồng 8,5 km được phát hiện vào năm 2011 và đưa vào khai thác từ tháng 8/2012 với các thân dầu thuộc trầm tích Miocene dưới và Oligocene trên, trong đó đối tượng khai thác chính là Miocene dưới. Về địa tầng trầm tích, hệ tầng này phủ bất chỉnh hợp góc lên trên trầm tích hệ tầng Trà Tân. Trầm tích được thành tạo trong môi trường đồng bằng châu thổ, bồi tích sông, đầm hồ và bồi tích ven biển, vũng vịnh. Trầm tích này gồm các lớp cát kết và sét xen kẽ và được chia làm 2 phần: phần trên chủ yếu gồm sét màu xám, xanh - xám xen kẽ, hàm lượng cát kết và bột kết chiếm đến 50%. Trong phần này bắt gặp các vỉa cát kết thuộc tầng 21 và 22 có tính chất thấm chứa tương đối tốt; phía dưới của hệ tầng chủ yếu gồm cát kết và bột kết chiếm trên 60%, xen kẹp các lớp sét mỏng màu xám, vàng đỏ. Trong phần lát cắt này có các vỉa cát kết thuộc tầng 23, 24, 25, 26 và 27, tính chất thấm chứa các vỉa này khá tốt. Các vỉa cát có diện tích phân bố hẹp và mức độ bất đồng nhất tương đối cao. Về cấu trúc địa chất và đặc điểm kiến tạo, khu vực này được hình thành tương ứng đồng thời với sự phát triển kiến tạo chung của bể Cửu Long. Hoạt động đối tượng này trong thời kỳ Miocene - Pliocene được đặc trưng bởi sự phát triển bình ổn, làm

phẳng bề mặt cấu tạo và sự tắt đi nhanh chóng của hệ thống đứt gãy, thực tế hầu như chỉ còn quan sát thấy hệ thống đứt gãy theo hướng Tây Bắc - Đông Nam. Trên bình đồ cấu tạo theo tầng SH-5, cấu tạo là 1 nếp lồi, biên độ nhỏ và được chia ra 2 đỉnh: đỉnh phía Tây nằm sâu hơn vào khoảng dưới 3.100 m, đỉnh phía Nam nâng cao hơn và ở chiều sâu 2.550 m.

Về thủy địa chất, khu vực này chỉ có nước ở tầng Miocene dưới tuy nhiên ảnh hưởng tương đối của aquifer. Dầu của khu vực này có hàm lượng nhựa và asphaltene cao dẫn tới thường bị lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác.

Khu vực này đang có 11 giếng khai thác, 2 giếng bơm ép với sản lượng cộng dồn đạt 1,19 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu hiện tại đạt 13,8 cho Miocene dưới và 0,7% cho Oligocene trên. Lưu lượng các giếng suy giảm nhanh sau khi đưa vào khai thác. Việc đưa vào các giếng bơm ép đã giúp động thái chất lưu suy giảm chậm lại tuy nhiên chưa xác định được chính xác mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép lên các giếng khai thác vì thế đã tiến hành bơm chất đánh dấu vào các giếng bơm ép để làm cơ sở cho việc điều chỉnh bơm ép trong thời gian tới và cũng xem xét bổ sung thêm giếng bơm ép để duy trì áp suất vỉa. Ngoài suy giảm do áp suất còn do độ ngập nước tăng mạnh, kết quả PLT cho thấy tầng 23 và 24 là tầng khai thác chính, các tầng 25 và 27 chiếm tỷ phần rất nhỏ. Tiến hành ngăn cách vỉa với các giếng đa tầng này và chỉ khai thác tầng 23 cho kết quả tốt, giếng làm việc ổn định với độ ngập nước giảm hẳn về 1 - 2%. Kết quả khoan cho thấy thân dầu có xu hướng mở rộng hơn về phía Tây Nam, do đó cần xem xét phương án khoan đan dày vào khu vực này để gia tăng sản lượng của mỏ. Ngoài ra, do dầu có tỷ trọng và độ nhớt cao dẫn tới thường xuyên bị hiện tượng lắng đọng paraffin làm ảnh hưởng tới độ ổn định của giếng. Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm một số giải pháp khác ngoài bơm hơi nóng nhưng kết quả chưa đạt kỳ vọng và đang tiếp tục nghiên cứu các giải pháp khác.

2.4. Mỏ Thỏ Trắng

Mỏ Thỏ Trắng nằm ở phía Tây Bắc mỏ Bạch Hổ, được phát hiện vào tháng 6/2012 và được đưa vào khai thác tháng 6/2013. Hiện trên mỏ Thỏ Trắng đã xây dựng 3 giàn nhẹ (BK) và khoan 32 giếng, trong đó có 9 giếng thăm dò/thăm lượng và 23 giếng khai thác trong các đối tượng Miocene dưới và Oligocene trên (Oligocene C), với sản lượng chính từ Oligocene C. Về đặc điểm địa tầng trầm tích, trầm tích Oligocene C có thành phần thạch học bao gồm các lớp cát kết hạt mịn đến trung bình xen kẽ với

sét kết màu nâu, nâu tối, nâu đen. Các vỉa cát kết chứa dầu có tính thấm - chứa khá tốt, nằm xen kẽ với các lớp sét argillite. Thành phần thạch học của tập B1.1 (Miocene dưới) gồm các lớp cát kết có màu từ vàng nhạt đến nâu tối xen kẽ với các lớp sét màu xám hoặc vàng đỏ và được chia thành phần trên và phần dưới; phần dưới chủ yếu là cát kết và bột kết xen kẽ với các lớp sét kết màu xám tối, xám đến xám vàng, xám đỏ. Cát kết có màu xám sáng, hạt mịn đến trung bình, chọn lọc trung bình, bán mài tròn, gắn kết bởi xi măng sét. Ở đây tồn tại các vỉa cát kết chứa dầu có tính thấm - chứa tốt. Phần trên có thành phần thạch học chủ yếu là các lớp sét dày màu xám, xám xanh xen kẽ các lớp bột kết và cát kết có hàm lượng tăng dần theo độ sâu, phần này chưa phát hiện các vỉa chứa dầu khí. Trầm tích của các tập này được hình thành trong môi trường đồng bằng châu thổ, bồi tích sông, đầm hồ, vũng vịnh, biển nông gần bờ. Về hình thái cấu trúc, nóc tập C (SH-7) tiếp tục kế thừa tập D, với đặc trưng là các đứt gãy thuận hướng á vĩ tuyến với biên độ nhỏ hơn. Đến thời kỳ Miocene - Pliocene, hoạt động kiến tạo không còn tác động mà thay bởi cơ chế bình ổn, san phẳng bề mặt cấu tạo và sự tắt đi nhanh chóng của hệ thống đứt gãy. Trên bản đồ cấu trúc nóc phần dưới (SH-5) của hệ tầng Bạch Hồ cũng chỉ quan sát thấy hệ thống các đứt gãy thuận á vĩ tuyến, có biên độ nhỏ và số lượng giảm dần khi lên trên. Tại khu vực mỏ Thổ Tráng xuất hiện cấu tạo bán vòm kế áp đứt gãy thuận ở phía Bắc. Tổng cộng trên mỏ có 6 tầng sản phẩm với 134 thân dầu, trong đó 4 tầng sản phẩm với 52 thân dầu thuộc trầm tích Miocene dưới, 2 tầng sản phẩm với 82 thân dầu thuộc trầm tích Oligocene C. Các thân dầu chủ yếu là các vỉa mỏng, mức độ phân bố rộng và có tính bất đồng nhất cao, sự phân dị giữa dầu và nước rất thấp. Các vỉa đều có nước vỉa và aquifer hỗ trợ trong quá trình khai thác.

Tổng quỹ giếng hiện tại ở mỏ Thổ Tráng là 30 giếng với sản lượng cộng dồn khoảng 1,75 triệu tấn. Các giếng này có đặc trưng khai thác đa tầng, mở nhiều vỉa, khai thác cùng một lúc nhiều thân dầu có ranh giới dầu nước riêng biệt nên khi tiến hành khai thác đồng thời, độ ngập nước tăng nhanh và khó kiểm soát cho từng vỉa. Tầng chứa có mức độ bất đồng nhất cao, biến tướng phức tạp nên chiều dày tầng chứa, độ rỗng/thấm suy giảm nhanh từ đỉnh đến rìa của thân dầu dẫn tới việc đặt vị trí các giếng khoan rất khó đạt được sản lượng như tính toán. Ở khu vực ThTC-2, hệ số khí dầu của một số giếng lớn làm ảnh hưởng tới khả năng vận hành khai thác. Ngoài ra, khu vực này có hiện tượng lắng đọng muối trong thiết bị lòng giếng và vùng cận đáy giếng rất nghiêm trọng. Trong thời gian qua,

Vietsovpetro đã tiến hành nghiên cứu và thử nghiệm các giải pháp hạn chế, ngăn ngừa và bước đầu đã cho kết quả khả quan. Trong thời gian tới, cần xem xét khoan đan dày và bắn chọn lọc các đối tượng khai thác, sử dụng bộ thiết bị lòng giếng chỉ khai thác từng đối tượng và ứng dụng các giải pháp và ống chống để có thể bắn chọn lọc cũng như bắn mìn bổ sung không cần dùng giàn.

2.5. Mỏ Cá Tầm

Mỏ Cá Tầm thuộc Lô 09-3/12, nằm ở phía Đông mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, cách công trình biển gần nhất của mỏ Bạch Hổ là BK-14 khoảng 15 km về phía Đông Nam. Mỏ đưa vào khai thác từ tháng 1/2019 trong các đối tượng Miocene dưới và Oligocene trên (Oligocene C, D) với sản lượng khai thác chính là Oligocene trên. Kết quả khoan các giếng khu vực mỏ Cá Tầm đã bắt gặp các tầng sản phẩm chính trong lát cắt trầm tích Miocene dưới và Oligocene trên, trong đó đối tượng khai thác chính là các tầng sản phẩm trong Oligocene D (TSP D30-D32) và Miocene dưới (TSP 22 và 27). Lát cắt trầm tích Miocene dưới được chia ra thành 2 phần: phần trên bắt gặp các tầng sản phẩm 21, 22 được hình thành chủ yếu trong môi trường biển nông trong thềm đến đồng bằng sông với năng lượng trầm tích cao, đặc trưng thạch học của đối tượng này là các tập cát có mức độ gắn kết thấp, bờ rời; phần dưới bắt gặp các tầng sản phẩm từ 23 - 27 được hình thành trong môi trường trầm tích đồng bằng bồi tích sông (aluvial/fluvial) đến ven hồ với mức độ gắn kết từ trung bình đến thấp. Đặc điểm cấu trúc các thân dầu trong đối tượng này chủ yếu là cấu trúc 2 - 3 chiều kế áp đứt gãy. Đối với các tầng sản phẩm trong Oligocene C chủ yếu được hình thành trong môi trường ven hồ với độ rỗng và độ chọn lọc tốt, trong đó các tập cát sét xen kẽ nhau, có bề dày tập cát dao động từ 3 - 15 m, diện tích thân dầu hẹp và tài nguyên dầu khí mức 2P chỉ chiếm 2,5%. Đối với các tầng sản phẩm trong Oligocene D được hình thành trong môi trường đồng bằng bồi tích sông đến ven hồ có năng lượng trầm tích cao, biến đổi nhanh và có khả năng liên quan đến các quạt bồi tích. Thân dầu biến đổi nhanh về chiều dày, tính thấm chứa tốt, mức độ bất đồng nhất cao, phân bố rời rạc. Hình thái cấu trúc có dạng đơn nghiêng, kế áp đứt gãy, đôi chỗ có sự vắng mặt các tầng sản phẩm có khả năng liên quan đến vát nhọn địa tầng. Về điều kiện thủy động lực không ghi nhận nước vỉa từ 2 đối tượng khai thác là Oligocene D và Miocene dưới.

Mỏ Cá Tầm hiện có tổng cộng 17 giếng khoan với sản lượng khai thác cộng dồn là 1,44 triệu tấn và hệ số thu hồi dầu là 4%. Sau khi đưa các giếng này vào khai thác thì gặp

một số phức tạp làm ảnh hưởng tới sản lượng khai thác: tầng chứa Oligocene trên (Oligocene D) có tính bất đồng nhất cao và đặc trưng bởi môi trường trầm tích lục nguyên gần nguồn, tốc độ biến đổi thạch học nhanh, quy mô phân bố hẹp, cục bộ, tính liên tục của tầng chứa rất thấp, một số vùng trong diện tích thân dầu vắng mặt hoặc bị bóc mòn các tầng sản phẩm chính. Điều này được phản ánh rõ nét tại các giếng khai thác, theo đó lưu lượng dầu và trữ lượng giảm đáng kể so với dự báo ban đầu. Sản lượng khai thác năm 2023 của mỏ Cá Tầm chỉ đạt 73% kế hoạch đề ra. Khi xây dựng mô hình thủy động trước đây có giả lập sự tồn tại năng lượng của nước rìa (aquifer), tuy nhiên kết quả khoan các giếng mới cho thấy trong khu vực khai thác hiện tại không tồn tại aquifer, vì vậy áp suất vỉa của các giếng sau khi đưa vào khai thác suy giảm nhanh. Hiện nay, dù tầng Miocene dưới đã có 2 giếng bơm ép được đưa vào và bước đầu đem lại hiệu quả, tuy nhiên vẫn cần tiếp tục theo dõi và điều chỉnh chế độ phù hợp. Ngoài ra, hiện tượng sinh cát trong quá trình khai thác ở các giếng Miocene dưới là một thách thức lớn đối với khu vực này. Các giải pháp ngăn cát đã được tích cực nghiên cứu triển khai (công nghệ fracpack, rửa cát bằng coiled tubing từ tàu dịch vụ) tuy nhiên chưa đem lại hiệu quả như mong muốn và hiện vẫn tiếp tục được xem xét, đề xuất. Công tác nút vỉa thủy lực cũng được thực hiện và đem lại hiệu quả nên đây cũng sẽ là một giải pháp trong tương lai để tăng cường dòng. Hơn nữa, diện tích thân dầu còn lớn nên cần tiếp tục xem xét khả năng đan dày mạng lưới giếng khoan ở cả 2 đối tượng khai thác, nhất là đối tượng Miocene dưới khi đã có giải pháp chống trào cát.

Như vậy, có thể thấy hiện tại Vietsovpetro đang vận hành khai thác trên 10 đối tượng địa chất đa dạng về tính chất thấm chứa, đặc điểm môi trường thành tạo, năng lượng vỉa... Điều đó đòi hỏi trong quá trình khai thác, việc thu thập số liệu và thực hiện các giải pháp cần phải rất đặc thù cho từng đối tượng. Từ đó nhiệm vụ đặt ra trong giai đoạn tiếp theo là cần phải tiếp tục nghiên cứu chi tiết cho từng đối tượng để đưa ra đối sách riêng phù hợp với từng đối tượng khai thác để hướng tới cột mốc 300 triệu tấn dầu.

3. Hệ thống công nghệ, công trình biển và hệ thống đường ống ngầm nội mỏ

Kể từ khi khai thác dòng dầu thương mại đầu tiên từ giàn MSP-1 được xây dựng vào năm 1984, hiện tại Vietsovpetro đang vận hành trên 60 công trình với tuổi thọ thiết kế là 25 năm (Hình 8), trong đó có 10 giàn MSP, 4 giàn mini MSP; 2 giàn công nghệ trung tâm; 2 giàn bơm ép vỉa;

3 giàn nén khí; 24 giàn đầu giếng; 3 tàu chứa dầu và 816 km đường ống ngầm (181 tuyến) với 160 km cáp ngầm. Các công trình chủ yếu được đưa vào vận hành đã lâu và có 26 giàn đã hết tuổi thọ theo thiết kế, vì vậy khối lượng công việc liên quan đến khảo sát và sửa chữa tăng nhanh hàng năm. Bên cạnh đó, hệ thống công nghệ được lắp đặt vào các thời điểm khác nhau nên thiếu tính đồng bộ, gây khó khăn trong quá trình vận hành và bảo dưỡng. Thống kê từ năm 2019 đến nay cho thấy trung bình mỗi năm có khoảng 97 sự cố về đường ống và hệ thống công nghệ trên các công trình biển. Các sự cố liên quan đến hệ thống đường ống ngầm cũng có xu hướng gia tăng, ảnh hưởng trực tiếp tới việc hoàn thành các kế hoạch sản lượng hàng năm. Sự cố gia tăng cũng chỉ ra rằng công tác duy trì và kiểm soát toàn bộ hệ thống công trình, đường ống ngầm luôn là thách thức lớn đối với Vietsovpetro. Ngoài ra, hệ thống đường ống ngầm còn có thể gặp những vấn đề sau:

- Các đường ống chủ yếu không được trang bị hệ thống phóng/nhận thoi.
- Không có dữ liệu về độ dày của đường ống ngầm trong quá trình vận hành; không tiến hành khảo sát bên trong để xác định khuyết tật do ăn mòn.
- Chưa bơm hóa phẩm CAM bảo vệ từ đầu dẫn đến sự ăn mòn diễn ra chủ yếu bên trong đường ống.
- Các chất lắng đọng có thể lắng và tích tụ ở đoạn nằm ngang của ống và gây ăn mòn điện - hóa ở phần dưới đường ống.
- Chưa có hệ thống làm khô khí tại MKS và DGCP (khí ướt).
- Hiện tượng hydrate hóa đối với hệ thống cuối nguồn.

Dựa trên kết quả phân tích hiện trạng các đối tượng khai thác và hệ thống đường ống/công trình biển, Vietsovpetro cần tập trung nghiên cứu và đưa ra các giải pháp tổng thể và đồng bộ để hệ thống công nghệ hiện tại duy trì hoạt động ở tình trạng tối ưu; triển khai đồng bộ các giải pháp để hoàn thành mục tiêu đạt mốc khai thác 300 triệu tấn dầu trong thời gian tới.

4. Định hướng các giải pháp của Vietsovpetro hướng tới mục tiêu đạt mốc khai thác 300 triệu tấn dầu

Với tình trạng mỏ đang ở giai đoạn suy giảm, hệ thống công nghệ đã quá tuổi thọ sử dụng như hiện nay, để đạt mốc khai thác 300 triệu tấn dầu, Vietsovpetro phải duy trì tình trạng khai thác ổn định của quỹ giếng càng lâu càng tốt, trong đó tập trung thực hiện 3 nhiệm vụ trọng tâm sau:

- Giảm nhịp độ suy giảm của quỹ giếng đang khai thác bằng cách điều chỉnh hợp lý chế độ khai thác/bơm ép các giếng và duy trì tình trạng làm việc ổn định của hệ thống công nghệ.

- Tích cực thực hiện các giải pháp tăng cường khai thác và địa chất kỹ thuật như: xử lý vùng cận đáy giếng, trang bị bơm chìm, tối ưu hóa gaslift, nứt vỉa thủy lực, khoan đan dày, sửa giếng chuyển tầng, bắn mìn thêm không dùng giàn, ngăn cách nước...

- Nghiên cứu và thực hiện các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu phù hợp đối với các đối tượng đang khai thác.

Để giảm nhịp độ suy giảm của quỹ giếng và ổn định hệ thống công nghệ cần thực hiện nhóm các giải pháp về công nghệ và địa chất, công nghệ mỏ.

- Đối với các giải pháp về công nghệ, cần tập trung thực hiện các nhiệm vụ sau:

+ Kiểm tra, duy tu, bảo dưỡng các công trình khai thác dầu khí.

+ Giám sát ăn mòn và bảo vệ bằng chất ức chế ăn mòn; kiểm soát các hoạt động gây ăn mòn hệ thống; nghiên cứu các biện pháp sửa chữa, bảo vệ đường ống với mục đích tối ưu hóa chi phí.

+ Đối với đường ống dẫn dầu, kiểm soát công tác xử lý acid vùng cận đáy giếng và làm sạch cặn muối trong giếng bằng việc sử dụng các chất ức chế ăn mòn hiệu quả, kiểm soát công việc trung hòa nước vỉa sau khi xử lý acid để hạn chế ăn mòn acid.

+ Làm sạch các đường ống ngầm vận chuyển dầu, bơm rửa định kỳ đối với các đường ống bơm ép.

+ Tiếp tục thực hiện chương trình khảo sát nội tuyến giai đoạn 2023 - 2025 với không ít hơn 3 đường 1 năm, trong đó đường vận chuyển dầu, hỗn hợp dầu khí không ít hơn 2 đường 1 năm để đánh giá độ tin cậy và xác định thời hạn vận hành an toàn đường ống.

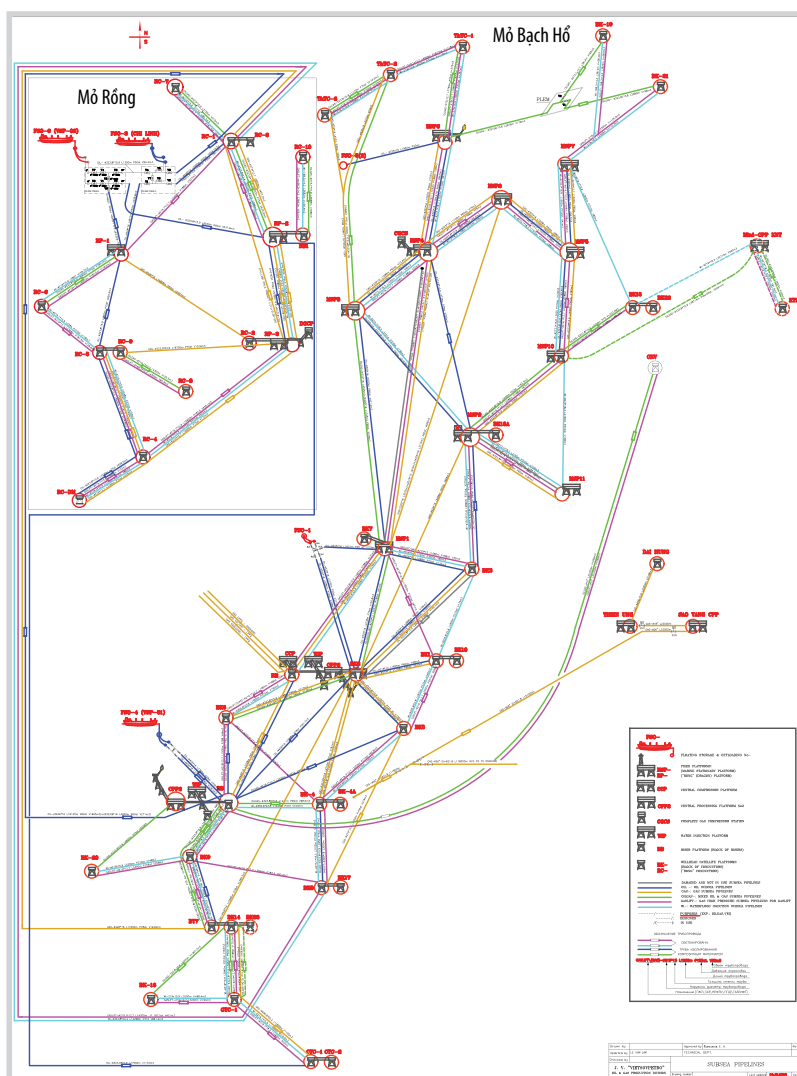
+ Cập nhật kế hoạch thực hiện các biện pháp đối với ống đứng của đường ống ngầm có vỏ bọc thép.

+ Thực hiện chương trình toàn diện về nâng cao hiệu quả xử lý khí H₂S.

+ Nghiên cứu các loại lớp phủ mới, tối ưu hóa các sơ đồ phối trộn sơn hiện hữu, các phương pháp áp dụng và kiểm soát lớp sơn phủ trên các công trình biển.

Để thực hiện các nhiệm vụ trên đòi hỏi cần đầu tư vật tư và thiết bị phù hợp, kịp thời. Dự kiến trong giai đoạn 2024 - 2033, cần đầu tư khoảng 125,6 triệu USD để thực hiện các công tác liên quan tới vận hành và bảo trì hệ thống công nghệ, đường ống ngầm (Hình 9). Chi phí (tương ứng với khối lượng công việc) tăng đều hàng năm, điều đó thể hiện được nhu cầu bảo dưỡng và sửa chữa của hệ thống công nghệ và đường ống là rất lớn sau thời gian dài vận hành và đầu tư hạn chế trước đó.

- Các giải pháp về địa chất, công nghệ mỏ đã được xem xét đưa ra để đảm bảo công tác quản lý quỹ giếng được tối ưu và đem lại hiệu quả cao



Hình 8. Sơ đồ hệ thống đường ống ngầm và công trình biển của Vietsovpetro.

nhất, thể hiện ở việc duy trì và ổn định chế độ làm việc của toàn quỹ giếng. Cụ thể là:

+ Theo dõi và định kỳ cập nhật các đặc tính của mỏ, từ đó xây dựng được mô hình địa chất/thủy động lực học phù hợp nhất để trên cơ sở đó đưa ra các giải pháp xử lý phù hợp cho toàn bộ quỹ giếng.

+ Theo dõi và cập nhật động thái các giếng nhằm chủ động tối ưu chế độ giếng; tối ưu hóa mạng lưới khai thác/bơm ép, đặc biệt là đối với những khu vực có giếng khoan mới hoặc những khu vực có giếng khai thác chuyển từ đối tượng dưới lên để có thể vừa duy trì được áp suất vỉa vừa hạn chế được mức độ gia tăng độ ngập nước. Tiếp tục triển khai các nghiên cứu, thử nghiệm các giải pháp nâng cao hiệu quả bơm ép, đặc biệt là khu vực tầng móng mỏ Bạch Hổ.

+ Xây dựng chương trình tổng thể về khảo sát thủy động, đo mặt cắt dòng để đảm bảo có đủ cơ sở dữ liệu phục vụ cho công tác phân tích, đánh giá động thái mỏ từ đó có sự điều chỉnh phù hợp.

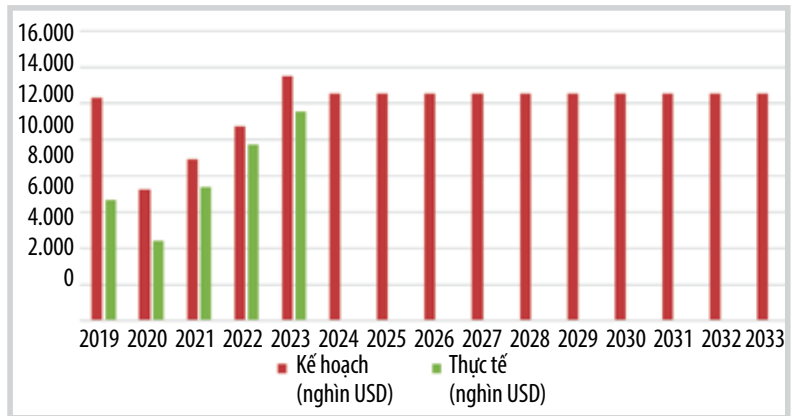
+ Thường xuyên thực hiện các nghiên cứu địa chất, địa vật lý, công nghệ mỏ, tổng kết kinh nghiệm, đánh giá các hạn chế, tồn tại trong quá trình điều chỉnh, theo dõi quỹ giếng để có giải pháp phù hợp.

+ Lên kế hoạch tổng thể cho công tác xử lý paraffin trên toàn bộ quỹ giếng và giám sát theo dõi thường xuyên, đánh giá và điều chỉnh phù hợp với từng giai đoạn làm việc của giếng.

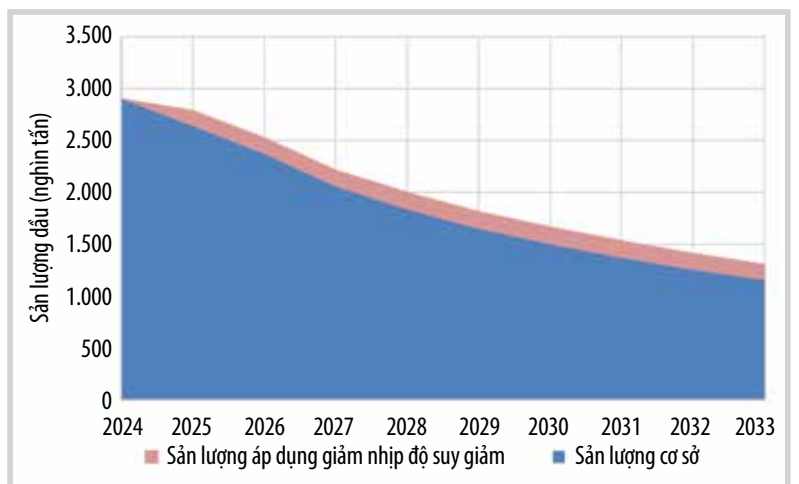
Kết quả dự báo đến năm 2033 cho thấy, các giải pháp trên sẽ giúp Vietsovpetro khai thác được thêm trung bình khoảng 150 nghìn tấn/năm (Hình 10). Chi phí đối với nhiệm vụ này chủ yếu là chi phí vận hành hàng năm và đưa vào chi phí sản xuất chung OPEX của Vietsovpetro.

Để hạn chế tốc độ suy giảm sản lượng khai thác, Vietsovpetro tiếp tục thực hiện các giải pháp địa chất kỹ thuật, tối ưu khai thác, cụ thể là:

- Nhóm giải pháp tăng cường khai thác: Xử lý vùng cận đáy giếng, xử lý lắng



Hình 9. Dự kiến chi phí cho công tác đảm bảo vận hành hệ thống công nghệ, đường ống ngầm.



Hình 10. Dự báo sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro khi thực hiện các giải pháp giảm nhớt độ suy giảm sản lượng.

động muối và lắng đọng hữu cơ (ACPO) trong ống khai thác, rửa cát/proppant xuất hiện trong quá trình khai thác lấp đầy đáy giếng, nút vỉa thủy lực, khai thác bằng bơm điện ly tâm ngầm (ESP).

Trong giai đoạn 2012 - 2023, Vietsovpetro đã thực hiện trên 700 lượt giải pháp tăng cường dòng, sản lượng khai thác dầu bổ sung thêm gần 1,39 triệu tấn. Dự kiến trong giai đoạn 2024 - 2033, Vietsovpetro sẽ thực hiện khoảng 810 giải pháp (Bảng 1) với tổng sản lượng gia tăng gần 589 nghìn tấn dầu và chi phí đầu tư khoảng 61,8 triệu USD (Bảng 2).

- Nhóm giải pháp địa chất kỹ thuật: Mức độ suy giảm sản lượng của Vietsovpetro khoảng 150 - 200 nghìn tấn/năm, do vậy nếu chỉ dựa vào quỹ giếng của năm trước chuyển sang thì sẽ không thể duy trì được sản lượng khai thác ở mức 3 triệu tấn. Như vậy, các giải pháp địa chất kỹ thuật có vai trò quan trọng để duy trì sản lượng. Hàng năm, Vietsovpetro thực hiện khoảng 60 - 70 các giải pháp địa chất kỹ thuật với sản lượng gia tăng trung bình đạt khoảng 200 - 250 nghìn tấn. Trên cơ sở tính toán tiềm năng dầu khí còn lại, Vietsovpetro xây dựng kế hoạch triển khai các giải pháp địa chất kỹ thuật có thể thực hiện được. Dự báo đến năm 2030, sản lượng gia tăng từ các giải pháp địa chất kỹ thuật dự kiến đạt 2,16 triệu tấn với chi phí đầu tư khoảng 2,26 tỷ USD (Bảng 3). Như vậy, sản lượng gia tăng nhờ các giải pháp địa chất kỹ

Bảng 1. Kế hoạch triển khai các giải pháp tăng cường khai thác trong giai đoạn 2024 - 2033.

Năm	Nứt vữa thủy lực	Xử lý vùng cận đáy giếng	Xử lý lắng đọng muối	Xử lý lắng đọng hữu cơ	Rửa cát	Bơm điện ly tâm ngầm	Tổng
2024	12	33	30	3	5	9	92
2025	10	35	30	3	5	9	92
2026	8	30	32	4	6	8	88
2027	8	28	35	4	6	0	81
2028	7	25	35	4	6	5	82
2029	6	23	35	4	6	5	79
2030	6	21	35	4	6	5	77
2031	5	19	32	6	6	5	73
2032	5	19	32	6	6	5	73
2033	5	19	32	6	6	5	73
Tổng	72	252	328	44	58	56	810

thuật dự kiến đạt 2,75 triệu tấn (Hình 11) với chi phí đầu tư dự kiến khoảng 2,32 tỷ USD.

- Áp dụng các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu (EOR): Vietsovpetro bắt đầu triển khai các dự án EOR từ năm 2006 (Bảng 4), song các dự án triển khai trước năm 2018 chưa chú trọng nghiên cứu cơ bản, chỉ tập trung nghiên cứu sơ bộ và ứng dụng thử nghiệm nên chưa có cơ sở để triển khai trên phạm vi toàn mỏ. Tổng chi phí đã được đầu tư cho các dự án này khoảng 4,1 triệu USD với chi phí trung bình 120 USD/tấn, tuy nhiên sản lượng gia tăng không như kỳ vọng.

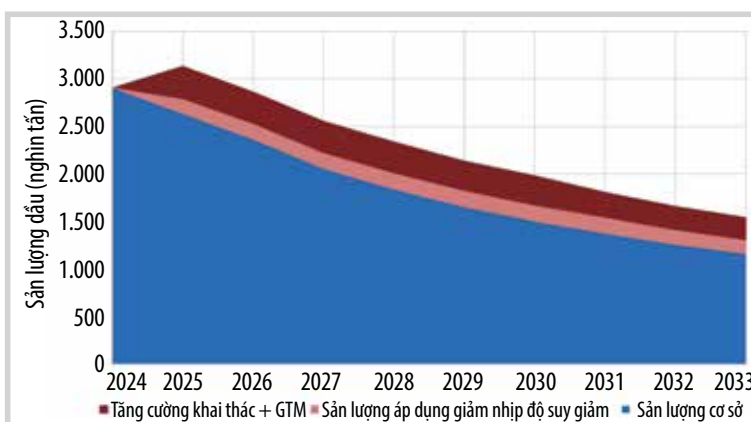
Từ năm 2018, Vietsovpetro xác định EOR là giải pháp chính để đảm bảo kế hoạch sản lượng khai thác hàng năm; có thể tận thu tối đa tài nguyên dầu khí còn lại (trên 600 triệu tấn) sau khi đã thực hiện giải pháp bơm ép nước trước đó. Vietsovpetro đã tiến hành lập chương trình ứng dụng EOR tổng thể (Hình 12) cho toàn bộ các đối tượng/mỏ đang khai thác và đang từng bước thực hiện lộ trình trên. Tính tới thời điểm hiện tại, có 5 dự án EOR được triển khai thử nghiệm. Mặc dù đối diện với các thách thức trong việc lựa chọn phương pháp EOR, thu xếp nguồn vốn và cơ chế tài chính, phương pháp tính toán gia tăng sản lượng từ EOR, chuẩn bị cơ sở hạ tầng kỹ thuật để thử nghiệm công nghiệp..., tuy nhiên Vietsovpetro xác định EOR là hướng đi đúng trong thời gian tới để đảm bảo ổn định sản lượng khai thác. Điều này đã được khẳng định trên cơ sở hiệu quả gia tăng sản lượng sau khi Vietsovpetro và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thử nghiệm hóa phẩm VPI SP ở khu vực BK-16 trong giai đoạn 2022 - 2023.

Bảng 2. Chi phí dự kiến cho việc thực hiện các giải pháp tăng cường khai thác giai đoạn 2024 - 2033.

Năm	Chi phí (nghìn USD)				Tổng
	Đầu tư mua sắm	Hóa phẩm	Thuê dịch vụ	Công nghệ mới	
2024	1.470	503,79	6.297,18	3.023,84	11.294,81
2025	1.275	517,79	5.477,25	1.500	8.770,04
2026	225	520,75	4.568,12	1.500	6.813,87
2027	225	521,15	-	1.500	2.246,15
2028	225	500,15	3.531,26	1.500	5.756,41
2029	225	486,15	3.193,19	1.500	5.404,34
2030	225	472,15	3.193,19	1.500	5.390,34
2031	225	472,15	3.193,19	1.500	5.390,34
2032	225	472,15	3.193,19	1.500	5.390,34
2033	225	472,15	3.193,19	1.500	5.390,34
Tổng	4.545	4.938,38	35.839,76	16.523,84	61.846,98

Bảng 3. Chi phí dự kiến cho các giải pháp địa chất kỹ thuật trong giai đoạn 2024 - 2033

Danh mục	Giai đoạn 2024 - 2033 (triệu USD)
Các giải pháp địa chất kỹ thuật	1.069,1
Các giàn mới (BK23, BK24, BK25, BK26, RC11, RC12)	1.076,5
Công trình biển	96,95
Chi phí khác (nghiên cứu địa chất, công nghệ mỏ)	20
Tổng	2.262,55

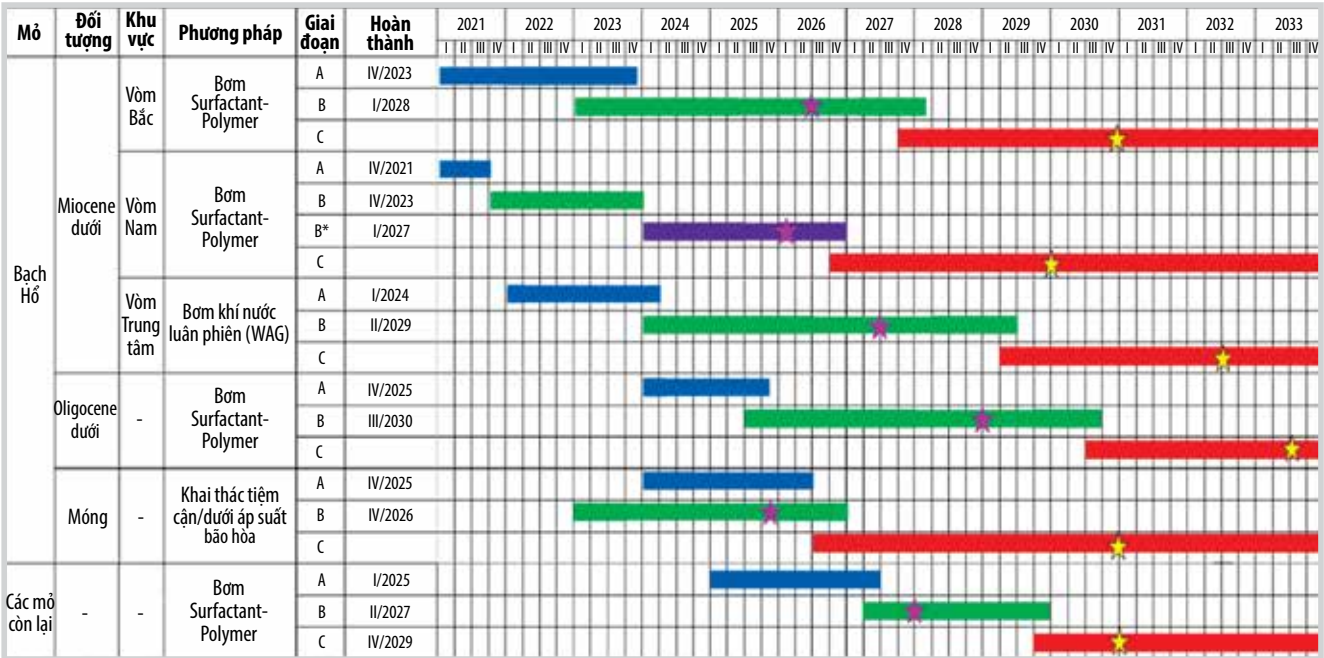
**Hình 11.** Dự báo sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro khi thực hiện các giải pháp địa chất kỹ thuật và tăng cường khai thác.

Bảng 4. Số lượng các dự án EOR và kết quả nghiên cứu/áp dụng sơ bộ trước năm 2018

TT	Dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu	Đối tượng nghiên cứu	Năm thực hiện	Nghiên cứu thí nghiệm và mô phỏng	Bơm ép pilot	Ghi chú
1	Bơm ép tổ hợp vi sinh - hóa lý	Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ	2006, 2009	Kết quả khả quan	Gia tăng sản lượng không đáng kể	Dừng dự án
2	Bơm ép polymer	Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ	2008	Kết quả khả quan	Chưa thực hiện	Dừng dự án
3	Bơm ép chất hoạt động bề mặt	Móng Đông Nam Rỗng	2013	Kết quả khả quan	Gia tăng sản lượng không đáng kể	Dừng dự án

Bảng 5. Chi phí đầu tư dự kiến cho các dự án EOR (triệu USD)

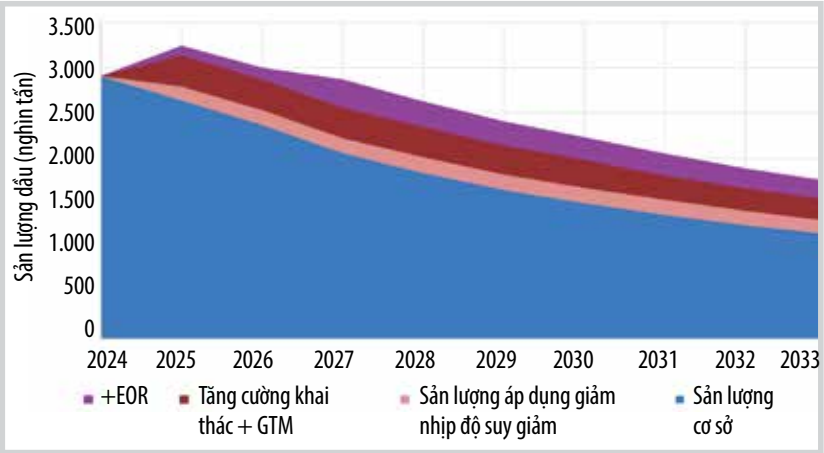
Các giai đoạn thực hiện	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023 - 2033
Nghiên cứu và thí nghiệm	1	1,5	1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	5
Thử nghiệm và đánh giá hiệu quả kinh tế	0,5	1	0,5	2	2	2					8
Áp dụng công nghệ		30	30	75	105	60	30	25	20	20	395
Tổng	1,5	32,5	31,5	77,3	107,3	62,3	30,3	25,3	20,3	20,3	408,6



A: Giai đoạn nghiên cứu và thí nghiệm B: Giai đoạn áp dụng thử nghiệm B*: Giai đoạn áp dụng thử nghiệm/thử nghiệm mở rộng C: Giai đoạn áp dụng rộng rãi
★ Thời điểm dự kiến nhận được hiệu quả từ EOR khi áp dụng rộng rãi ☆ Thời điểm dự kiến nhận được hiệu quả từ EOR khi áp dụng thử nghiệm

Hình 12. Kế hoạch tổng thể áp dụng các giải pháp EOR cho các đối tượng/mỏ của Vietsovpetro.

Kết quả tính toán dựa trên mô hình kết hợp với số liệu thực tế của một số dự án được triển khai trước đó cho thấy tổng sản lượng gia tăng từ EOR theo mô hình tới cuối đời mỏ (năm 2050) dự kiến đạt 9,5 triệu tấn dầu. Trong đó, sản lượng gia tăng từ đối tượng Miocene dưới là 1 triệu tấn, Oligocene dưới là 1,5 triệu tấn, móng mỏ Bạch Hổ là 5 triệu tấn và từ mỏ Rỗng cùng với các mỏ còn lại là 2 triệu tấn, giai đoạn đến 2033 dự kiến gia tăng đạt trên 1 triệu tấn (Hình 13). Dự kiến, thời gian có dòng dầu đầu



Hình 13. Dự báo sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro khi thực hiện các giải pháp EOR.

tiên từ dự án EOR vào cuối năm 2025. Chi phí đầu tư dự kiến cho các dự án EOR ước khoảng 408 triệu USD (Bảng 5) với việc phân bổ theo từng năm dựa trên kế hoạch tổng thể về EOR của Vietsovpetro.

5. Kết luận

Dự báo trong vòng 10 năm tới, Vietsovpetro có thể khai thác được thêm 25 triệu tấn từ các mỏ hiện có với chi phí dự kiến cần bổ sung thêm vào chi phí vận hành hiện tại khoảng 2,91 tỷ USD. Trên cơ sở đó, Vietsovpetro tập trung tối ưu công tác vận hành và duy trì khai thác ổn định đối với các lò/mỏ hiện có; đồng thời đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, mở rộng vùng hoạt động để đưa các phát hiện mới vào khai thác.

Tài liệu tham khảo

[1] Vietsovpetro, "Vietsovpetro 30 năm xây dựng và phát triển". Nhà xuất bản Chính trị Quốc gia, 2011.

[2] Vietsovpetro, "Vietsovpetro - 40 năm thăm dò dầu khí (1981 - 2021) những thành tựu và định hướng cơ bản".

[3] Vietsovpetro, "Vietsovpetro - 35 năm thiết kế công nghệ mỏ đón dòng dầu đầu tiên, 40 năm thành tựu và định hướng cơ bản".

[4] Vietsovpetro, "Bản tin Vietsovpetro số 86", 2024.

[5] Vietsovpetro, "Báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí mỏ Bạch Hổ Lô 09-1, bể Cửu Long cập nhật tại thời điểm 1/7/2023", 2024.

[6] Vietsovpetro, "Báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu

khí mỏ Rồng, Lô 09-1, bể Cửu Long cập nhật tại thời điểm 1/1/2023", 2024.

[7] Vietsovpetro, "Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, bể Cửu Long tại thời điểm 1/1/2020", 2020.

[8] Vietsovpetro, "Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Thổ Tráng tại thời điểm 1/1/2018", 2018.

[9] Vietsovpetro, "Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Gấu Trắng tại thời điểm 1/1/2020", 2020.

[10] Vietsovpetro, "Báo cáo cân đối tài nguyên, trữ lượng dầu, khí và condensate Liên doanh Vietsovpetro tại thời điểm 1/1/2024", 2024.

[11] Vietsovpetro, "Báo cáo tổng hợp và phân tích tài liệu địa chất - địa vật lý nhằm mục đích xây dựng các bản đồ tướng thạch học vật lý và bản đồ môi trường trầm tích Lô 09-1", 2019.

[12] Đỗ Bạt, Nguyễn Địch Dĩ, Phan Huy Quỳnh, Phạm Hồng Quế, Nguyễn Quý Hùng, Đỗ Việt Hiếu, và Chu Đức Quang, "Địa tầng các bể trầm tích Kainozoi Việt Nam", Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 161 - 208.

[13] Vietsovpetro, "Báo cáo tổng hợp và phân tích tài liệu địa chất - địa vật lý đối với các tập trầm tích mỏ Rồng để xác định các bẫy phi cấu tạo", 2013.

[14] Vietsovpetro, "Báo cáo cập nhật chương trình thăm dò Lô 09-1", 2023.

CURRENT STATUS OF VIETSOVPETRO'S OIL FIELDS AND STRATEGIC SOLUTIONS FOR EFFICIENT EXPLOITATION

Pham Xuan Son, Nguyen Lam Anh, Ho Nam Chung, Phung My Anh

Vietsovpetro Joint Venture

Email: chunghn.rd@vietsov.com.vn

Summary

In 43 years of construction and development since its establishment on 19 June 1981, and the extraction of the first ton of oil in June 1986, Vietsovpetro Joint Venture has gradually achieved milestones of extracting 50 million tons of oil in October 1997, 100 million tons in November 2001, 150 million tons in December 2005, 200 million tons in August 2012, by continuously expanding its objects and areas of exploitation. On 15 May 2024, Vietsovpetro reached the milestone of 250 million tons of oil produced from Block 09-1 and Block 09-3/12.

This paper analyses and evaluates the current status of Vietsovpetro's operating fields, particularly those with complex geological structures, small-scale distribution, and rapid production decline rates. Based on the assessment, the authors propose appropriate solution groups to optimize the production and management and enhance oil recovery toward the goal of achieving the 300 millionth ton of oil in the future.

Key words: Exploitation optimization, enhanced oil recovery, Cuu Long basin.

ĐÁNH GIÁ CÔNG TÁC QUẢN LÝ, VẬN HÀNH KHAI THÁC MỎ TẠI VIETSOVPETRO VÀ ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP GIA TĂNG SẢN LƯỢNG KHAI THÁC

Nguyễn Quốc Dũng, Hoàng Văn Minh, Trần Thanh Nam, Bùi Khắc Hùng

Liên doanh Vietsovpetro

Email: hungbk.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-04>

Tóm tắt

Kể từ khi phát hiện và đưa vào khai thác vỉa dầu công nghiệp đầu tiên tại đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (26/6/1986) đến ngày 15/5/2024, Liên doanh Vietsovpetro đã khai thác thành công 250 triệu tấn dầu từ các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Nam Rồng - Đổi Mới và Cá Tầm. Đặc biệt, Vietsovpetro đã liên tục đổi mới sáng tạo trong phương pháp quản lý và đánh giá mỏ theo từng giai đoạn khai thác; triển khai nghiên cứu và áp dụng các giải pháp tối ưu khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu (IOR/EOR). Kết quả nghiên cứu cho thấy Vietsovpetro có tiềm năng và cơ hội để nâng cao được sản lượng khai thác, thu hồi tối đa tài nguyên còn lại nếu áp dụng hiệu quả các giải pháp IOR/EOR. Bài báo đánh giá công tác quản lý quỹ giếng, khai thác mỏ của Vietsovpetro từ năm 1986 đến nay, chỉ ra các thách thức trong giai đoạn hiện nay và đề xuất một số giải pháp để gia tăng sản lượng khai thác.

Từ khóa: Quản lý khai thác mỏ, tối ưu khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu, đá móng granite nứt nẻ.

1. Giới thiệu

Vietsovpetro được thành lập ngày 19/6/1981 với nhiệm vụ tiến hành thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam. Trải qua 43 năm xây dựng và phát triển, Vietsovpetro đã khẳng định vị thế là đơn vị dẫn đầu trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, đóng góp quan trọng vào tăng trưởng kinh tế, an ninh năng lượng quốc gia, góp phần củng cố mối quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện giữa Việt Nam và Liên bang Nga.

Kể từ khi phát hiện và đưa vào khai thác vỉa dầu công nghiệp đầu tiên tại đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (26/6/1986) đến 18 giờ 18 phút ngày 15/5/2024, Vietsovpetro đã khai thác thành công 250 triệu tấn dầu thô, chiếm gần 60% tổng sản lượng dầu khai thác của toàn ngành Dầu khí Việt Nam (Bảng 1). Đặc biệt, Vietsovpetro đã phát hiện và đưa vào khai thác các mỏ có trữ lượng dầu lớn trong đá móng granite nứt nẻ, làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam và trong khu vực. Theo số liệu thống kê, sản lượng dầu khai

thác từ đá móng chiếm tới 90% tổng sản lượng khai thác của Vietsovpetro.

Tổng doanh thu từ hoạt động dầu khí đạt trên 89 tỷ USD; trong đó nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam (gồm thuế và lợi nhuận phía Việt Nam) đạt hơn 58 tỷ USD và lợi nhuận phía Liên Xô/Liên bang Nga 12,3 tỷ USD.

Hiện tại, Vietsovpetro đang quản lý và vận hành trên 7 mỏ dầu khí với trên 402 giếng khai thác và 80 giếng bơm ép. Số công trình hiện tại gồm: 37 giàn nhẹ, đầu giếng (BK/RC), 13 giàn cố định (MSP/RP), 2 giàn công nghệ trung tâm xử lý dầu (CTK3, CTP 2), 2 giàn bơm ép nước duy trì áp suất vỉa (PPD 30000, PPD 40000), 3 giàn nén khí (CCP, MKC, DGCP) [1]. Sản lượng khai thác của Vietsovpetro gia tăng nhanh qua các năm và đạt đỉnh vào năm 2002 (13,5 triệu tấn/188 giếng) nhờ đưa vào khai thác các giếng có lưu lượng lớn của đối tượng móng mỏ Bạch Hổ. Sau thời gian này, sản lượng khai thác bắt đầu giảm xuống. Sản lượng suy giảm ở các giếng chủ lực của đối tượng móng do áp suất vỉa giảm và độ ngập nước gia tăng ở hầu hết các đối tượng khai thác. Quỹ giếng hiện tại gồm 402 giếng khai thác, 80 giếng bơm ép; lưu lượng khai thác trung bình trên 1 giếng là 19 tấn/ngày, độ ngập nước 61%. Ngày 15/5/2024, Vietsovpetro đã đạt mốc khai thác 250 triệu tấn dầu, trong đó sản lượng khai thác từ đối tượng móng

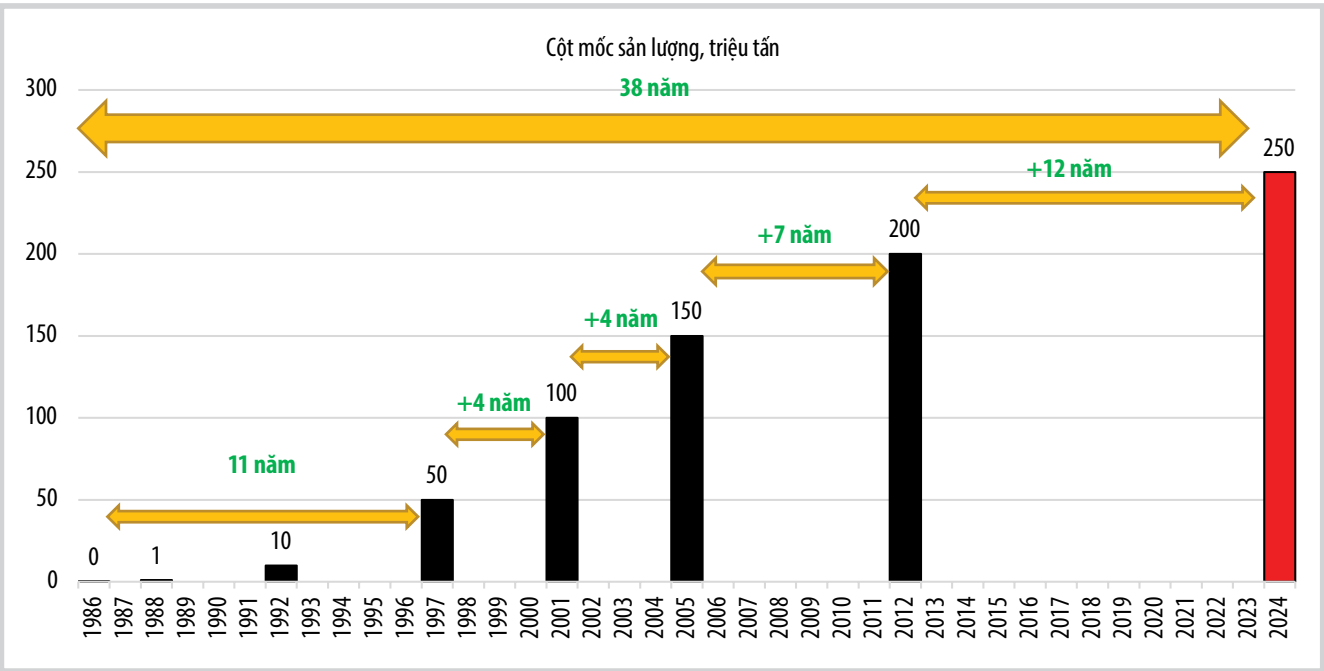


Ngày nhận bài: 13/5/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16/5 - 4/7/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.

Bảng 1. Các mốc sự kiện chính trong quá trình khai thác dầu của Vietsovpetro

Thời gian	Mốc sự kiện
26/6/1986	Đưa vào khai thác dòng dầu công nghiệp tại giếng số 1/MSP-1.
1987	Bắt đầu bơm ép nước cho trầm tích Miocene dưới.
6/9/1988	Khai thác dòng dầu công nghiệp từ đối tượng móng granite hang hốc, nứt nẻ với lưu lượng ban đầu hơn 1.000 m ³ /ngày (giếng khoan 1).
29/12/1988	Sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro đạt mốc 1 triệu tấn.
2/3/1992	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 10 triệu tấn, chính thức đưa tên Việt Nam vào bản đồ các nước sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ trên thế giới.
1993	Đưa vào bơm ép thử nghiệm duy trì áp suất vỉa cho đối tượng móng.
11/12/1994	Đưa vào khai thác mỏ Rồng.
16/4/1995	Bắt đầu thu gom và đưa khí mỏ Bạch Hổ về bờ.
1996	Đưa vào khai thác gaslift.
12/10/1997	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 50 triệu tấn (sau 11 năm).
21/11/2001	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 100 triệu tấn.
2002	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt đỉnh 13,4 triệu tấn.
4/12/2005	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 150 triệu tấn.
01/2010	Đưa vào khai thác mỏ Nam Rồng - Đối Mối (50% Vietsovpetro).
8/8/2012	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 200 triệu tấn.
8/2012	Đưa vào khai thác mỏ Gấu Trắng.
29/6/2013	Đưa vào khai thác mỏ Thỏ Trắng.
12/4/2016	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 220 triệu tấn.
19/12/2016	Đưa vào khai thác mỏ Thiên Ưng.
25/1/2019	Đưa vào khai thác mỏ Cá Tầm (Vietsovpetro 55%, PVEP 30% và Bitexco 15%).
15/5/2024	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 250 triệu tấn.



Hình 1. Các cột mốc sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro.

mỏ Bạch Hổ chiếm 75%, Miocene dưới mỏ Bạch Hổ 7%, Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ 6%, móng mỏ Rồng 6%, các đối tượng khác và các mỏ còn lại chỉ chiếm 6% tổng sản lượng. Hàng năm, sản lượng khai thác từ móng mỏ Bạch Hổ chiếm khoảng 38%, cho thấy đối tượng móng mỏ Bạch Hổ vẫn là đối tượng khai thác chủ lực, đóng vai trò quan

trọng, do vậy cần tiếp tục nghiên cứu các giải pháp, chế độ khai thác tối ưu cho đối tượng này. Hiện tại sản lượng khai thác bằng phương pháp gaslift chiếm 76%, khai thác tự phun 23% và phương pháp bơm điện ly tâm ngầm chỉ chiếm 1%. Hình 1 thể hiện các cột mốc sản lượng chính của Vietsovpetro tính đến thời điểm hiện tại.

2. Đánh giá công tác quản lý, vận hành khai thác mỏ của Vietsovpetro từ năm 1986 đến nay

Kể từ khi Vietsovpetro khai thác tấn dầu đầu tiên cho tới nay, công tác quản lý mỏ đóng vai trò quan trọng và là yếu tố then chốt. Công tác quản lý mỏ và tối ưu quỹ giếng được chia theo các giai đoạn khai thác trên cơ sở đặc trưng hiện trạng năng lượng vỉa, mức độ hoàn thiện hệ thống khai thác/bơm ép và mức độ suy giảm sản lượng như sau:

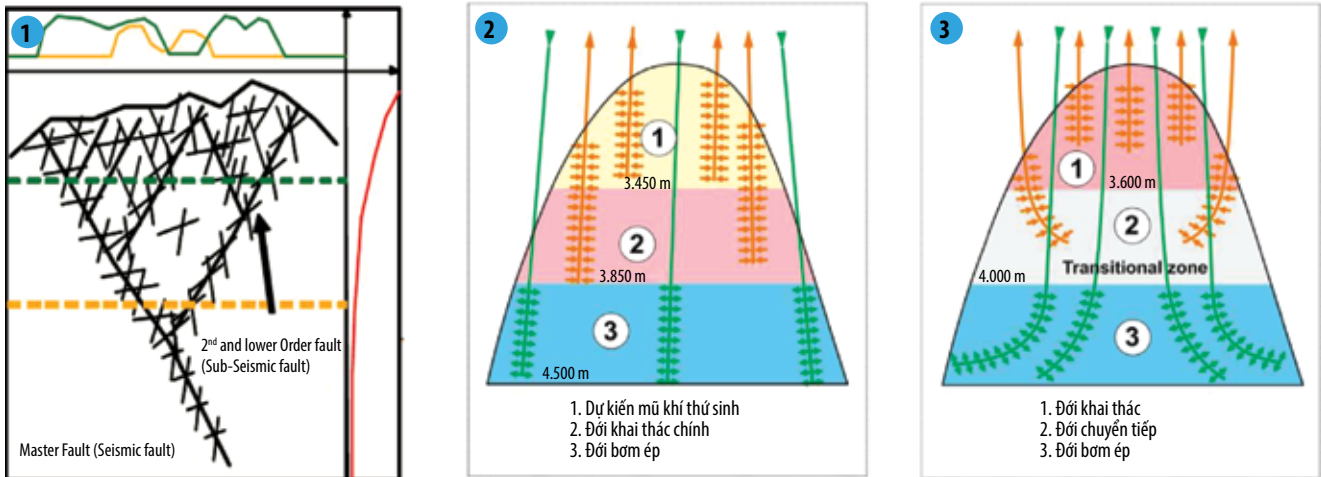
2.1. Giai đoạn khai thác thử nghiệm (1986 - 1988)

Ngày 26/6/1986, Vietsovpetro bắt đầu đưa vào khai thác công nghiệp giếng đầu tiên trong trầm tích Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (giếng khoan 01/MSP-1) với lưu lượng trung bình 28 tấn/ngày. Đến tháng 5/1987, Vietsovpetro đã phát hiện và đưa vào khai thác công nghiệp đối tượng Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ tại giếng 14/MSP-3 với lưu lượng trung bình 240 tấn/ngày. Tổng quỹ giếng hoạt động trong giai đoạn này là 34 giếng gồm 30 giếng

khai thác và 4 giếng bơm ép. Đối tượng khai thác chính là Miocene dưới và Oligocene dưới. Lưu lượng dầu trung bình đạt 114 - 127 tấn/ngày, độ ngập nước 3%. Tổng sản lượng khai thác dầu trong giai đoạn này đạt 1.008,5 nghìn tấn. Như vậy, đặc trưng của giai đoạn khai thác thử nghiệm là quỹ giếng ít, chủ yếu làm việc ở chế độ tự phun, khai thác trong đối tượng trầm tích với sản lượng thấp và suy giảm nhanh. Trong giai đoạn này, Vietsovpetro cũng bắt đầu nghiên cứu thử nghiệm đưa giếng 22/MSP-1 vào bơm ép để duy trì áp suất vỉa (tháng 7/1987) cho trầm tích Miocene dưới với độ tiếp nhận ban đầu 440 m³/ngày. Công tác quản lý mỏ tập trung chủ yếu vào xây dựng quy trình quản lý mỏ. Do quỹ giếng ít, lưu lượng giếng được đo liên tục, công tác khảo sát thủy động học cũng được thực hiện thường xuyên với tần suất 2 - 3 lần/giếng/năm.

2.2. Giai đoạn gia tăng sản lượng và đạt đỉnh (1988 - 2002)

Việc phát hiện và đưa vào khai thác thân dầu phi truyền thống móng nút nẻ tại giếng 1/MSP-1 mỏ Bạch Hổ với trữ lượng lớn (500 triệu tấn) vào ngày 6/9/1988 có ý



1. Khai thác thử năm 1990 (suy giảm tự nhiên)	2. Phát triển mỏ - 1993 (bơm ép duy trì áp suất vỉa)	3. Phát triển mỏ (Duy trì áp suất lớn hơn áp suất bão hòa, tránh tạo mũ khí thứ sinh)
Mô hình đá móng gồm đá phong hóa và đới nứt nẻ dập vỡ quanh hệ thống đứt gãy; Khai thác chế độ suy giảm tự nhiên; Áp dụng mạng lưới 7 điểm, 144 ha/giếng, khoảng cách giữa các giếng 1.000 m; Hệ số thu hồi dự kiến 17%. Ưu điểm: - Mạng lưới ban đầu 1.000 m x 1.000 m; - Theo dõi được sự dịch chuyển của dầu móng theo phương thẳng đứng; - Tiếp cận khai thác từng bước. Hạn chế: - Không duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép. - Mỏ vỉa thân trần lên tới 1.500 m.	Năm 1993 đưa vào bơm ép nước từ bên dưới (> 3.500 m) để duy trì áp suất vỉa, tạo mặt ranh giới dầu nước nhân tạo đẩy dầu từ dưới lên. Ưu điểm: - Chế độ khai thác duy trì áp suất vỉa mang lại hiệu quả trong duy trì lưu lượng chất lưu dầu ổn định; - Hệ thống khai thác được điều chỉnh thận trọng, từng bước. Hạn chế: - Không quan trắc được mũ khí thứ cấp xuất hiện tại nóc móng như dự báo FDP.	- Năm 1998, thân dầu đá móng nứt nẻ được chia thành 3 đới: + Đới khai thác (trên 3.800 mTVDss); + Đới chuyển tiếp (3.800 - 4.100 mTVDss); + Đới bơm ép (dưới 4.100 mTVDss); - Hệ số thu hồi dự kiến 43,5%. - Năm 2003, đá móng chia thành 3 đới: + Đới khai thác (trên 3.600 mTVDss); + Đới chuyển tiếp (3.600 - 4.000 mTVDss); + Đới bơm ép (dưới 4.000 mTVDss); - Khoan các giếng với góc nghiêng lớn hơn (chủ yếu cho các giếng bơm ép) - Duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất bão hòa ~ 10 atm, tránh hình thành mũ khí thứ sinh.

Hình 2. Mô hình ý tưởng hệ thống khai thác thân dầu đá móng.

nghĩa rất quan trọng đối với công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác của Vietsovpetro nói riêng và của ngành Dầu khí Việt Nam nói chung. Thân dầu phi truyền thống này cũng đặt ra thách thức cho công tác quản lý, vận hành, khai thác mỏ của Vietsovpetro do có cấu trúc địa chất rất phức tạp. Hình 2 mô phỏng ý tưởng mô hình thân dầu đá móng và thiết kế sơ bộ mạng lưới, hệ thống khai thác trong các sơ đồ công nghệ phát triển mỏ Bạch Hổ [2].

Đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ đặc trưng bởi tính chất bất đồng nhất rất cao, theo mô hình 2 độ rỗng, 2 độ thấm. Trong quá trình nghiên cứu, các nhà địa chất Vietsovpetro đã phát hiện độ rỗng của đá chứa có 3 dạng với đặc trưng thấm chứa và cơ chế dòng chảy như sau [3 - 4]:

- Độ rỗng giữa các tinh thể của đá (độ rỗng cấu trúc), có kích thước nhỏ hơn 0,01 mm, còn gọi là matrix đá. Giá trị độ rỗng giữa tinh thể rất nhỏ (khoảng dưới 0,5%) và thường không có độ thấm pha với dầu, có thể chứa chất lưu nhưng không tham gia vào quá trình khai thác bằng công nghệ hiện nay.

- Độ rỗng nhỏ (microfractures) là những nứt nẻ có kích thước nhỏ từ 0,01 - 0,1 mm. Thể tích chứa chất lưu ở đây rất lớn, ước tính lên đến 30 - 70% tổng diện tích chứa dầu của đá chứa. Dầu lưu giữ do lực hút mao dẫn. Giá trị độ rỗng đá móng ở đới vi nứt nẻ có nơi lên đến 10 - 12%, trung bình 4 - 5%, nhưng độ thấm pha chỉ 1 - 5 mD, phụ thuộc vào tính dính ướt và mao dẫn của đá chứa nứt nẻ. Trong các đới vi nứt nẻ, do có độ thấm rất nhỏ nên dù có tăng tối đa giá trị gradient chênh áp của dòng nước bơm ép có thể tạo ra (3 atm/m) vẫn là rất nhỏ không đủ để thắng lực mao dẫn và đủ sức đẩy dầu ra khỏi các không gian rỗng vi nứt nẻ này, hơn nữa bên cạnh độ rỗng micro

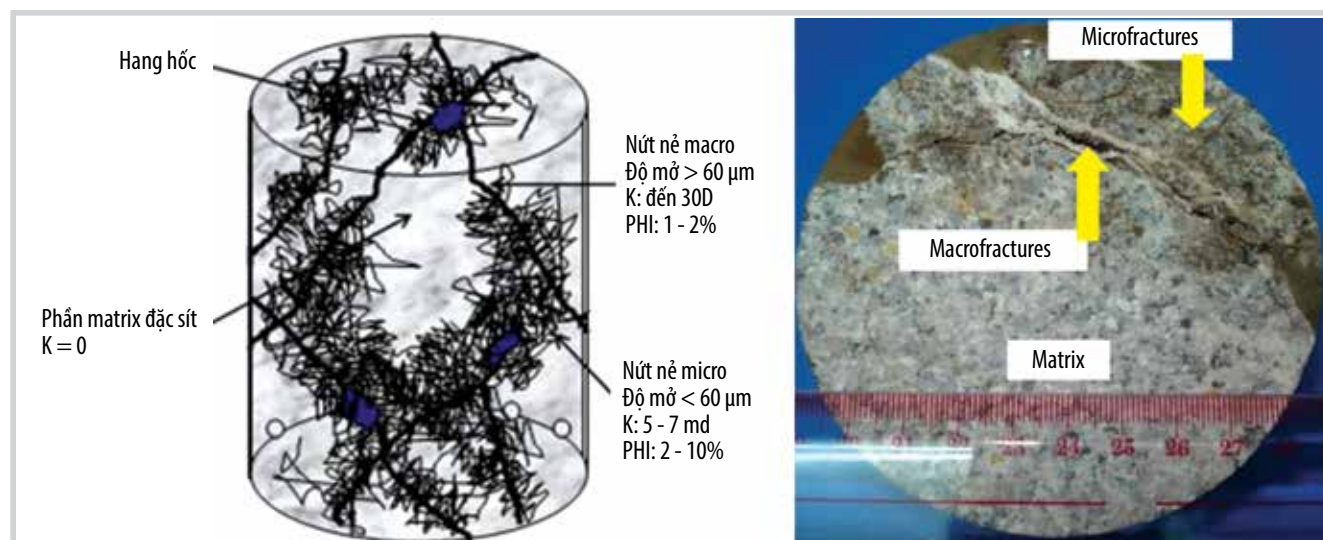
là độ rỗng macro nên không thể dùng lực bơm ép để đẩy được dầu ra khỏi không gian rỗng micro này.

- Độ rỗng lớn (macrofractures) là 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 centimetre, chủ yếu liên kết nhau thành hệ thống, là đường dẫn chính cho dòng chảy của chất lưu. Mức độ liên thông của hệ thống nứt nẻ và sự thay đổi cấu trúc không gian rỗng trong móng rất phức tạp [5 - 7] (Hình 3).

Năm 1993, Vietsovpetro quyết định thử nghiệm bơm ép theo đới cho thân dầu móng. Thực tế đã chứng minh, việc bơm ép theo đới từ bên dưới (độ sâu dưới 3.500 m) giúp duy trì áp suất vỉa, ngăn chặn đà suy giảm sản lượng, đồng thời tạo mặt ranh giới dầu nước nhân tạo đẩy dầu từ phía dưới lên, đem lại hiệu quả cao trong khai thác, rất phù hợp với thân dầu dạng khối nứt nẻ. Quỹ giếng trong giai đoạn này tăng nhanh.

Trong năm 2002, Vietsovpetro đạt sản lượng khai thác đỉnh với 13,5 triệu tấn dầu. Quỹ giếng bao gồm 142 giếng khai thác, 45 giếng bơm ép, lưu lượng khai thác trung bình trên 1 giếng đạt 260 tấn/ngày với độ ngập nước 7%. Quỹ giếng gaslift đã chiếm tới 50% số lượng, nhưng chỉ chiếm 5% sản lượng, còn lại là sản lượng từ quỹ giếng tự phun, các giếng hoạt động ổn định nên công tác quản lý vận hành còn tương đối đơn giản [6].

Công cụ kiểm soát giếng vẫn thực hiện theo hình thức ghi chép, chủ yếu lưu trữ dưới dạng file excel, chưa có hệ thống lưu trữ tổng hợp trên các nền tảng/ứng dụng chuyên ngành. Vietsovpetro bắt đầu đưa các thông số làm việc của quỹ giếng lên hệ thống WebSvodka từ năm 1999 giúp cho việc quản lý, theo dõi giếng được kịp thời.



Hình 3. Mô hình hệ thống kênh dẫn hang hốc, nứt nẻ trong đá móng mỏ Bạch Hổ.

Do quỹ giếng tăng nhanh, cách tiếp cận trong việc lập lịch đo, tần suất khảo sát thủy động, kiểm soát số đo lưu lượng giếng cũng được thay đổi một cách linh hoạt. Lịch khảo sát giếng được phê duyệt hàng năm, ưu tiên khảo sát các giếng mới, các giếng trong kế hoạch sửa giếng và các giếng “tựa” để kiểm soát động thái vỉa, đảm bảo thu thập thông tin phân tích tối đa trên cơ sở nguồn nhân lực hiện có.

2.3. Giai đoạn sản lượng suy giảm nhanh (2002 - 2012)

Sau khi sản lượng khai thác đạt đỉnh vào năm 2002 (13,4 triệu tấn) nhờ đưa vào khai thác các giếng lưu lượng cao của thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ, sản lượng bắt đầu suy giảm nhanh do độ ngập nước gia tăng và áp suất vỉa suy giảm. Mặc dù quỹ giếng trong giai đoạn này tiếp tục tăng, nhưng các giếng chủ lực của đối tượng móng mỏ Bạch Hổ bắt đầu suy giảm do gia tăng độ ngập nước, các giếng khai thác trong các đối tượng trầm tích (LO, UO, LM) thường có lưu lượng không cao và nhanh chóng ngập nước.

Đến năm 2012, quỹ giếng hoạt động của Vietsovpetro đạt 307 giếng, trong đó có 255 giếng khai thác và 52 giếng bơm ép, khai thác trên các đối tượng móng và trầm tích mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi. Lưu lượng dầu trung bình trên 1 giếng đạt 66 tấn/ngày, độ ngập nước trung bình 38%, tăng 31% so với thời điểm năm 2002. Sản lượng khai thác năm 2012 đạt 5,7 triệu tấn, giảm 57,5% so với sản lượng đỉnh đạt được năm 2002. Công tác quản lý mỏ tập trung vào theo dõi động thái ngập nước của đối tượng móng mỏ Bạch Hổ; chia móng thành các khối để kiểm soát và điều chỉnh bơm ép, khai thác; bắt đầu nghiên cứu phương pháp bơm ép chu kỳ, tuy nhiên vẫn duy trì hệ số bù cao 120%.

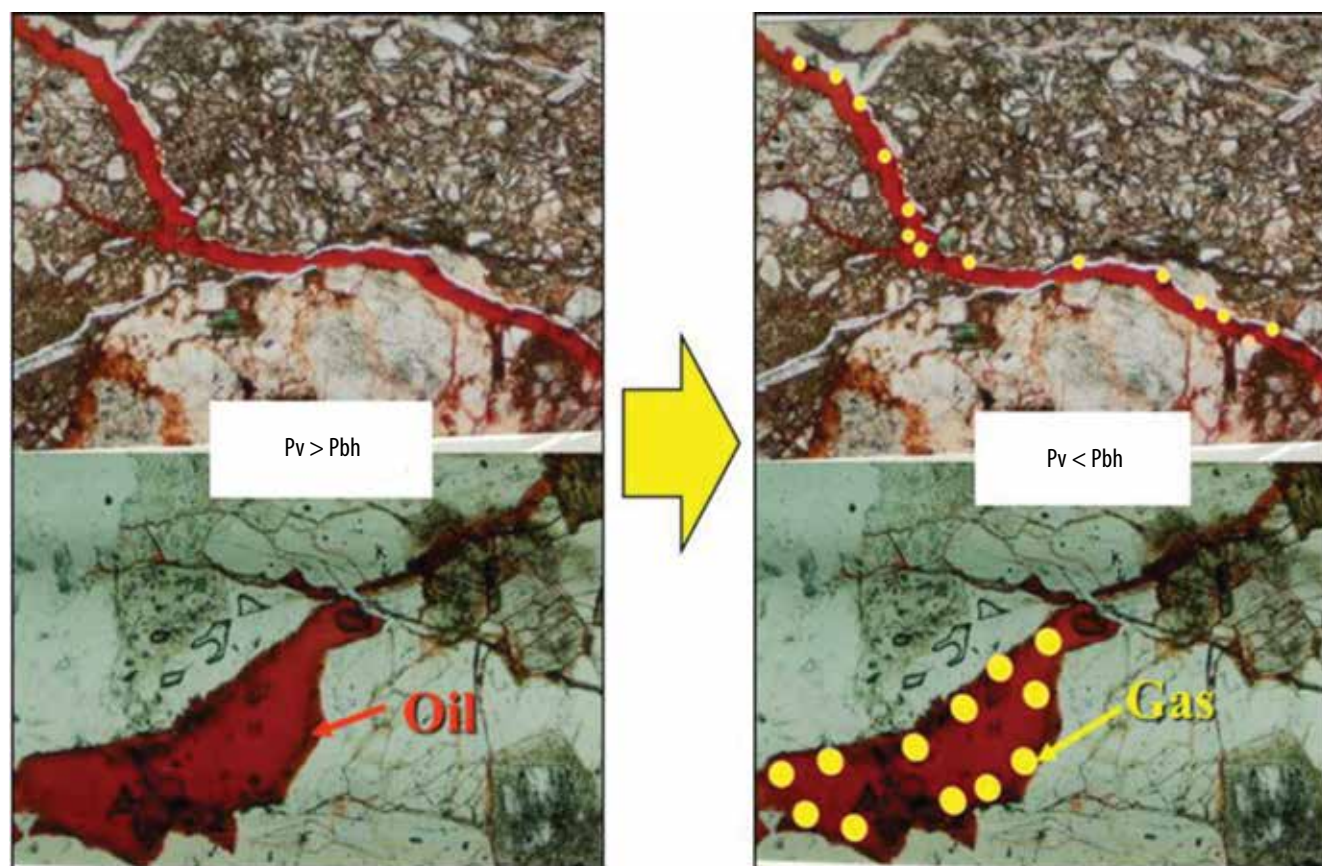
Trong giai đoạn này, công tác khai thác móng được chia làm 3 đới: đới khai thác (trên 3.600 m TVDss), đới chuyển tiếp (3.600 - 4.000 m TVDss) và đới bơm ép (dưới 4.000 m TVDss). Ngoài đối tượng móng, Vietsovpetro bắt đầu chuyển lên khai thác các đối tượng trầm tích trên móng để bù sản lượng suy giảm. Hệ thống bơm ép được điều chỉnh đảm bảo duy trì áp suất vỉa lớn hơn áp suất bão hòa khoảng 10 atm, tránh hình thành mũ khí thứ sinh. Đến năm 2012, quỹ giếng gaslift tăng, chiếm 92% số lượng, và sản lượng cũng tăng, chiếm 50%. Vietsovpetro chú trọng công tác quản lý quỹ giếng để tối ưu hóa và khắc phục sự cố đối với quỹ giếng gaslift; tối ưu hao hụt do khảo sát giếng, số đo giếng kiểm soát lưu lượng được thực hiện 2 lần/tuần với các giếng chủ lực và 1 lần/tuần với các giếng có lưu lượng thấp [3].

2.4. Giai đoạn sản lượng suy giảm chậm lại (2012 - 2018)

Trong giai đoạn 2012 - 2018, Vietsovpetro chuyển dịch khai thác từ các giếng có độ ngập nước cao ở tầng móng lên các đối tượng trầm tích phía trên (LO, UO, HM) để bù đắp sản lượng, ngăn chặn đà suy giảm. Đến năm 2019, quỹ giếng khai thác của Vietsovpetro đạt 331 giếng, quỹ giếng bơm ép 67 giếng với lưu lượng dầu trung bình 29 tấn/ngày và độ ngập nước 59%. Sản lượng khai thác năm 2019 đạt 3,7 triệu tấn dầu.

Trong giai đoạn này, hệ số bù bơm ép ở móng trung tâm vẫn duy trì ở mức cao (trên 90%), cùng với việc tăng cường khai thác một số giếng khu vực trung tâm đã làm gia tăng độ ngập nước ở các giếng chủ lực. Ranh giới dầu nước trong giai đoạn này đã dâng lên đến gần nóc móng (3.085 m TVDss tại giếng khoan 1 vào tháng 9/2017), ảnh hưởng nghiêm trọng tới trạng thái khai thác mỏ. Vietsovpetro đã nghiên cứu áp dụng phương án phân bố lại hệ thống bơm ép, đã giảm bơm vùng trung tâm, chuyển sang vùng rìa, tối ưu lại chế độ khai thác ở các giếng chủ lực; đồng thời giảm hệ số bù về mức 70%, cho phép suy giảm áp suất vỉa xấp xỉ và tiệm cận áp suất bão hòa nhằm giảm mức độ gia tăng độ ngập nước, cho phép các bọt khí tách ra, tạo điều kiện thuận lợi để dầu từ các vi nứt nẻ (thẩm chứa kém) di chuyển vào các nứt nẻ lớn và tham gia vào quá trình khai thác; lựa chọn bơm ép ở các giếng sâu, vùng rìa vòm trung tâm với tốc độ bơm chậm, tạo ranh giới dầu nước phẳng đều.

Cơ sở lý thuyết của phương pháp này là khi áp suất vỉa giảm xuống dưới áp suất bão hòa, dầu trở nên quá bão hòa với khí, khi áp suất vỉa thấp hơn giá trị ngưỡng, khí hòa tan bắt đầu đi ra khỏi dầu dưới dạng các mầm bọt khí (nucleated gas bubbles). Kích thước của các mầm bọt khí này tăng lên khi áp suất tiếp tục giảm, sự tăng trưởng này được thúc đẩy bởi sự chuyển đổi khối lượng từ pha lỏng và do sự giãn nở thể tích khi áp suất giảm. Các bọt khí nhỏ hơn di chuyển cùng với dầu, trong khi bọt khí lớn hơn bị bẫy lại trong các kênh rỗng và tiếp tục phát triển. Các bọt khí liên kế nhau sẽ kết tụ lại với nhau và hình thành pha khí liên tục. Khi xảy ra tách khí ($P_v < P_{bh}$), trong các vi nứt nẻ, do tác dụng của lực giãn nở và trọng lực, một phần khí kéo theo dầu sẽ di chuyển trực tiếp ngay vào các nứt nẻ macro kế cận, phần khí còn lại sẽ chiếm chỗ của dầu ngay trong các nứt nẻ micro và đẩy phần dầu bị khí chiếm chỗ đi vào các nứt nẻ macro. Tiếp theo, do tác động của lực giãn nở, trọng lực và lực thủy động, dầu và khí sẽ dịch chuyển dần lên phía trên (nóc) của thân dầu và đi vào giếng khai thác. Sơ đồ tách khí trong vi nứt nẻ ở điều kiện



Hình 4. Sơ đồ tách khí trong vi nứt nẻ trong đá móng mỏ Bạch Hổ.

áp suất vỉa tiệm cận và thấp hơn áp suất bão hòa được thể hiện ở Hình 4.

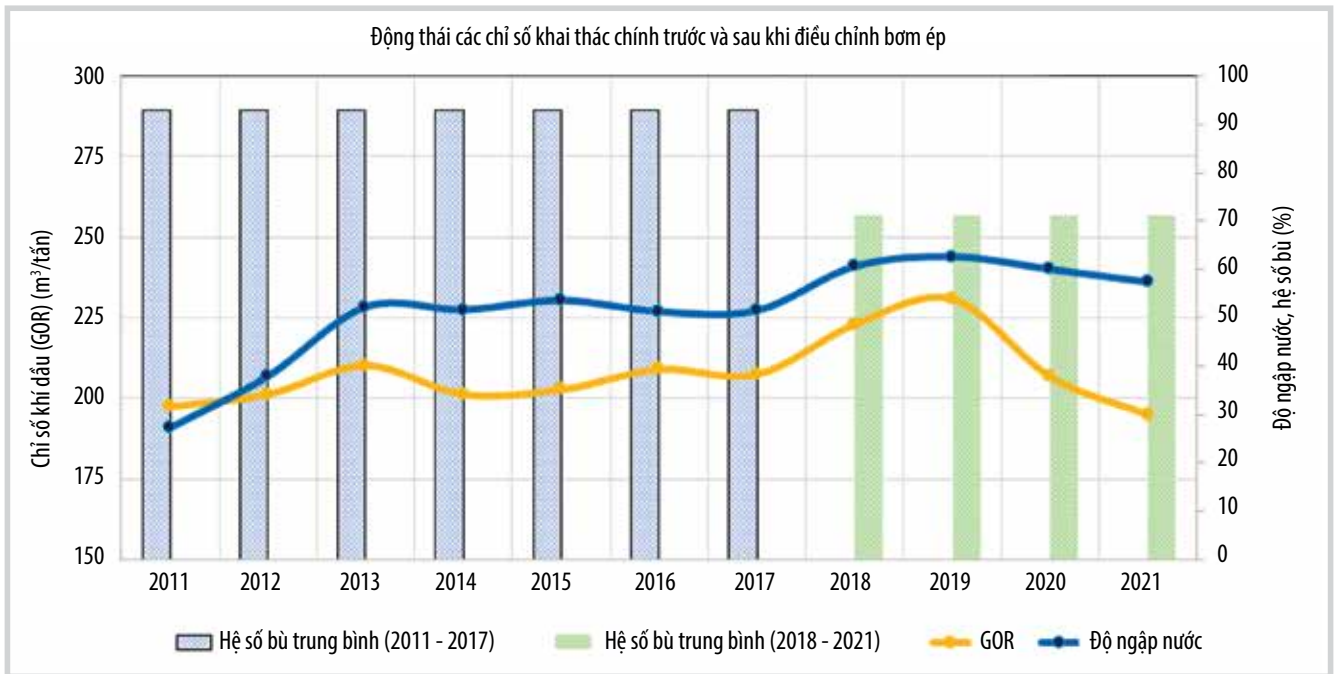
Việc áp dụng giải pháp trên bước đầu đem lại kết quả tích cực. Một số giếng sau khi điều chỉnh giảm khai thác có độ ngập nước giảm từ 50 - 70% về 0% như giếng 401/MSP-1; 488/BK-3; 7009/BK-7... Độ ngập nước được kiểm soát tốt, lưu lượng chất lưu khai thác ổn định, chưa phát hiện sự hình thành mũ khí thứ sinh tại nóc móng, nhịp độ suy giảm ổn định ở mức 15%/năm (năm 2017: 35%) [6]. Hình 5 thể hiện động thái các chỉ số khai thác chính trước và sau khi điều chỉnh hệ thống bơm ép khu vực móng trung tâm.

Kết quả thử nghiệm giải pháp tối ưu và giảm dần hệ thống bơm ép ở khối móng trung tâm mỏ Bạch Hổ cho kết quả tích cực: Giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm ở các giếng khai thác; kiểm soát được quá trình ngập nước ở các giếng, tránh hiện tượng ngập nước hàng loạt; kéo dài thời gian khai thác ở các giếng gần ranh giới dầu nước; nâng cao hệ số thu hồi dầu khí, huy động thêm được lượng dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều khi áp suất vỉa giảm, kết hợp bơm quét từ 4.000 m lên trên... Trên cơ sở đó, Vietsovpetro tiếp tục nghiên cứu chế độ bơm ép phù hợp, ngưỡng giảm áp suất vỉa tiệm cận áp suất bão hòa, tránh tạo mũ khí thứ sinh trên diện rộng.

Công tác quản lý mỏ trong giai đoạn này được Vietsovpetro thực hiện trên cơ sở chia nhỏ các đối tượng trầm tích theo khu vực có tính chất địa chất, hệ thống khai thác tương đồng; phân tích suy giảm quỹ giếng khai thác theo các tiêu chí về điều kiện vỉa, thiết bị lòng giếng, hệ thống công nghệ trên các cụm giếng để đưa ra giải pháp tối ưu nhất. Để tối ưu quỹ giếng, từ năm 2017, Vietsovpetro đã ban hành các tài liệu hướng dẫn, xây dựng và triển khai các giải pháp tối ưu hóa gaslift và đánh giá kết quả thực hiện.

2.5. Giai đoạn chặn đà suy giảm sản lượng (từ năm 2018 đến nay)

Trong giai đoạn từ 2018 đến nay, hệ thống khai thác/bơm ép của Vietsovpetro đã tương đối hoàn chỉnh. Các mỏ Bạch Hổ và Rồng đã bước sang giai đoạn cuối của quá trình khai thác, độ ngập nước cao và áp suất vỉa thấp. Năm 2023, quỹ giếng của Vietsovpetro đạt 402 giếng khai thác, 80 giếng bơm ép, với lưu lượng trung bình 19 tấn/ngày/1 giếng và độ ngập nước trung bình 61%. Sản lượng năm 2023 đạt 3 triệu tấn. Để duy trì ổn định sản lượng khai thác ở mức hiện tại, Vietsovpetro đã tích cực đẩy mạnh các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu, mở rộng vùng hoạt động tìm kiếm thăm dò ở các lô mới, đẩy nhanh tiến độ đưa vào



Hình 5. Động thái các chỉ số khai thác trước và sau khi điều chỉnh bơm ép khu vực móng trung tâm mỏ Bạch Hổ.

khai thác các mỏ nhỏ, cận biên, tối ưu hệ thống khai thác hiện tại, áp dụng các giải pháp địa chất kỹ thuật khoan đan dày vào các đối tượng còn tiềm năng, đồng thời nghiên cứu hoàn thiện hệ thống công nghệ, thu gom, vận chuyển và ứng dụng công nghệ mới trong sản xuất.

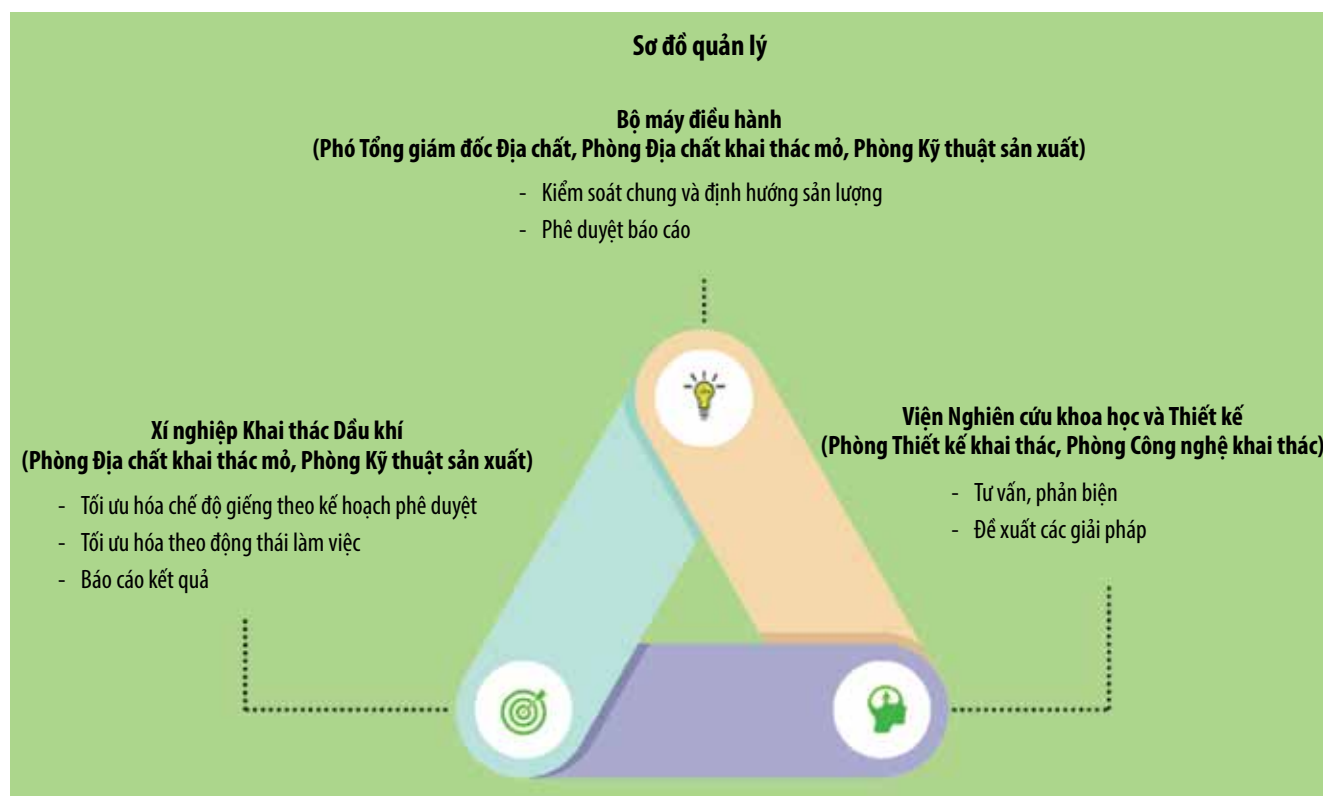
Vietsovpetro đã phối hợp cùng Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện “Nghiên cứu lựa chọn các giải pháp công nghệ và thực nghiệm đánh giá các tác nhân nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên của các mỏ dầu thuộc bể Cửu Long”. Phạm vi nghiên cứu đã thực hiện bao gồm: Nghiên cứu lựa chọn giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR); chế tạo hóa phẩm VPI SP; xây dựng báo cáo tiền khả thi; thực hiện bơm ép hóa phẩm vào đối tượng Miocene dưới giếng 1609/BK-16, mỏ Bạch Hổ an toàn và hiệu quả, sau đó giếng được đưa trở lại làm việc và duy trì chế độ làm việc ban đầu; theo dõi chỉ số làm việc giếng, lấy mẫu chất lưu tại khu vực thử nghiệm định kỳ và thực hiện phân tích nhằm đánh giá tính chất và hiệu quả của hóa phẩm tăng cường thu hồi dầu... Kết quả tính toán sơ bộ sau 6 tháng kể từ khi sử dụng hóa phẩm VPI SP cho thấy giải pháp này mang lại hiệu quả tích cực. Động thái khai thác các giếng trong khu vực thử nghiệm cho thấy hệ hóa phẩm vẫn đang tiếp tục có hiệu ứng tích cực, giúp gia tăng thu hồi dầu trong thời gian tới (dự kiến sẽ kéo dài trong 2 năm). Nhóm nghiên cứu của Vietsovpetro và VPI đã xây dựng phương án công nghệ, đánh giá hiệu quả kinh tế khi áp dụng hệ hóa phẩm VPI SP cho đối tượng Miocene trên phạm vi toàn mỏ Bạch Hổ, đồng thời đề xuất cơ chế ưu đãi khuyến khích áp dụng các giải pháp IOR/

EOR, xem xét áp dụng công nghệ bơm ép hóa phẩm VPI SP với quy mô lớn (toàn mỏ) hoặc các khu vực, đối tượng tiềm năng nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu.

Công tác quản lý mỏ và quỹ giếng giai đoạn này cũng đặt ra những yêu cầu mới do quỹ giếng lớn và điều kiện khai thác ngày càng phức tạp (lắng đọng muối, ASPO, phun trào cát...). Trong tháng 3/2023, Vietsovpetro ban hành bản cập nhật hướng dẫn tối ưu hóa quỹ giếng gaslift, trong đó bổ sung thêm đo P/T dọc thân giếng như một yêu cầu bắt buộc thực hiện nhằm phát hiện sớm những bất thường của thiết bị lòng giếng [8]. Đội ngũ phụ trách công nghệ mỏ Vietsovpetro đang nghiên cứu tìm kiếm giải pháp dự báo sớm nhất các bất thường của hệ thống công nghệ, thông số làm việc của giếng trên dữ liệu thời gian thực, xây dựng quy trình làm việc dự kiến khi tích hợp các phần mềm dự báo (abnormal detection và Prodops). Quy trình quản lý mỏ và quỹ giếng hiện tại của Vietsovpetro được thể hiện trong Hình 6.

3. Định hướng của Vietsovpetro trong công tác quản lý, vận hành khai thác mỏ

Với quỹ giếng lớn và phức tạp, Vietsovpetro đang phải đối mặt với các khó khăn trong công tác quản lý, vận hành khai thác mỏ như: Quỹ giếng lớn với đặc trưng áp suất vừa thấp, độ ngập nước cao và lưu lượng suy giảm nhanh; xảy ra hiện tượng lắng đọng ASPO, muối trong thiết bị lòng giếng và hệ thống thiết bị bề mặt, hiện tượng sinh cát với các đối tượng khai thác cũ và mới ngày càng trầm trọng; nhu cầu khí gaslift tăng nhanh và áp suất gaslift giảm;



Hình 6. Quy trình quản lý quỹ giếng tại Vietsovpetro.

hệ thống công nghệ đã cũ sau thời gian dài đưa vào vận hành, khai thác; các mỏ cận biên đều có cấu trúc địa chất phức tạp và trữ lượng nhỏ; phát sinh vấn đề hở/đứt ống khai thác/thiết bị lòng giếng đối với nhóm giếng khai thác trên 10 năm.

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã đưa ra định hướng phát triển chính như sau:

- Tăng cường công tác quản lý quỹ giếng; nghiên cứu, áp dụng các giải pháp phần mềm hỗ trợ tối ưu hóa quỹ giếng; hoàn thiện quy trình quản lý quỹ giếng khi có các công cụ mới;
- Nghiên cứu, áp dụng các công nghệ mới, không sử dụng giàn khoan đối với các giếng có độ ngập nước cao (cement basket, ngăn cách nước bằng hóa phẩm, ngăn cách nước sau ống chống...);
- Chuyển sang khai thác bằng bơm điện chìm (electrical submersible pump - ESP) đối với giếng ngập nước cao và tiêu thụ gaslift lớn;
- Nghiên cứu thử nghiệm và áp dụng công nghệ bơm điện ly tâm ngầm nhằm nâng cao hiệu suất làm việc của quỹ giếng có độ ngập nước cao và tiết kiệm tiêu thụ khí gaslift;
- Nghiên cứu các giải pháp chống lắng đọng paraffin, muối và cát;

- Áp dụng các giải pháp công nghệ mới nhằm nâng cao hiệu quả trong công tác nút vĩa thủy lực, xử lý vùng cận đáy giếng và các biện pháp tăng cường khai thác dầu khác;
- Triển khai các dự án EOR nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác chính như: móng, Miocene dưới và Oligocene dưới;
- Đẩy mạnh công tác chuyển đổi số, xây dựng cơ sở dữ liệu chuẩn, nâng cấp hệ thống truyền thông tin liên lạc (SCADA) giữa giàn và bờ để truyền tải dữ liệu liên tục, kịp thời;
- Nghiên cứu phát triển dự án điện gió ngoài khơi trên cơ sở hạ tầng và năng lực sẵn có.

4. Kết luận

Trong bối cảnh sản lượng khai thác trong nước ngày càng suy giảm do áp suất vỉa suy giảm và độ ngập nước gia tăng, Vietsovpetro tiếp tục tìm kiếm, thăm dò và mở rộng vùng hoạt động; nghiên cứu, xây dựng cơ chế gia tăng thu hồi dầu; chủ động nghiên cứu xây dựng chiến lược phát triển dịch vụ và công nghiệp năng lượng, để xuất để tham gia đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Đồng thời, Vietsovpetro tăng cường công tác quản lý mỏ và kiểm soát quỹ giếng để dự báo sớm, phát hiện các

bất thường của hệ thống công nghệ, điều chỉnh thông số làm việc của giếng cho phù hợp với từng giai đoạn khai thác mỏ; nghiên cứu ứng dụng công nghệ mới không sử dụng giàn khoan trong công tác can thiệp giếng nhằm tối ưu chi phí, nghiên cứu triển khai đồng bộ các giải pháp để giải quyết các vấn đề phức tạp trong quá trình khai thác (ASPO, paraffin, lắng đọng muối, trào cát...); đẩy mạnh công tác chuyển đổi số; nghiên cứu lắp đặt turbine gió ngoài khơi thí điểm để nâng cao khả năng cấp nguồn điện phục vụ sản xuất cho Lô 09-1, bể Cửu Long.

Tài liệu tham khảo

[1] Vietsovpetro, "Sơ đồ công nghệ phát triển mỏ Bạch Hổ, Rong qua các thời kỳ".

[2] Đào Nguyên Hưng, Phạm Cao Thành, và Trần Thanh Nam, "Quản lý và kiểm soát quá trình khai thác thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ", Tuyển tập báo cáo Hội nghị khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ đá móng mỏ Bạch Hổ, trang 266 - 273, 2018.

[3] 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.

[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 II: Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân", *Tạp chí Dầu khí*, số 7, trang 18 - 34, 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 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.

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

[7] Từ Thành Nghĩa, Lê Việt Hải, và Phạm Xuân Sơn, *Thiết kế khai thác các mỏ dầu khí biển Vietsovpetro*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2018.

[8] Vietsovpetro, "Tài liệu hướng dẫn về các biện pháp tối ưu chế độ làm việc quỹ giếng gaslift cập nhật", 2023.

EVALUATION OF THE FIELD OPERATION AND PRODUCTION MANAGEMENT AT VIETSOVPETRO AND PROPOSAL TO INCREASE FUTURE OUTPUT

Nguyen Quoc Dung, Hoang Van Minh, Tran Thanh Nam, Bui Khac Hung

Vietsovpetro Joint Venture

Email: hungbk.rd@vietsov.com.vn

Summary

Since the discovery and production of the first oil from the Lower Miocene of the Bach Ho field (June 26, 1986) until May 15, 2024, Vietsovpetro Joint Venture has successfully produced 250 million tons of oil from the fields of Bach Ho, Rong, Gau Trang, Tho Trang, Nam Rong - Doi Moi and Ca Tam. To achieve this milestone, Vietsovpetro has continuously innovated the field management and evaluation methods pertinent to each phase; conducted research and applied solutions to optimize production and improve/enhance oil recovery (IOR/EOR).

Research results show that Vietsovpetro has the potential and opportunity to increase production output and maximize the recovery of remaining resources if IOR/EOR solutions are effectively applied. This article evaluates Vietsovpetro's well fund and field production management from 1986 to the present, identifies current challenges, and proposes some key solutions to improve production output for the future.

Key words: Field production management, production optimization, IOR, EOR, fracture granite basement.

XÂY DỰNG MÔ HÌNH ĐỊA CƠ HỌC TỪ TÀI LIỆU ĐỊA CHẤT - ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN: ÁP DỤNG CHO MỎ RUBY, LÔ 01 & 02, BỂ CỬU LONG

Nguyễn Văn Hoàng¹, Nguyễn Quốc Thập², Phạm Quý Ngọc³

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

²Hội Dầu khí Việt Nam (VPA)

³Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: ngocpq@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-05>

Tóm tắt

Mỏ Ruby (Lô 01&02, bể Cửu Long) có cấu trúc địa chất phức tạp, gây ra nhiều thách thức trong quá trình khoan. Các vấn đề thường gặp bao gồm kẹt cần khoan, mất tuần hoàn dung dịch, thậm chí mất giếng khoan, dẫn đến thiệt hại kinh tế đáng kể. Để đảm bảo vận hành an toàn và tối ưu hóa chi phí khoan, cần phải hiểu rõ tính chất địa cơ học của đất đá trong khu vực.

Nghiên cứu này tập trung vào việc xây dựng mô hình địa cơ học 1D dựa vào tài liệu từ các đường cong địa vật lý giếng khoan. Mô hình này là công cụ hữu ích để dự báo và kiểm soát các thách thức trong quá trình khoan tại mỏ Ruby. Bằng cách xác định được khoảng tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu dựa trên kết quả tính toán các thông số quan trọng như ứng suất lớp phủ, áp suất lỗ rỗng, các thông số đàn hồi và độ bền của đất đá, mô hình này góp phần nâng cao đáng kể độ ổn định của giếng khoan, giảm thiểu rủi ro và tối ưu hóa chi phí.

Từ khóa: Mô hình địa cơ học, ổn định thành giếng, dung dịch khoan, mỏ Ruby, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Bể Cửu Long đóng góp tới 85% sản lượng khai thác dầu khí trong nước [1]. Đây là bể dạng rift nội lục điển hình trải qua nhiều quá trình hoạt động kiến tạo phức tạp từ chế độ tiền rift, rift kết hợp với nâng lên nghịch đảo và cuối cùng là sụt lún nhiệt [2]. Quá trình này dẫn đến sự hình thành đa dạng các loại đất đá với thành phần thạch học khác biệt, tương ứng với các tướng địa chất và môi trường trầm tích đa dạng, tạo ra sự không đồng nhất về đặc tính cơ lý, đặc biệt là áp suất và trường ứng suất.

Những hoạt động kiến tạo này gây ra nhiều thách thức trong quá trình khoan, bao gồm kẹt lỗ thành giếng, mất tuần hoàn dung dịch và kẹt cần... Những sự cố này không chỉ kéo dài thời gian vận hành mà còn làm tăng đáng kể chi phí khoan. Để giảm thiểu rủi ro, cần có đánh giá toàn diện về các nguy cơ địa chất tiềm ẩn và xây dựng phương án xử lý kịp thời [3]. Vì vậy, hiểu rõ tính chất địa cơ học của đất đá trở nên cực kỳ quan trọng trong việc tối ưu hóa chi phí và đảm bảo an toàn cho quá trình khoan.

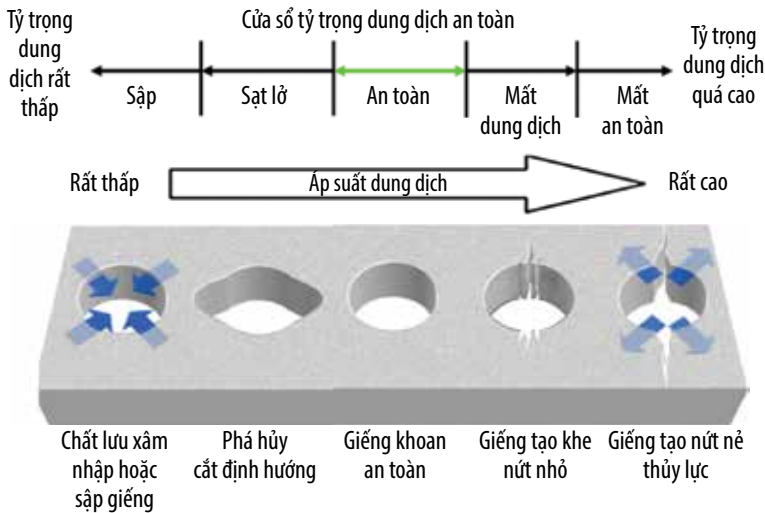
Trong quá trình khoan, mùn khoan phá vỡ từ thành hệ được thoát ra lòng giếng và đưa lên bề mặt. Dung dịch khoan đi vào thành hệ làm thay đổi trạng thái ứng suất xung quanh thành giếng. Để duy trì ổn định giếng khoan, cần kiểm soát chặt chẽ tỷ trọng dung dịch khoan nhằm cân bằng ứng suất kích thích (induced wellbore stress). Ứng suất cắt và ứng suất căng giãn là 2 yếu tố chính gây mất ổn định cơ học cho giếng khoan [4]. Tỷ trọng dung dịch quá cao có thể gây nứt nẻ và mất tuần hoàn (phá hủy căng giãn - tensile failure), trong khi tỷ trọng quá thấp có thể dẫn đến sập lở thành giếng (phá hủy cắt - shear failure/breakout) (Hình 1).

Việc lựa chọn tỷ trọng dung dịch phải lớn hơn áp suất thành hệ đồng thời phải nhỏ hơn áp suất vỡ vỉa là nguyên tắc trong thiết kế giếng khoan và xác định độ sâu để đặt chân ống chống, tiết kiệm nhiều triệu USD nhờ sử dụng nguyên tắc này để thiết kế các cấp ống chống [5]. Nhóm tác giả sử dụng các tài liệu giếng khoan như tia gamma, mật độ, điện trở suất, sóng âm, đồng thời kết hợp với tài liệu thử giếng như FIT/LOT (leak of test), thử vỉa DST/MDT, tài liệu khoan, tài liệu khai thác [6] từ các giếng hiện tại để xây dựng mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) cho giếng khoan tại mỏ Ruby, Lô 01 & 02, bể Cửu Long. Các thông số

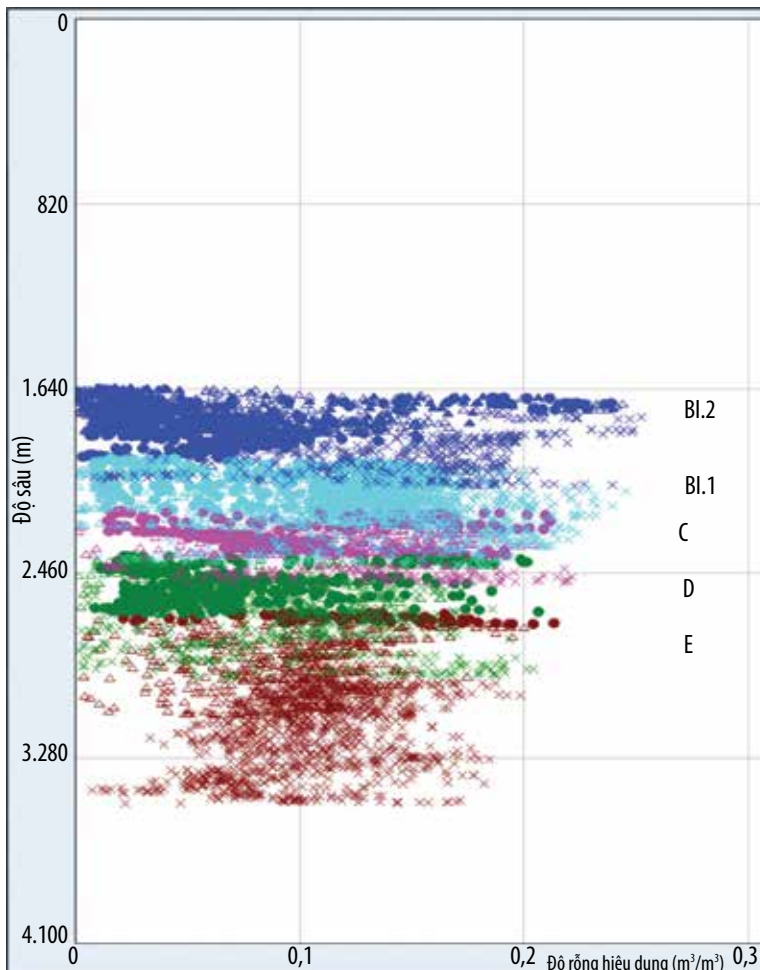


Ngày nhận bài: 13/9/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13/9 - 24/11/2023.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.



Hình 1. Biểu diễn ảnh hưởng của áp suất và tỷ trọng dung dịch khoan lên các hình thái lỗ khoan [4].



Hình 2. Phân bố độ rỗng theo chiều sâu của một số giếng khoan khu vực Lô 01 & 02, bể Cửu Long.

n như tính chất cơ học, áp suất lỗ rỗng, áp suất ngang được tính toán và trên cơ sở đó xác định cửa sổ tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu. Sau đó, mô hình tiếp tục được cập nhật và hiệu chỉnh với các giếng khoan trong tương lai để bảo đảm giảm thiểu sự cố và tối ưu công tác thi công khoan và các công tác phục vụ khai thác.

2. Đặc điểm địa chất khu vực nghiên cứu

Khu vực nghiên cứu là mỏ Ruby, đến nay đã có 37 giếng khoan, bao gồm 4 giếng khoan thăm dò và 33 giếng khoan khai thác. Các tầng chứa dầu khí là các tập cát kết có độ rỗng hiệu dụng lần lượt khoảng từ 18 - 23% trong Miocene và 11 - 20% trong Oligocene (Hình 2).

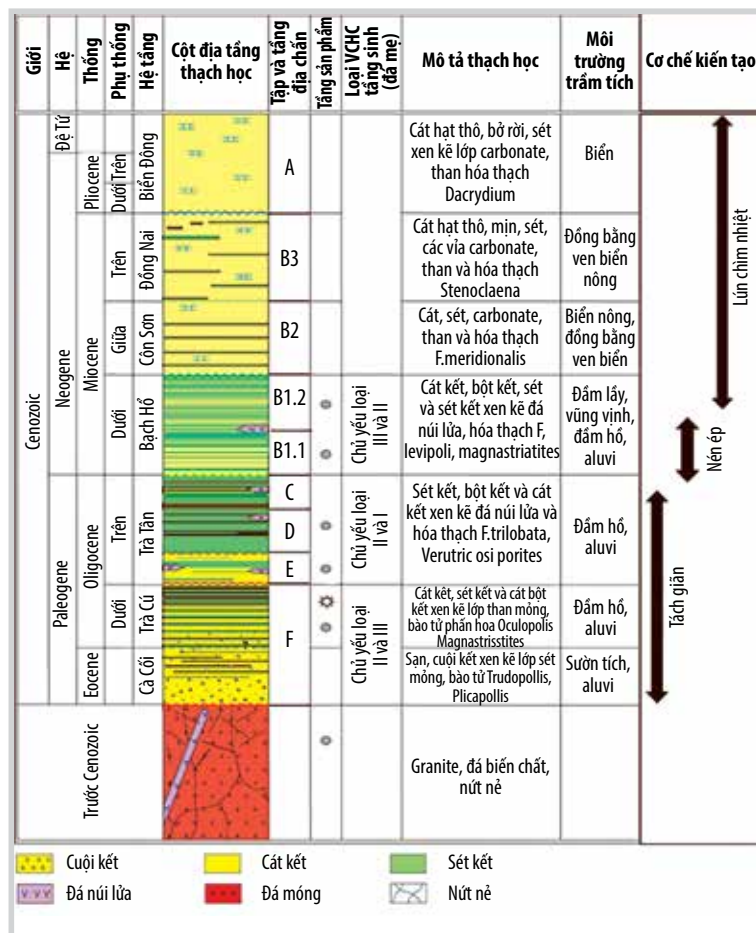
Các kết quả thử vỉa DST trong địa tầng Oligocene tới Miocene đều cho thấy dầu trong khu vực nghiên cứu đều là dầu nhẹ, có độ API từ 39 - 44°.

Tách giãn, nén ép và lún chìm nhiệt là những hoạt động kiến tạo điển hình xảy ra trong bể Cửu Long nói chung và khu vực nghiên cứu nói riêng (Hình 3).

Quá trình tách giãn bắt đầu từ Eocene tới cuối Oligocene sớm [9] tạo ra một loạt các trũng nhỏ hẹp, cục bộ theo hướng Đông Bắc - Tây Nam, Đông - Tây. Tiếp theo là pha nén ép và căng giãn vào Oligocene muộn - Miocene sớm chủ yếu theo hướng Đông Bắc - Tây Nam; đặc biệt vào cuối Oligocene, bể bị nén ép gây các đứt gãy nghịch bất gặp ở khu vực mỏ Bạch Hổ [10]. Các quá trình kiến tạo trên tạo ra một bể trầm tích có ranh giới khép kín như một hồ lớn [2, 7]. Cuối cùng là thời kỳ lún chìm nhiệt ở giai đoạn Miocene sớm tới hiện tại, là giai đoạn bình ổn, chịu ảnh hưởng nhiều của môi trường biển.

Địa tầng khu vực Lô 01 & 02 tương đồng với địa tầng của bể Cửu Long như đã chỉ ra trong nghiên cứu trước đây. Cột địa tầng và thạch học cho bể Cửu Long bao gồm đá móng trước Đệ Tam và trầm tích trước Đệ Tam, đặc trưng thạch học - trầm tích, hóa thạch của mỗi phân vị địa tầng được thể hiện như Hình 3 [8]. Nghiên cứu đó xác định 6 tập trầm tích chính của khu vực lần lượt đặt tên từ F tới A và 1 tập đá móng trước Cenozoic. Móng và các tập trầm tích nằm trên móng được mô tả ngắn gọn như sau:

- Móng granite kết tinh trước Đệ Tam là những đá xâm nhập kết tinh có tuổi tương đương với 3 phức hệ: Hòn Khoai, Định Quán và Cà Ná [8].
- Tập F (hoặc tập G phân bố địa phương) tuổi Eocene giữa là các tập trầm tích cổ nhất



Hình 3. Cột địa tầng tổng hợp bể Cửu Long và khu vực nghiên cứu [7, 8].

và chỉ gặp ở những phần sâu nhất của bể Cửu Long. Thành phần thạch học bao gồm tập cát kết, sỏi kết với tập bột và sét mỏng xen kẽ, được thành tạo trong môi trường năng lượng cao là môi trường sườn và sông tích.

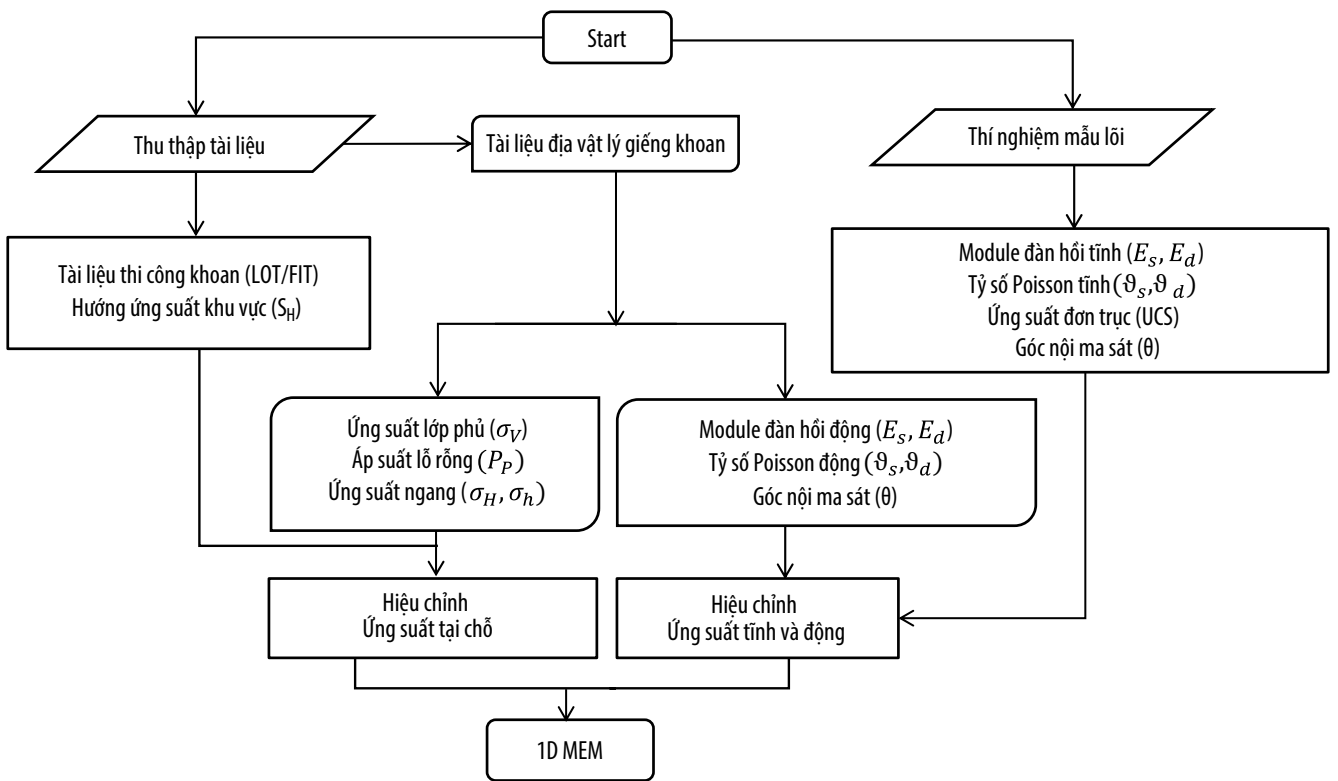
- Tập E có tuổi Eocene muộn, là tập trầm tích có các tập cát kết với độ chọn lựa từ góc cạnh tới mịn, kèm thêm ít sỏi kết và xen kẹp với những tập bột và sét kết mỏng.
- Tập trầm tích Oligocene sớm D chủ yếu là các tập bột kết, sét kết lắng đọng trong môi trường đầm hồ sâu.
- Tập trầm tích Oligocene sớm C có nhiều cát hơn so với tập D, độ hạt chủ yếu là trung bình tới rất mịn, xen kẹp với những tập bột kết và sét kết, được lắng đọng trong môi trường đầm hồ, tam giác châu, phủ đầy phần còn sót lại các hồ trong bề tách giãn.
- Tập trầm tích Oligocene muộn tới Miocene sớm B, là các tập trầm tích silic có nguồn gốc môi trường đầm lầy, vùng vịnh, đồng bằng biển.
- Tập trầm tích Pliocene tới Đệ Tứ A bao gồm các tập cát góc cạnh và các tập sét kết xen kẹp lẫn với những tập đá vôi và than mỏng, lắng đọng trong môi trường biển [7].

3. Cơ sở lý thuyết xây dựng mô hình địa cơ học 1D từ tài liệu địa chất - địa vật lý giếng khoan

Mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) là công cụ quan trọng khi triển khai kế hoạch khoan khai thác dầu khí. Mô hình địa cơ học biểu diễn tính chất cơ học của đá, áp suất lỗ rỗng và trạng thái ứng suất dọc theo lỗ khoan [11]. Mô hình này thể hiện các thông số đàn hồi và/hoặc đàn hồi - dẻo, độ bền đất đá và các ứng suất của ngang thành hệ theo lát cắt hệ tầng khác nhau.

Việc xây dựng mô hình 1D MEM được tiến hành theo các bước sau: (i) Thu thập tài liệu, phân tích và hiệu chỉnh tài liệu giếng khoan khu vực mỏ Ruby, bao gồm tài liệu thi công khoan, tài liệu hoàn thiện giếng và tài liệu phân tích tính chất địa cơ học đất đá từ mẫu lõi của giếng khoan nghiên cứu và đặc biệt là tài liệu địa vật lý giếng khoan như tia gamma, mật độ (RHOB), thời gian truyền sóng dọc (DTC), thời gian truyền sóng ngang (DTS), tài liệu đo đường kính giếng (caliper) và tài liệu đo hình ảnh giếng khoan (formation images), (ii) tính toán trường ứng suất thẳng đứng và áp suất thành hệ, hướng và độ lớn của trường ứng suất ngang lớn nhất và nhỏ nhất, kết hợp với tài liệu địa chất khu vực và tài liệu LOT/FIT để hiệu chỉnh kết quả và (iii) tiến hành phân tích các đặc tính cơ học của đất đá bằng cách tính toán các tham số đàn hồi cũng như độ bền đất đá, cuối cùng là phân tích và đánh giá sự phá hủy của đất đá trên cơ sở các mô hình phá hủy (Hình 4).

Hình 4 mô tả quy trình xây dựng mô hình địa cơ học 1D. Quy trình thể hiện quá trình tích hợp dữ liệu từ nhiều nguồn khác nhau. Bắt đầu từ thu thập tài liệu, phân tích dữ liệu địa vật lý giếng khoan, và thí nghiệm mẫu lõi. Từ tài liệu thu thập được, quy trình xác định các thông số như tài liệu thi công khoan, tài liệu thử giếng (LOT/FIT) và hướng ứng suất khu vực. Dữ liệu địa vật lý giếng khoan được sử dụng để tính toán ứng suất lớp phủ, áp suất lỗ rỗng, ứng suất ngang lớn nhất và nhỏ nhất và các tính chất cơ học, đàn hồi động. Đồng thời, các thí nghiệm mẫu lõi cung cấp thông tin về module đàn hồi tĩnh, tỷ số Poisson, độ bền đơn trục và góc ma sát trong. Các thông số này sau đó



Hình 4. Quy trình xây dựng mô hình địa cơ học 1D MEM.

được hiệu chỉnh thông qua tài liệu thí nghiệm hiện trường và thí nghiệm trong phòng. Cuối cùng, dữ liệu và kết quả tính toán được tổng hợp để tạo ra mô hình địa cơ học 1D hoàn chỉnh. Quy trình này đảm bảo mô hình cuối cùng phản ánh chính xác nhất các đặc tính địa chất và cơ học của địa tầng, cung cấp cơ sở quan trọng cho việc đánh giá và dự báo các điều kiện địa chất trong hoạt động và khai thác dầu khí.

3.1. Ứng suất lớp phủ và áp suất rỗng

3.1.1. Ứng suất lớp phủ

Ứng suất lớp phủ hay ứng suất thẳng đứng (σ_v) là tổng trọng lượng lớp đất đá nằm trên điểm tính, được tính theo công thức (1) [12]:

$$\sigma_v = \rho_w \times z_w \times g + \int_0^z \rho_b(z) \times g \times dz \quad (1)$$

Trong đó: ρ_b là mật độ đất đá (g/cm^3) (RHOB) và ρ_w là mật độ nước biển (g/cm^3); g là gia tốc trọng trường của trái đất; z , z_w là chiều sâu thẳng đứng và chiều sâu mực nước biển.

Đường mật độ thường không được đo từ bề mặt nên những đoạn dữ liệu RHOB bị thiếu sẽ được ngoại suy (extrapolation density method). Mật độ nước biển là $1,03 \text{ g/cm}^3$ và mật độ đất đá trung bình là $2,3 \text{ g/cm}^3$ [12].

3.1.2. Áp suất lỗ rỗng

Áp suất lỗ rỗng (P_p) là áp suất lỗ rỗng trong thành hệ, là một thông số quan trọng trong công tác thăm dò, khoan và phát triển mỏ. Theo Ben Eaton [13, 14], áp suất lỗ rỗng tính từ đường cong sonic (DTC) theo công thức (2) sau:

$$P_p = \sigma_v - (\sigma_v - P_{p_norm}) \times \left(\frac{DT_{obs}}{DT_{norm}} \right)^3 \quad (2)$$

Trong đó, P_p là áp suất lỗ rỗng (đơn vị psi), P_{p_norm} áp suất thủy tĩnh, DT_{obs} đường cong sonic đo được trong giếng khoan (DTC), DT_{norm} thời gian truyền sóng xu thế của thành hệ. Kết quả tính toán áp suất lỗ rỗng được hiệu chỉnh với kết quả đo áp suất trực tiếp từ các phương pháp lấy mẫu áp suất trong giếng khoan (MDT, RFT, RCI).

3.2. Các thông số đàn hồi đất đá

3.2.1. Các thông số đàn hồi

Các thông số đàn hồi cần thiết để xây dựng mô hình địa cơ học (1D MEM) bao gồm module Young (E), tỷ số Poisson (ν), module cắt và module khối [11]. Để có được module E tĩnh và Poisson tĩnh để tính các trường ứng suất, trước tiên phải tính toán module E động (E_{dyn}) và tỷ số Poisson động (ν_{dyn}) tính theo công thức từ (3) - (6) như sau [15]:

- Module biến dạng cắt động (G_{dyn}) là đại lượng đo lường chống lại sự biến dạng cắt của thành hệ:

$$G_{dyn} = \frac{\rho_b}{DTC^2} \quad (3)$$

Trong đó:

G_{dyn} : Module cắt động (Gpa);

ρ_b : Mật độ đất đá (g/cm³).

- Module biến dạng khối động (K_{dyn}) là đại lượng đo lường chống lại sự biến dạng thể tích, nghịch đảo của K là độ nén của đất đá:

$$K_{dyn} = \frac{\rho_b}{DTC^2} - \frac{4}{3} G_{dyn} \quad (4)$$

Trong đó: K_{dyn} : Module khối động (Gpa).

Hệ số Young động (E_{dyn}) là đại lượng chỉ thị thông số biến dạng của đất đá dọc theo trục bất kỳ, và là đại lượng thể hiện khả năng chống lại sự biến dạng co giãn đàn hồi đất đá:

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn} + 3K_{dyn}} \quad (5)$$

Trong đó: E_{dyn} : Hệ số Young động (psi).

- Tỷ số Poisson động (ϑ_{dyn}) là tỷ số của biến dạng hông trên biến dạng dọc trục:

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn} + 3K_{dyn}} \quad (6)$$

Trong đó: ϑ_{dyn} : Tỷ số Poisson (Frac).

Thuật ngữ đàn hồi động (dynamic moduli) là các thông số đàn hồi được tính toán trực tiếp từ các đường cong địa vật lý giếng khoan, thông thường các giá trị này lớn hơn giá trị đàn hồi tĩnh rất nhiều. Sự tương quan giữa thông số đàn hồi đất đá tĩnh và động được biểu diễn theo công thức (7) và (8) [16].

$$E_{sta} = 0,032 \times E_{dyn}^{1,632} \quad (7)$$

Trong đó: E_{sta} : Hệ số Young tĩnh (psi).

$$\vartheta_{sta} = \vartheta_{dyn} \quad (8)$$

Trong đó: ϑ_{sta} : Tỷ số Poisson tĩnh (Frac).

3.2.2. Các thông số độ bền cơ lý đất đá

Ứng suất nén đơn trục (UCS) là giá trị ứng suất nén tối đa mà đất đá có thể sinh ra bên trong khối đất khi chịu tác dụng của lực nén theo 1 trục, ký hiệu là UCS. Giá trị USC của đá được xác định từ thí nghiệm độ bền nén đơn trục. Ngoài ra có rất nhiều phương pháp để tính toán giá trị độ bền đơn trục UCS [17]. J.Fuller [16, 18] đề xuất mối tương quan giữa giá trị UCS và thời gian truyền sóng trong đất đá.

$$UCS = 0,77 \times \left(\frac{304,8}{DTC}\right)^{2,93} \quad (9)$$

Trong đó: UCS: Ứng suất nén đơn trục (psi).

- Độ bền căng giãn đất đá (tensile): Ứng suất kéo tối đa mà đất đá có thể sinh ra bên trong khối đất khi chịu tác dụng của lực kéo theo 1 trục, ký hiệu TS. Độ căng giãn đất đá (tensile strength) được tính bằng 1/10 giá trị UCS [19, 20].

- Góc nội ma sát (internal friction angle): Góc là thông số đặc trưng cho biểu thị kháng lực cắt của đất đá, mô tả sức kháng lực cắt do ma sát của đất đá với ứng suất pháp hữu hiệu với góc bao nhiêu; góc ma sát trong được xác định từ độ rỗng, hàm lượng sét dựa vào sự tương quan do Plumb (1994) đề xuất [11]:

$$FANG = 26,5 - 37,4(1 - \Phi - V_{cl}) + 62,1(1 - \Phi - V_{cl})^2 \quad (10)$$

Trong đó:

FANG: Góc nội ma sát (Deg);

Φ : Độ rỗng (%);

V_{cl} : Thể tích sét (Dec).

- Ứng suất nén ngang nhỏ nhất (σ_{hmin}) và ứng suất ngang lớn nhất (σ_{Hmax}): là ứng suất nén nhỏ nhất và lớn nhất theo phương ngang. Trong thi công giếng khoan để xác định ứng suất σ_{hmin} tại chân ống chống, người ta thường thực hiện thí nghiệm ép thủy lực [21] (LOT, XLOT's), còn phương pháp xác định σ_{hmin} , σ_{Hmax} dựa vào đường cong địa vật lý giếng khoan được tính theo công thức (11), (12) [11, 16]:

$$\sigma_{hmin} = \frac{\vartheta}{1-\vartheta} \sigma_V + \frac{1-2\vartheta}{1-\vartheta} \alpha P_p + \frac{E}{1-\vartheta^2} \varepsilon_h + \frac{\vartheta E}{1-\vartheta^2} \varepsilon_H \quad (11)$$

$$\sigma_{Hmax} = \frac{\vartheta}{1-\vartheta} \sigma_V + \frac{1-2\vartheta}{1-\vartheta} \alpha P_p + \frac{E}{1-\vartheta^2} \varepsilon_H + \frac{\vartheta E}{1-\vartheta^2} \varepsilon_{min} \quad (12)$$

Trong đó:

σ_{hmin} : Ứng suất ngang nhỏ nhất (psi);

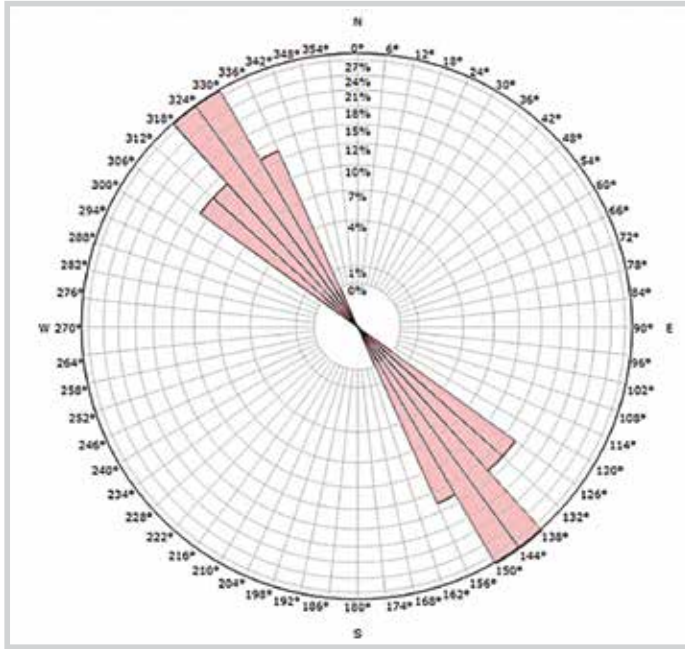
σ_{Hmax} : Ứng suất ngang lớn nhất (psi);

ε_H : Hệ số epsilon của ứng suất ngang lớn nhất;

ε_{min} : Hệ số epsilon của ứng suất ngang nhỏ nhất.

Góc phương vị của ứng suất ngang lớn nhất. Các tài liệu hình ảnh giếng khoan như FMS (formation micro scanner), FMI (formation micro image), là những phương tiện hữu hiệu để xác định hướng của ứng suất lớn nhất σ_{Hmax} . Phân tích tài liệu hình ảnh giếng khoan cho phép

xác định hình thái đứt gãy, nứt nẻ như dạng hình sine rõ ràng xung quanh giếng khoan là dấu hiệu của bề mặt đứt gãy hay các bề mặt phân phối cắt qua giếng khoan, hoặc dạng song



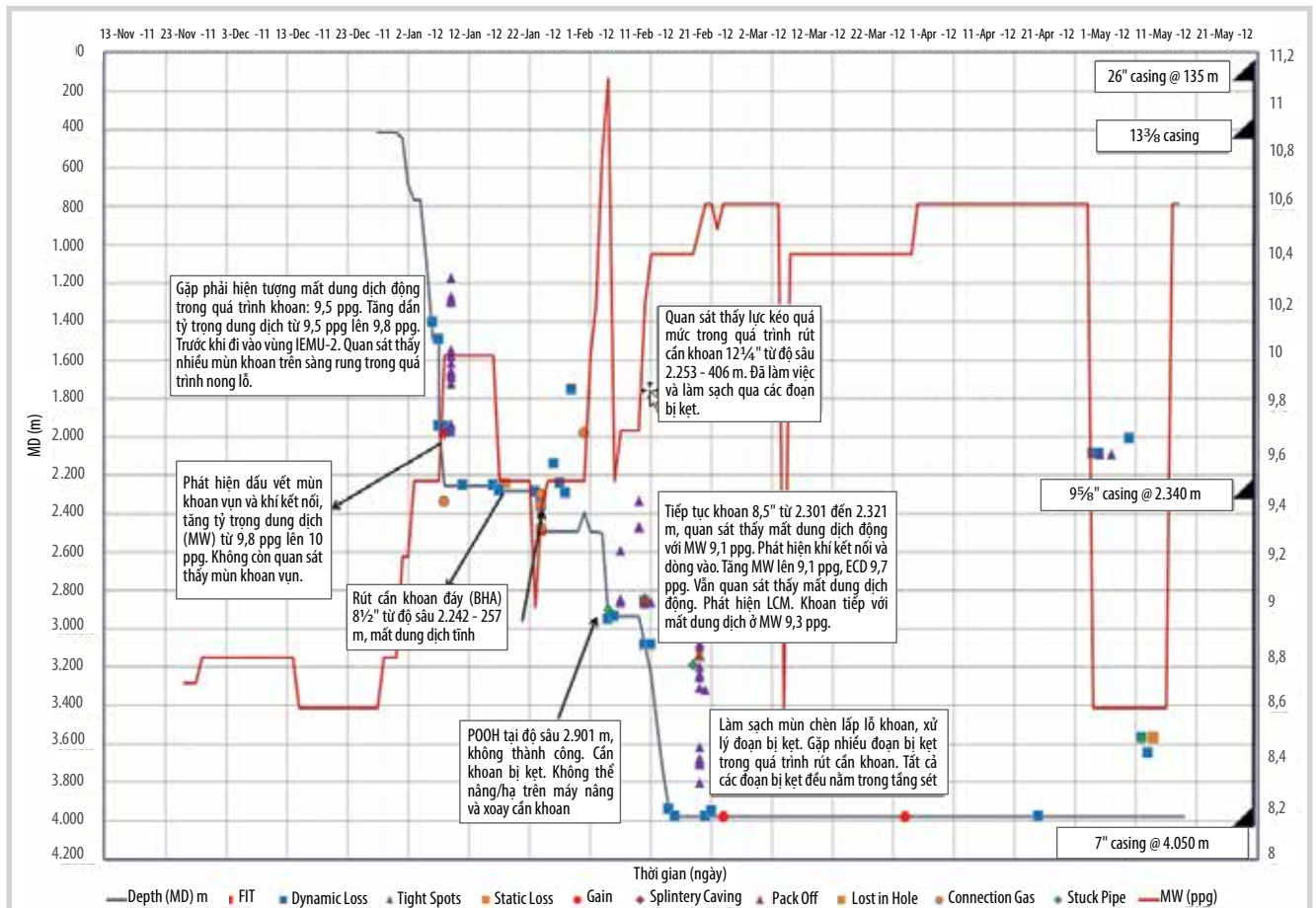
Hình 5. Hướng ứng suất lớn nhất dựa trên phân tích tài liệu FMI của giếng lân cận với góc phương vị khoảng N138 +/- 12°.

song với thân giếng khoan mà không cắt xung quanh thân giếng thì đó là dấu hiệu của nứt nẻ gây ra bởi quá trình khoan (induced drilling fractures) [22]. Giếng khoan sử dụng cho nghiên cứu này không có tài liệu hình ảnh giếng khoan nên việc xác định hướng ứng suất lớn nhất được sử dụng bằng tài liệu giếng lân cận trong khu vực (Hình 5). Hình ảnh cho thấy hướng của ứng suất lớn nhất là N138 +/- 12°.

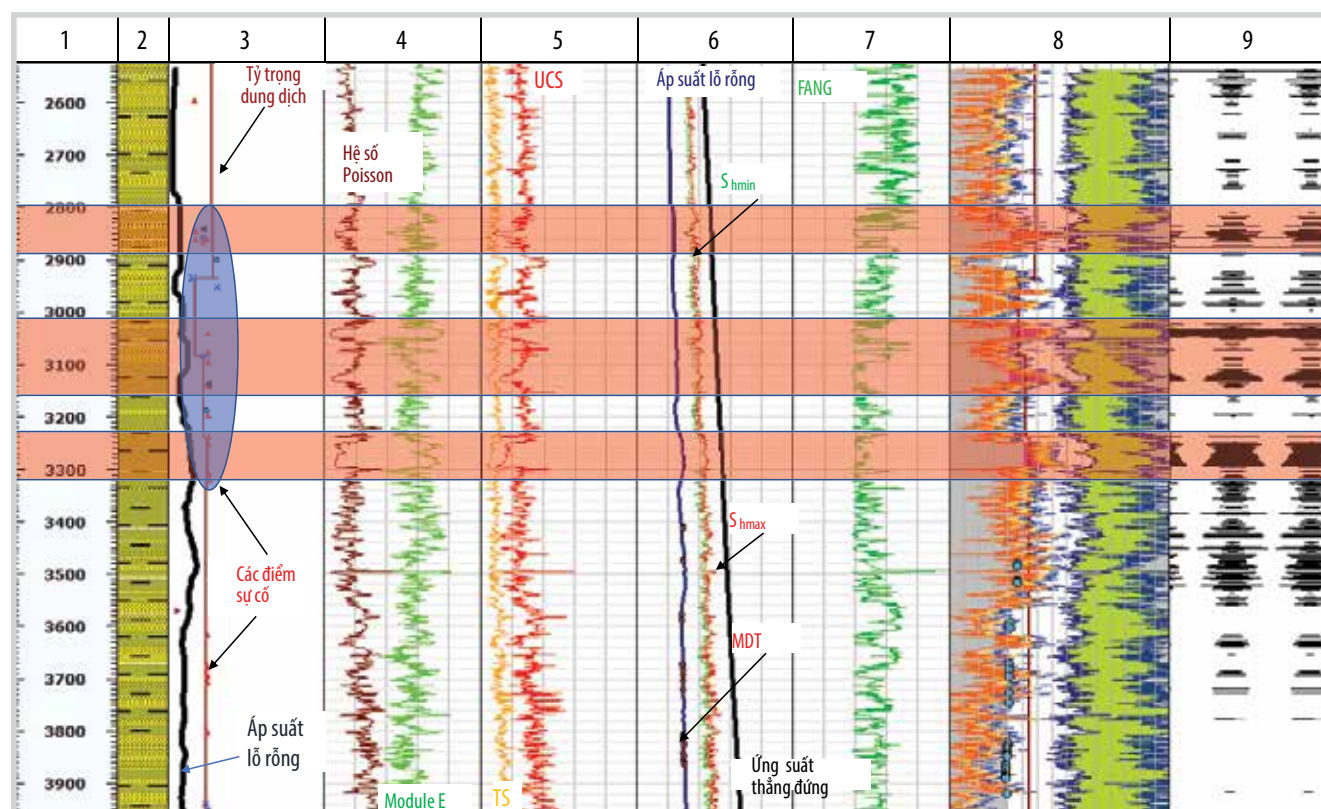
4. Mô hình địa cơ học 1D MEM cho các giếng khoan khu vực Đông Bắc bể Cửu Long

Mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) được xây dựng cho các giếng khoan khu vực nghiên cứu. Kết quả chạy mô hình so với số liệu thực tế cho thấy sự cố xuất hiện khi thi công khoan như: kẹt cần khoan, sập lỗ giếng, bó hẹp giếng...

Giếng khoan Y-1: Hình 6 biểu diễn các công đoạn thi công và sự cố gặp phải tại giếng khoan Y-1. Đáng chú ý tại công đoạn 12,25", khoảng độ sâu 1.600 - 2.200 m, tỷ trọng dung dịch sử dụng là 10,2 ppg nhưng đã xảy hiện tượng như mất dung dịch, bó hẹp giếng khoan (tight spot). Nhà điều hành phải



Hình 6. Các công đoạn và sự cố gặp phải khi thi công giếng khoan Y-1.



Hình 7. Kết quả tính toán mô hình địa cơ lý 1D MEM.

giảm tỷ trọng dung dịch từ 10,2 ppg xuống còn 9,5 ppg, mặc dù vậy giếng khoan vẫn còn bị mất dung dịch, nhiều độ sâu xuất hiện khí tiếp cận khoan (connection gas)... Sang công đoạn khoan 8,5", tỷ trọng dung dịch được nâng từ 9,4 ppg lên 10,5 ppg, giếng khoan vẫn còn hiện tượng bó hẹp giếng, tắc cần khoan... Sau đó dung dịch được tăng lên 10,6 ppg thì giếng khoan ổn định hơn, có xuất hiện nhẹ điểm mất dung dịch. Khi thả ống lừng 7" (liner) thì xuất hiện một số điểm bó hẹp giếng.

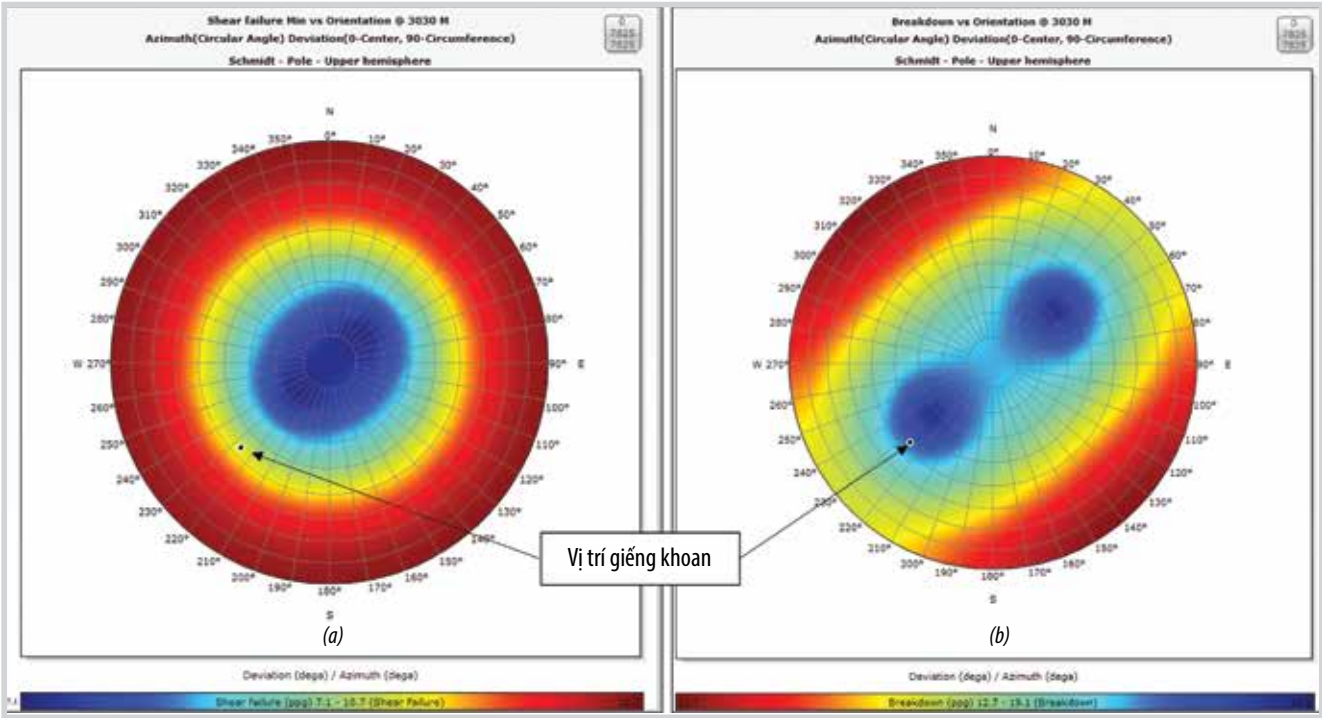
Hình 7 biểu diễn kết quả tính toán cho mô hình địa cơ học 1D MEM gồm: cột số 6 cho kết quả áp suất thẳng đứng, áp suất lỗ rỗng, ứng suất ngang lớn nhất và nhỏ nhất; cột số 4 - hệ số Poisson, module Young E; cột 5 - độ bền đất đá gồm ứng suất nén đơn trục UCS, ứng suất căng giãn TS biểu diễn; cột 7 - góc nội ma sát FANG biểu diễn; cột 8 và 9 biểu diễn của số dung dịch và các đoạn giếng khoan sạt lở. Cột 3 ghi lại tỷ trọng dung dịch sử dụng trong khi khoan và các sự cố gặp phải. Tại cột 6, các điểm đo trực tiếp áp suất thành hệ từ phương pháp MDT (chấm đỏ) được sử dụng để hiệu chỉnh với giá trị đường áp suất tính từ đường cong địa vật lý giếng khoan.

Khoảng chiều sâu nghiên cứu của giếng khoan từ 2.500 mMD tới xấp xỉ 4.000 mMD với thành phần thạch học là cát sét xen kẹp nhưng tỷ phần sét nhiều hơn.

Một số sự cố chủ yếu gặp trong quá trình thi công

khoan được đánh dấu bằng khoảng đỏ ở các độ sâu từ 2.800 - 2.900 mMD, 3.020 - 3.180 mMD và 3.230 - 3.310 mMD. Tại các khoảng này, tỷ trọng dung dịch thay đổi từ 10,4 ppg xuống 9,7 ppg sau đó lại tăng lên 10,4 ppg, tiềm ẩn nguy cơ xảy ra sự cố như bó hẹp, sạt lở và kẹt cần khoan, thậm chí xuất hiện hiện tượng chảy khí từ vỉa vào giếng (gas kick). So sánh với kết quả tính toán áp suất lỗ rỗng cho thấy tỷ trọng dung dịch cao hơn khoảng 1 - 1,5 ppg, song chưa bảo đảm thành giếng khoan ổn định. Kết quả tính toán mô hình địa cơ học 1D MEM với tỷ trọng dung dịch đó giếng khoan vẫn bị sạt lở, không ổn định và phù hợp với biểu hiện thực tế khi khoan. Từ mô hình địa cơ học 1D MEM, nghiên cứu đề xuất khoảng độ sâu 2.500 - 2.810 mMD tỷ trọng dung dịch sử dụng khoảng 10,4 ppg, 2.810 - 3.550 mMD tỷ trọng dung dịch là 12 - 12,5 ppg và phần còn lại của giếng khoan tỷ trọng dung dịch nên giảm xuống còn 11,7 - 11,5 ppg. Phân tích độ nhạy của tỷ trọng dung dịch khoan về khả năng sạt lở và phá hủy gây nứt nẻ so với độ lệch và góc phương vị giếng khoan tại độ sâu 3.330 mMD giếng khoan bị sạt lở khá mạnh nhưng giếng khoan không bị phá hủy gây nứt nẻ tại độ sâu này (Hình 8).

Kết quả tính toán cho mô hình 1D MEM tại một số độ sâu của giếng khoan Y-1 được thể hiện trong Bảng 1.



Hình 8. Độ nhạy của tỷ trọng dung dịch khoan gây phá hủy nhỏ theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất, tại độ sâu 3.030 mMD giếng khoan không bị phá hủy gây nứt nẻ (a), tuy nhiên xảy ra sụt lở khá mạnh (b).

Bảng 1. Thông số của mô hình địa cơ học 1D MEM tại một số độ sâu của giếng khoan Y-1

Hiện trạng giếng khoan với tỷ trọng dung dịch đã sử dụng				Kết quả 1D MEM và đề xuất tỷ trọng dung dịch sử dụng									
Độ sâu (mMD)	Thạch học	Tỷ trọng dung dịch đã sử dụng (ppg)	Hiện trạng giếng khoan thực tế	Gradient áp suất lỗ rỗng (psi/ft)	Gradient áp suất thẳng đứng (psi/ft)	Shmin (psi)	Shmax (psi)	Hệ số poisson (Frac)	Young E (pdii)	UCS (psi)	TR (psi)	FANG (degs)	Tỷ trọng dung dịch đề xuất (ppg)
2.750	Sét kết	10,8	Tốt	3240,58	3886,3	5019	5293	0,29	0,89	5391,2	539,2	30,6	10,8
2.800	Cát kết	10,8	Tốt	3297,6	7002	4927,6	5263	0,27	1,06	5744,8	574,4	34,9	10,8
2.850	Sét kết	10,8	Sụt lở	3558,5	7120	4632,9	4736,2	315	0,22	1779,2	177,9	19	11,4
3.120	Sét kết	10,2	Sụt lở	3851,6	7761,1	6205,2	6319,4	0,39	0,36	3558,2	335,8	19,2	12
3.280	Sét kết	10,4	Sụt lở	4415,3	8146,4	6581,4	6700	0,4	0,35	3352,7	335,2	23,3	12
3.500	Cát kết	10,4	Sụt lở	4583,4	8676,9	7395,2	7487,2	0,3	0,39	3849,2	384,9	19	11,7
3.630	Cát kết	10,4	Sụt lở	4381,1	9024	6866	7046,5	0,6	0,33	4327,7	432,7	20,8	11
3.900	Cát kết	10,4	Tốt	4668,7	9810,8	6816,5	7267	1,4	0,25	7064,2	706,4	27,9	10,4

5. Kết luận

Khu vực nghiên cứu nằm phía Đông Bắc bể Cửu Long, được hình thành trong quá trình biến đổi địa chất phức tạp từ thời kỳ trước Đệ Tam cho tới nay. Là một bể tách giãn (rifting) điển hình từ Eocene tới Oligocene muộn, nhưng đồng thời cũng có giai đoạn ngắn xảy ra nén ép ở đầu Miocene sớm nhưng không mạnh. Sau khi kết thúc quá trình này, bể Cửu Long được cho rằng chủ yếu xảy ra quá trình lún chìm nhiệt vì thế trong khu vực có cơ chế đứt gãy thuận là chủ yếu (normal fault regime) đặc điểm về trường ứng suất $\sigma_v > \sigma_{Hmax} > \sigma_{Hmin}$. Kết quả thực tế giếng khoan Y-1 có rất nhiều sự cố xảy ra khi thi công khoan liên quan đến tỷ trọng dung dịch khoan như kẹt cần, khí xâm

nhập từ vỉa vào lòng giếng (gas kick), nhiều đoạn bị bó hẹp hoặc sụt lở giếng...

Nhóm tác giả dựa vào các tài liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan để tính toán các thông số cho mô hình địa cơ học 1D MEM như áp suất lỗ rỗng, áp suất thẳng đứng, các thông số đàn hồi đất đá như hệ số Poisson, module đàn hồi Young E, ứng suất ngang nhỏ nhất, lớn nhất và thông số độ bền đất đá là ứng suất nén đơn trục (UCS), cho tới góc nội ma sát (FANG) từ đó có thể tối ưu được tỷ trọng dung dịch nhằm giảm thiểu sự cố khi thi công khoan. Kết quả nghiên cứu cho thấy hệ dung dịch tối ưu nên sử dụng tỷ trọng từ 10,4 - 12,5 ppg.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Công Thương (theo Hợp đồng số 006.2021.CNKK.QG/HĐKHCN ngày 3/2/2021) và Viện Dầu khí Việt Nam (theo Quyết định số 5876/QĐ-VĐKVN ngày 29/10/2021) đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Văn Đắc, Phạm Thanh Liêm và Nguyễn Anh Đức, "Chương 3: 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] Lê Văn Cự, Hoàng Ngọc Đăng, Trần Văn Trị và Nguyễn Quang Tuấn, "Chương 5: Cơ chế hình thành và các kiểu bể trầm tích Kainozoi Việt Nam", *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 129 - 159.
- [3] Richard Plumb, Stephen Edwards, Gary Pidcock, Donald Lee, Brian Stacey, "The mechanical earth model concept and its application to high-risk well construction projects", *IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, 23 - 25 February 2000*. DOI: 10.2118/59128-MS.
- [4] Ayoub Darvishpour, Masoud Cheraghi Seifabad, David Anthony Wood, and Hamzeh Ghorbani, "Wellbore stability analysis to determine the safe mud weight window for sandstone layers", *Petroleum Exploration and Development*, Volume 46, Issue 5, pp. 1031 - 1038, 2019. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)60260-0.
- [5] Daniel Moos, Pavel Peska, Thomas Finkbeiner, and Mark Zoback, "Comprehensive wellbore stability analysis utilizing", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 38, Issues 3 - 4, pp. 97 - 109, 2003. DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00024-X.
- [6] M.S. Asadi, A. Khaksar, M.J. Ring, and K. Yin Yin, "Comprehensive geomechanical modeling and wellbore stability analysis for infill drilling of high-angled wells in a mature oil field", *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 25 - 27 October 2016*. DOI: 10.2118/182220-MS.
- [7] 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.
- [8] Tran Le Dong and Phung Dac Hai, "Chapter 9: Cuu Long sedimentary basin and petroleum resources", *The Petroleum Geology and Resources of Vietnam*. Science and Technics Publishing House, 2009, pp. 275 - 324.
- [9] Michael B.W. Fyhn, Lars O. Boldreel, and Lars H. Nielsen, "Geological development of the Central and South Vietnamese margin: Implications for the establishment of the East Sea, Indochinese escape tectonics and Cenozoic volcanism", *Tectonophysics*, Volume 478, Issues 3 - 4, pp. 184 - 214, 2009. DOI: 10.1016/j.tecto.2009.08.002.
- [10] Trinh Xuan Cuong and J. K. Warren, "Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Long basin, offshore SE Vietnam: A "buried-hill" play", *Journal of Petroleum Geology*, Volume 32, Issue 2, pp. 129 - 156, 2009. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2009.00440.x.
- [11] Muhammad Zain-UI-Abedin and Andreas Henk, "Building 1D and 3D mechanical earth models for underground gas storage - A case study from the Molasse basin, Southern Germany", *Energies*, Volume 13, Issue 21, 2000. DOI: 10.3390/en13215722.
- [12] M. Zoback, "Part I: Basic principles", *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 2007. DOI: 10.1017/CBO9780511586477.
- [13] Milendra Prankada, Kriti Yadav, and Anirbid Sircar, "Analysis of wellbore stability by pore pressure prediction using seismic velocity", *Energy Geoscience*, Volume 2, Issue 4, pp. 219 - 228, 2021. DOI: 10.1016/j.engeos.2021.06.005.
- [14] Nguyen Van Hoang, Pham Quy Ngoc, Nguyen Minh Quy, and Doan Huy Hien, "Pre-drill pore pressure prediction using seismic interval velocity and wireline log: Case studies for some wells in Cuu Long and Song Hong basins", *Petrovietnam Journal*, Volume 8, pp. 5 - 12, 2022. DOI: 10.47800/PVJ.2022.08-01.
- [15] Mohammed S. Ameen, Brian G.D. Smart, J.Mc. Somerville, Sally Hammlton, and Nassir A. Naji, "Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (A case study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia)", *Marine and Petroleum Geology*, Volume 26, Issue 4, pp. 430 - 444, 2009. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2009.01.017.
- [16] Schlumberger, "Schlumberger techlog software solution", 2021.
- [17] Chandong Chang, Mark D. Zoback, and Abbas Khaksar, "Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 51, Issues 3 - 4, pp. 223 - 237, 2006. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.01.003.

[18] Per Horsrud, "Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations", *SPE Drilling & Completion*, Volume 16, Issue 2, pp. 68 - 73, 2001. DOI: 10.2118/56017-PA

[19] Saeed Shad, Parvin Kolahkaj, and Davood Zivar, "Geomechanical analysis of an oil field: Numerical study of wellbore stability and reservoir subsidence", *Petroleum Research*, Volume 8, Issue 3, pp. 350 - 359, 2023. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2022.08.002.

[20] Ramli Nazir, Ehsan Momeni, Danial Jahed Armaghani, and Mohd For Mohd Amin, "Correlation between unconfined compressive strength and indirect

tensile strength of limestone rock samples electronic", *Journal of Geotechnical Engineering*, Volume 18, pp. 1737-1746, 2013.

[21] Mark D. Zoback, "Part II: Measuring stress orientation and magnitude", *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 2007. DOI: 10.1017/CBO9780511586477.

[22] M. Brudya M.D. Zoback, "Drilling-induced tensile wall-fractures: implications for determination of in-situ stress orientation and magnitude", *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Volume 36, Issue 2, pp. 191 - 215, 1999. DOI: 10.1016/S0148-9062(98)00182-X.

BUILDING A GEO-MECHANICAL MODEL FROM GEOLOGICAL AND WELL LOG DATA: APPLICATION TO RUBY FIELD, BLOCKS 01&02, CUU LONG BASIN

Nguyen Van Hoang¹, Nguyen Quoc Thap², Pham Quy Ngoc³

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

²Vietnam Petroleum Association (VPA)

³Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: ngocpq@vpi.pvn.vn

Summary

The Ruby field (Block 01&02, Cuu Long basin) has a complex geological structure, presenting many challenges during drilling operation. Common issues include pipe stuck, gas kick, mud loss, and even well loss, resulting in significant economic damages. To ensure safe operations and optimize drilling costs, it is essential to thoroughly understand the geomechanical properties of the rock in the area.

This study focuses on constructing a 1D geomechanical model based on well log data. This model serves as a useful tool for predicting and controlling challenges during drilling operations in the Ruby field. By determining the optimal mud weight window based on calculated key parameters such as overburden stress, pore pressure, elastic parameters, and rock strength, this model significantly contributes to improving wellbore stability, minimizing risks, and optimizing costs.

Key words: Geo-mechanical model, wellbore stability, mud weight, Ruby field, Cuu Long basin.

HOÀN THIỆN CẤU TRÚC CHOÒNG KHOAN KIM CƯƠNG ĐA TINH THỂ (PDC) NHẪM NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHI KHOAN QUA TRẦM TÍCH ĐỆ TAM MỎ BẠCH HỔ VÀ MỎ RỒNG, BỂ CỬU LONG

Đặng Cửa¹, Bùi Lê Trọng Hóa², Tạ Ngọc Ánh², Tạ Văn Thịnh², Nguyễn Văn Cường²

¹Hội Dầu khí Việt Nam (VPA)

²Liên doanh Vietsovpetro

Email: hoabt.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-06>

Tóm tắt

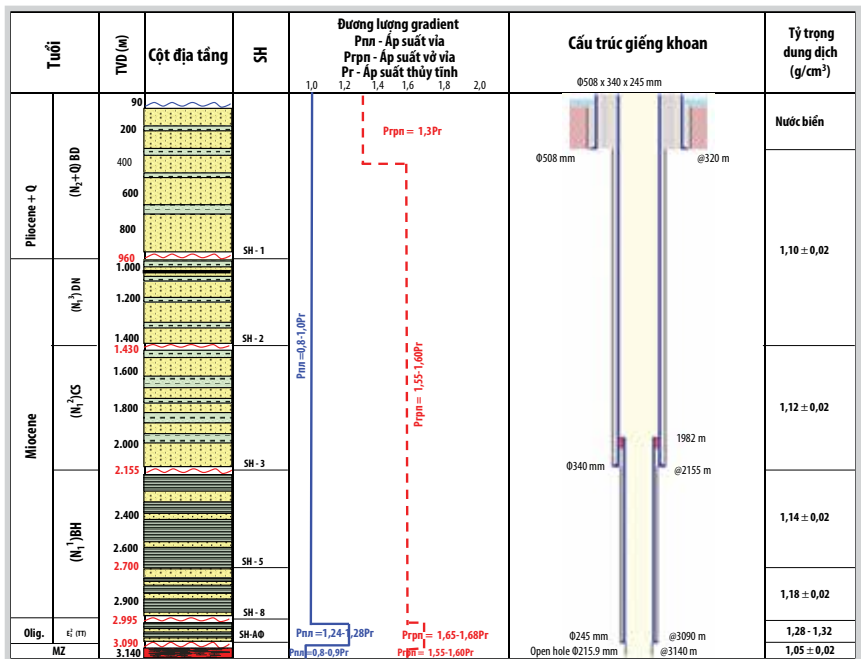
Liên doanh Vietsovpetro sử dụng chوòng khoan kim cương đa tinh thể (PDC) từ năm 1994. Công tác hoàn thiện cấu trúc chوòng khoan kim cương đa tinh thể được Vietsovpetro nghiên cứu, thử nghiệm và cải tiến liên tục để nâng cao hiệu suất khoan. Bài báo giới thiệu quá trình nghiên cứu, phát triển và ứng dụng công nghệ khoan sử dụng chوòng khoan kim cương đa tinh thể, đặc biệt là việc cải tiến cấu trúc chوòng khoan để nâng cao hiệu suất khi khoan qua trầm tích Đệ Tam mỏ Bạch Hổ, Rồng tại Vietsovpetro.

Từ khóa: Chوòng khoan kim cương đa tinh thể, cấu trúc ống chống, Miocene, Oligocene, mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng.

1. Giới thiệu

Năm 1994, chوòng khoan kim cương đa tinh thể lần đầu tiên được sử dụng tại các giếng khoan của Vietsovpetro [1]. Tính đến nay, loại chوòng khoan này đã được cải tiến nhiều lần để tối ưu hóa, phù hợp hơn với môi trường trầm tích của khu vực.

Hệ tầng Oligocene tại các khu vực có gradient áp suất dị thường khác nhau, do đó cấu trúc ống chống phù hợp cho từng khu vực. Tại khu vực vòm Trung tâm mỏ Bạch Hổ, hệ tầng Oligocene có bề dày mỏng và gradient áp suất dị thường thấp hơn ở vòm Bắc mỏ Bạch Hổ, do đó cấu trúc ống chống kỹ thuật Ø245 mm có thể chống đến nóc móng (Hình 1). Tại vòm Bắc, hệ tầng Oligocene có bề dày lớn và gradient áp suất dị thường cao nên ống chống kỹ thuật Ø245 mm thường được chống đến nóc của



Hình 1. Cấu trúc ống chống điển hình của giếng khoan tại khu vực vòm Trung tâm mỏ Bạch Hổ.

địa tầng có dị thường áp suất cao (chủ yếu là nóc của Oligocene) để cách ly và tiếp tục khoan chống ống Ø194 mm hay Ø178 mm trong điều kiện áp suất cao (Hình 2).

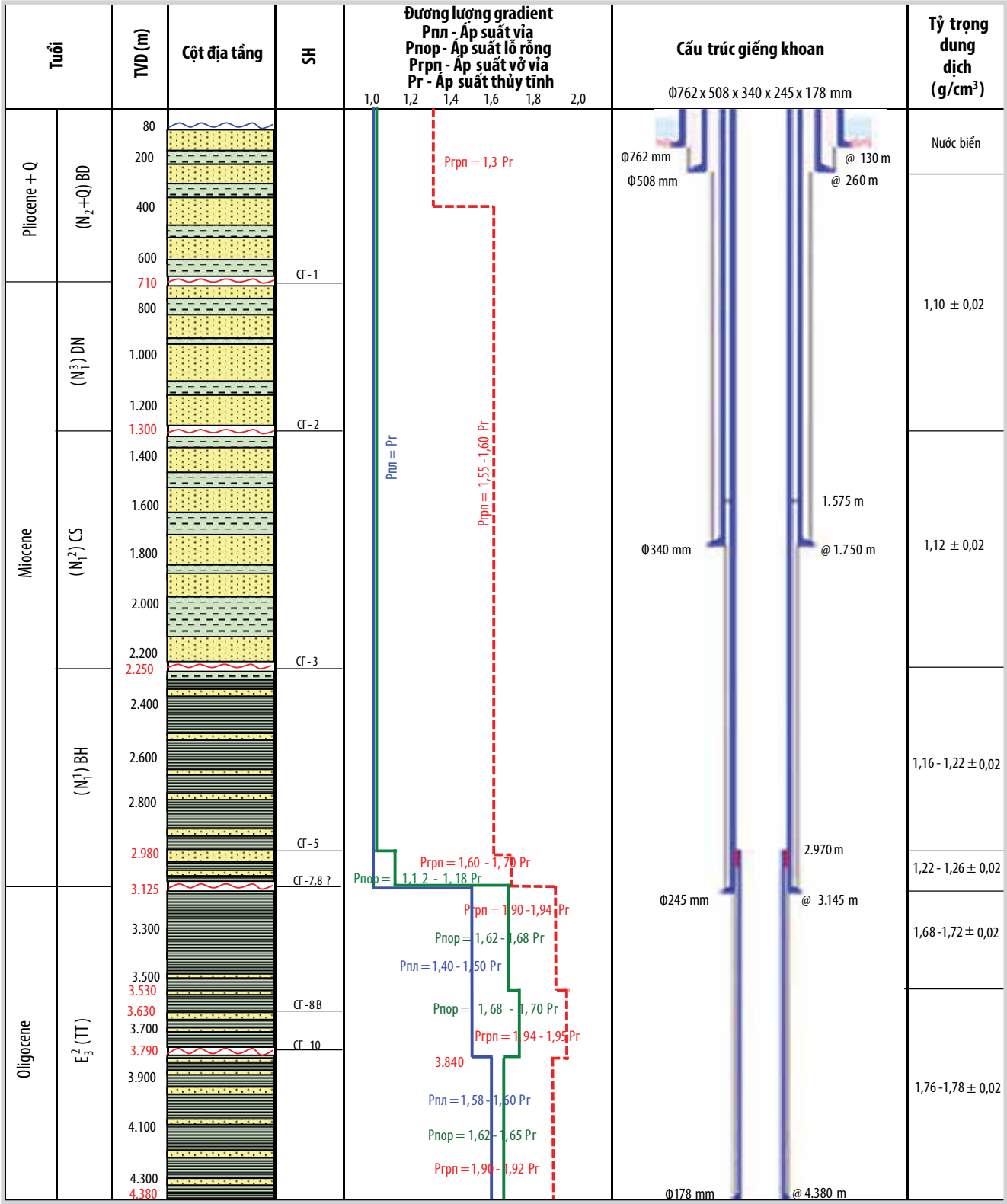
Cấu trúc giếng khoan ban đầu là Ø720 x 426 x 324 x 245 x 194 x 140 mm theo tiêu chuẩn GOST của Liên bang Nga. Từ tháng 6/1994 đến nay, các giếng đầu tiên ở BK-5 dùng cấu trúc giếng khoan theo tiêu chuẩn API là Ø762 x 508 x 340 x 245 x 194 mm hoặc 178 mm.



Ngày nhận bài: 23/4/2024. Ngày phản biện

đánh giá và sửa chữa: 23/4 - 20/5/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.



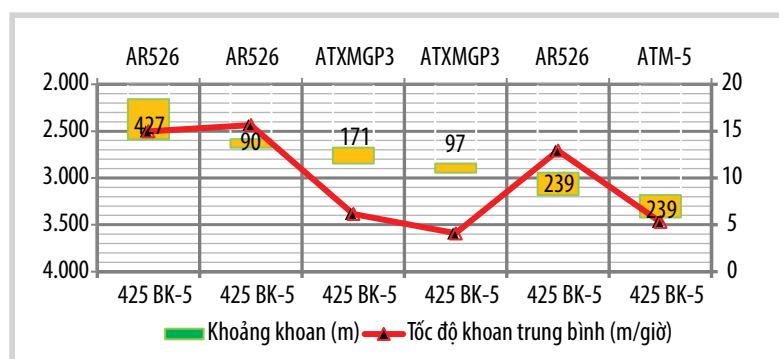
Hình 2. Cấu trúc ống chống điển hình của giếng khoan tại khu vực vòm Bắc mở Bạch Hổ.

Ống chống kỹ thuật Φ340 mm được khoan bằng chوòng Φ444,5 mm và Φ406,4 mm. Đất đá ở tập này chủ yếu là cát có độ cứng từ rất mềm đến mềm.

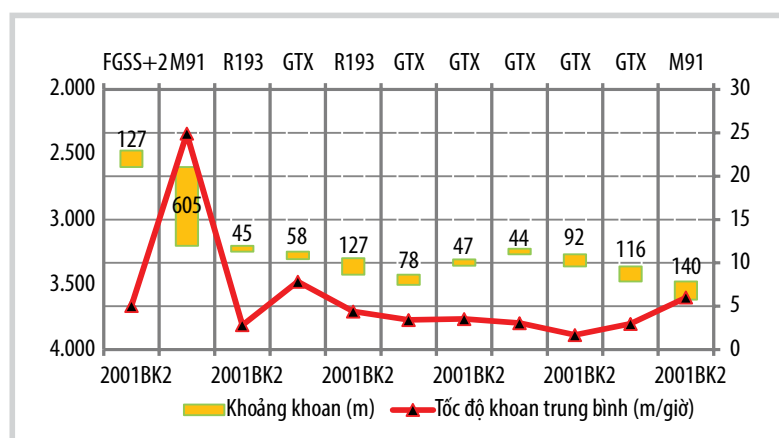
Ống chống kỹ thuật Φ245 mm được khoan bằng chوòng Φ311,2 mm. Đất đá của tập này chủ yếu là sét

xen kẽ những lớp cát mỏng, có độ cứng từ mềm đến trung bình.

Ống chống khai thác Φ194 mm hay Φ178 mm được khoan bằng chوòng Φ215,9 mm. Đất đá của tập này sét kết xen kẹp các lớp cát kết và bột kết mỏng, có độ cứng trung bình.



Hình 3. So sánh hiệu quả sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể và chèo khoan 3 chớp ở giếng 425-BK-5.



Hình 4. So sánh hiệu quả sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể và 3 chớp ở giếng 2001-BK2.



Hình 5. Chèo khoan kim cương đa tinh thể Φ311,2 mm M91.



Hình 6. Chèo khoan kim cương đa tinh thể Φ311,2 mm M94.

2. Thử nghiệm chèo khoan kim cương đa tinh thể

2.1. Giai đoạn thứ nhất

Khi Vietsovpetro bắt đầu sử dụng khoan bằng chèo khoan kim cương đa tinh thể Φ311,2 mm AR526 do Hughes Christensen sản xuất hiệu quả khoan cải thiện rõ cả về tốc độ khoan, số mét khoan trên chèo khi so sánh với loại chèo 3 chớp xoay. Theo Hình 3 và 4, ở giếng 425-BK-5 khoan bằng chèo khoan kim cương đa tinh thể Φ311,2 mm AR526 lần đầu tiên sử dụng ở Vietsovpetro và giếng 2001-BK-2 khoan năm 2002 bằng chèo khoan kim cương đa tinh thể Φ311,2 mm M91. Trong cùng 1 đoạn khoan với chèo Φ311,2 mm chống ống Φ245 mm, chèo khoan kim cương đa tinh thể với tốc độ khoan cao trên 10 m/giờ đối với chèo AR526 và trên 20 m/giờ đối với chèo M91 đồng thời tổng số mét khoan 1 chèo khá cao đạt trên 500 m/chèo [1].

2.2. Giai đoạn thứ hai

Từ năm 2001 - 2009, lần đầu tiên Vietsovpetro sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể Φ311,2 mm M91BPX có 5 cánh và đường kính răng 19 mm (Hình 5) của hãng Smith và sau này chuyển sang chèo khoan kim cương đa tinh thể Φ311,2 mm M94HPX, S94HPX với 4 cánh và đường kính răng 19 mm (Hình 6 và 7). Đồng thời, Vietsovpetro cũng sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể của Baker Hughes, Φ311,2 mm HC604CM có 4 cánh và đường kính răng 19 mm (Hình 8). Tại giếng khoan và chống ống Φ194 mm hay Φ178 mm qua tầng dị thường áp suất cao (Oligocene), Vietsovpetro sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể Φ215,9 mm M94HPX, S94HPX kết hợp với sử dụng công nghệ lái chỉnh xiên động cơ đáy (PDM).

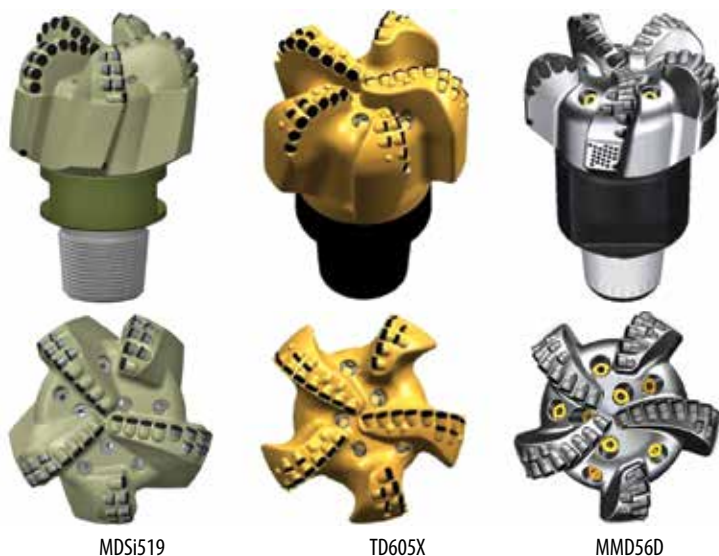
Năm 2010, Vietsovpetro bắt đầu ứng dụng công nghệ lái chỉnh xiên (rotary steerable system - RSS), chèo khoan kim cương đa tinh thể cũng có thay đổi đáng kể trong thiết kế để phù hợp hơn khi sử dụng công nghệ khoan lái chỉnh xiên với RSS.



Hình 7. Chông khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 311,2$ mm S94.



Hình 8. Chông khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 311,2$ mm HC604.

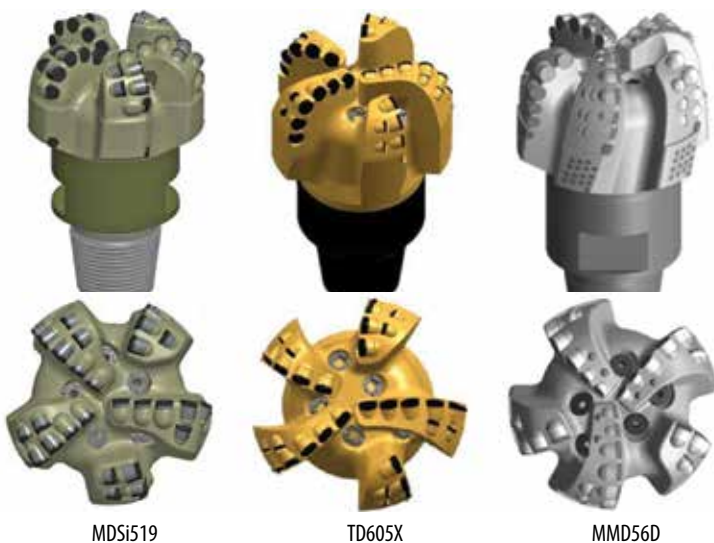


MDSi519

TD605X

MMD56D

Hình 9. Chông khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 311,2$ mm.



MDSi519

TD605X

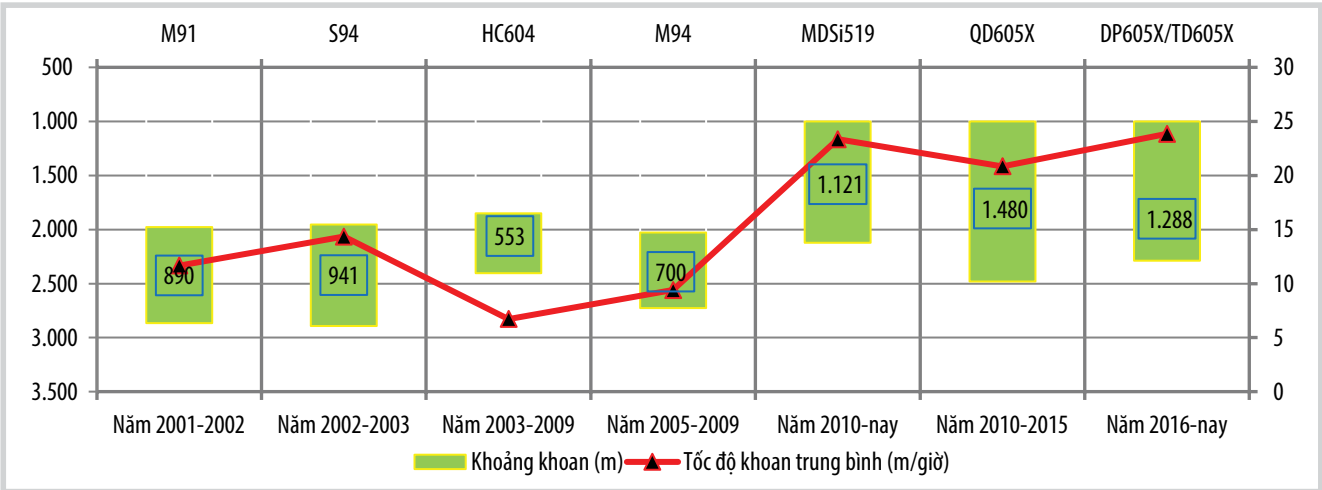
MMD56D

Hình 10. Chông khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 215,9$ mm.

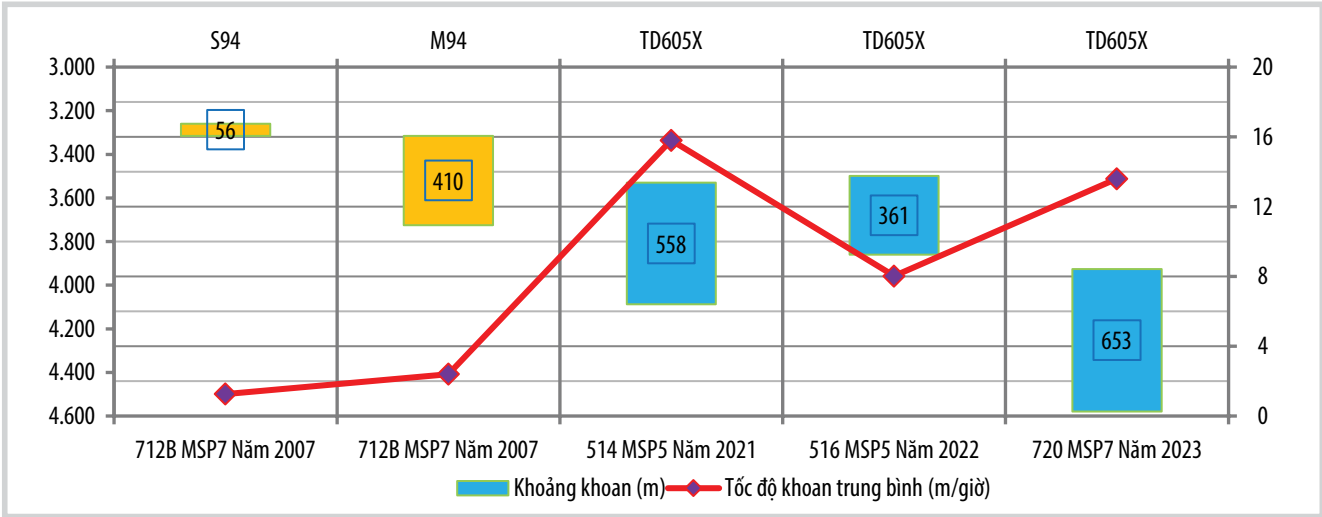
Đối với công đoạn chống ống $\Phi 340$ mm, các loại chông khoan mới như chông khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 311,2$ mm có 5 cánh và đường kính răng chông 19 mm là MRS159HB, MDSi519 của Smith; QD605X, DP605X, TD605X của Baker Hughes và MMD56D của hãng Halliburton (Hình 9) được sử dụng thay thế các loại chông cũ ở Vietsovpetro để phù hợp hơn. Đối với công đoạn chống ống $\Phi 194$ mm hay $\Phi 178$ mm, các loại chông khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 215,9$ mm MDSi519 của hãng Smith; QD605X, DP605X, TD605X của hãng Baker Hughes và MMD56D của hãng Halliburton (Hình 10) được cải tiến và áp dụng rộng rãi tại Vietsovpetro.

Tính đến nay, việc thiết kế chông khoan đối với công đoạn khoan $\Phi 311,2$ mm, $\Phi 215,9$ mm đã được cải tiến để phù hợp với công nghệ lái chỉnh xiên và điều kiện địa chất của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Vietsovpetro đã làm việc với các nhà cung cấp chông khoan uy tín trên thế giới như Smith (SLB) và Baker Hughes để nghiên cứu, cập nhật các công nghệ khoan bằng chông khoan mới và tiến hành thử nghiệm áp dụng cho các giếng ở Vietsovpetro. Các loại chông khoan kim cương đa tinh thể mới đã hoàn thiện về vật liệu răng chông có độ bền cao, chống chịu va đập và mài mòn tốt hơn; cách phân bố số lượng răng phù hợp giúp tải trọng trên các răng đều nhau, tăng độ bền của răng chông; có sự kiểm soát độ cắm ngập răng chông giúp chông ổn định trong quá trình khoan; tối ưu hóa về thủy lực giúp làm sạch giếng khoan dễ dàng hơn, đặc biệt là phù hợp với thiết bị lái chỉnh xiên.

Hình 11 cho thấy sự phát triển của chông khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 311,2$ mm từ năm 2001 đến nay: M91 - S94 - M94 - MDSi519 của Smith và AR526 - HC604 - QD605X - DP605X - TD605X của Baker Hughes, các khoảng khoan và tốc độ khoan trung bình trong các mốc thời gian có sự gia tăng. Hiện nay, chông khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 311,2$ mm MDSi519 và TD605X là loại được sử dụng phổ biến ở Vietsovpetro với tốc độ khoan (Vc.h) lên đến 50 m/giờ,



Hình 11. So sánh hiệu quả sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 311,2$ mm từ năm 2001 đến nay.



Hình 12. So sánh hiệu quả sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 215,9$ mm ở các giếng khoan 712B, 720-MSP7 và 514, 516-MSP5.

Bảng 1. Hiệu suất làm việc của chèo khoan $\Phi 311,2$ mm ở hệ tầng Oligocene dưới giếng khoan xiên định hướng 712B, 720-MSP7 và 514, 516-MSP5

Tên giếng khoan	Khoảng chiều sâu từ - đến (m)		Chủng loại chèo			Năng suất chèo khoan			Chế độ khoan			Lý do kéo chèo	Ghi chú
			Loại	IADC	Số hiệu	Số mét khoan (m)	Thời gian khoan (giờ)	V_{ch} (m/giờ)	P (tấn)	n (vòng/phút)	Q (l/giây)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
712B MSP7	3.259	3.315	S94	M221	2255	56	45	1,3	4 - 6	65 + PDM	24	BHA	PDM675
712B MSP7	3.315	3.725	M94	M221	1617	410	171	2,4	4 - 6	65 + PDM	26	BHA	PDM675
514 MSP5	3.530	4.038	TD605X	M323	5322432	558	35	15,8	4 - 8	120 - 115	29,5 - 28	TD	RSS-Autotrak
516 MSP5	3.499	3.860	TD605X	M323	5324196	361	45	8,0	4 - 8	125	30 - 32	TD	RSS-Autotrak
720 MSP7	3.926	4.309	TD605X	M323	5334493	653	48	13,6	4 - 6	120	34	BHA	RSS-PowerDrive

Ghi chú: PDM (positive displacement motor): Động cơ đẩy; BHA (bottomhole assembly): Bộ khoan cụ; RSS (rotary steerable system): Thiết bị lái chỉnh xiên; TD (total depth): Tổng chiều sâu.

khoảng khoan dài nhất có thể đạt 2.350 m được ghi nhận cho đến hiện tại.

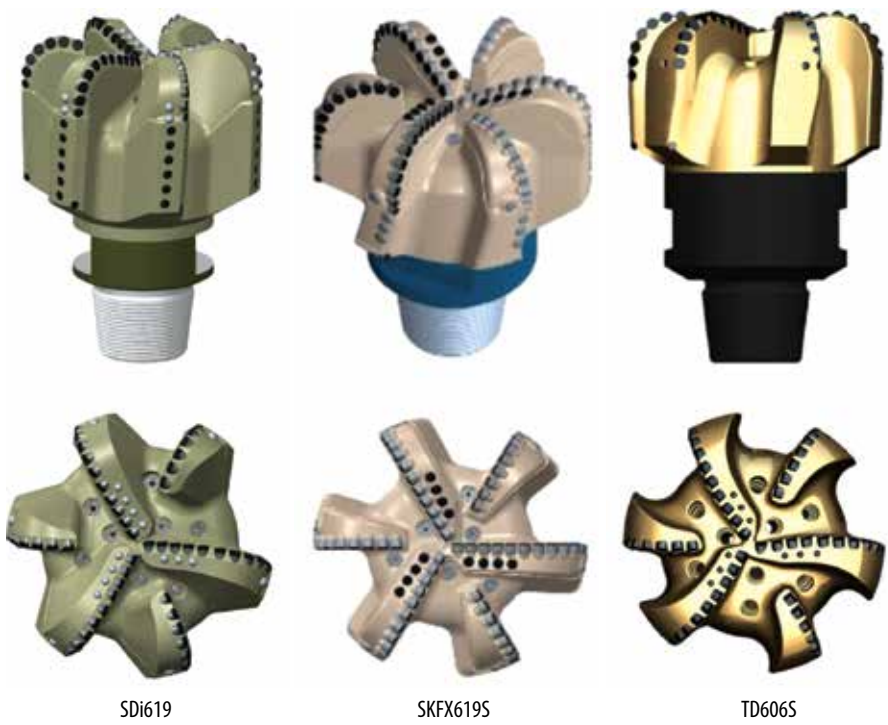
Hình 12 và Bảng 1 so sánh hiệu quả sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể công đoạn $\Phi 215,9$ mm khoan chống ống $\Phi 194$ mm hay $\Phi 178$ mm qua địa tầng Oligocene dưới có dị thường áp suất cao, tỷ trọng dung dịch cao nhất

1,77g/cm³. Giếng 712B-MSP7 sử dụng chèo khoan S94 và M94 kết hợp lái chỉnh xiên với động cơ đẩy PDM675. Giếng 514-MSP5, 516-MSP5, 720-MSP7 sử dụng chèo khoan mới TD605X kết hợp với lái chỉnh xiên hiện đại (RSS) và thông số khoan tối ưu giúp tăng tốc độ khoan lên gấp nhiều lần, tăng hiệu suất khoan,

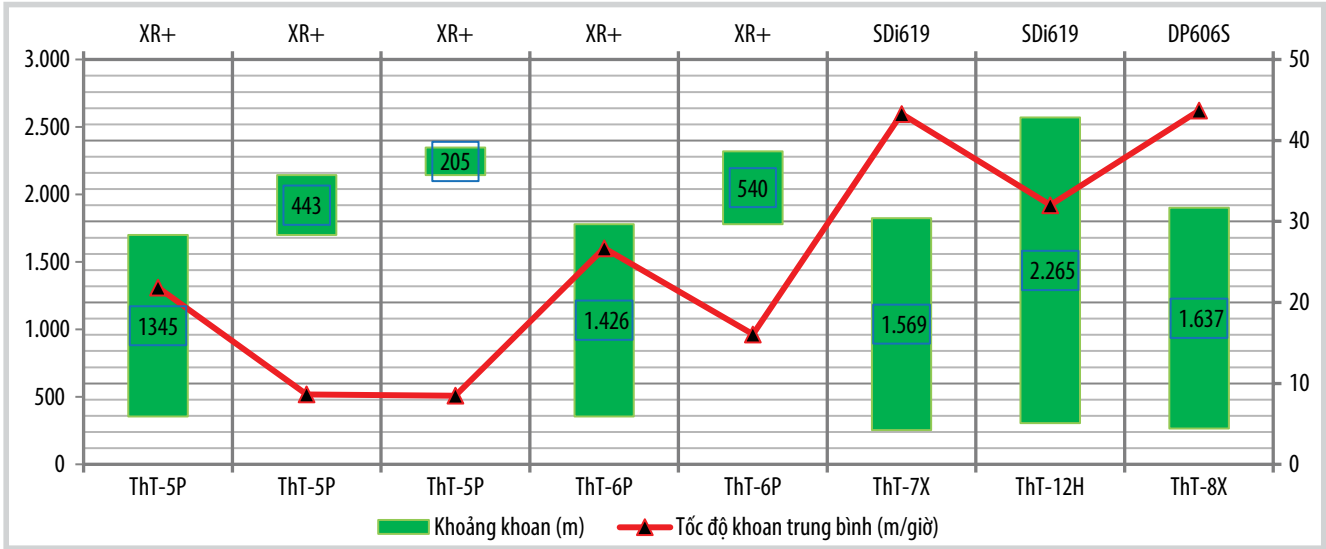
tiết giảm thời gian và chi phí cho thi công giếng khoan [2].

2.3. Giai đoạn thứ ba

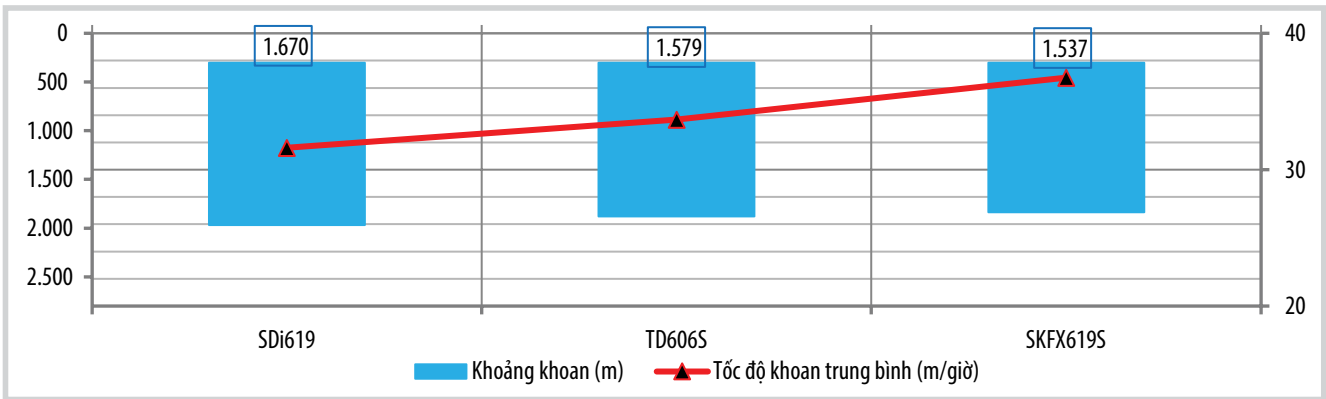
Năm 2015, lần đầu tiên sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 406,4$ mm khoan lõi chỉnh xiên với động cơ đẩy từ Pliocene Đệ Tứ đến hết Miocene giữa (SH3) chống ống $\Phi 340$ mm. Trước đây, đoạn khoan này được thực hiện bằng chèo 3 chóp xoay $\Phi 444,5$ mm hay $\Phi 406,4$ mm loại 3SS-K, TSK, FGSH, MGSSH, T11, GTX-CG1, XR+... kết hợp với động cơ đẩy cho phép lõi chỉnh đến chiều sâu chống ống. Trong thực tế, có thể xảy ra bất cập như: tốc độ khoan cơ học thấp khi khoan xuống địa tầng có hàm lượng sét



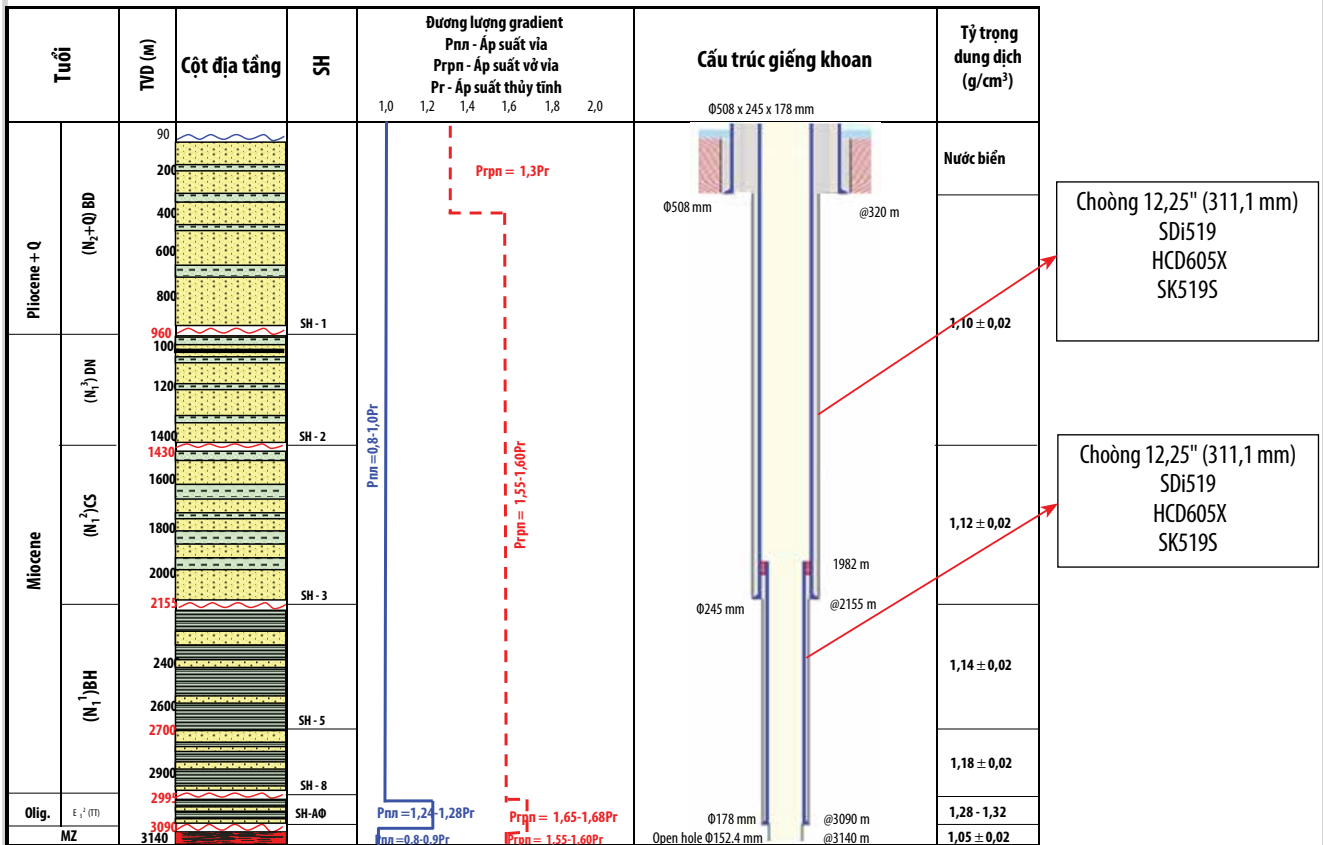
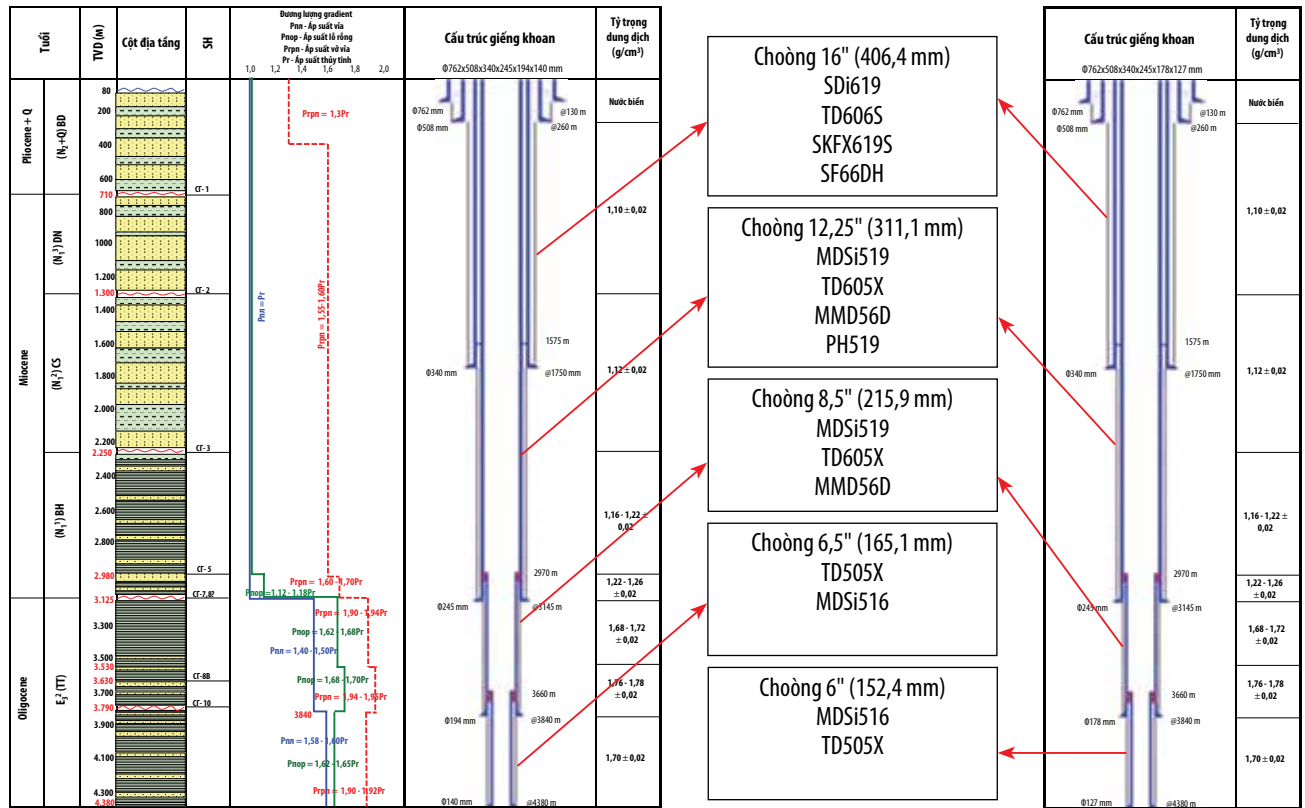
Hình 13. Chèo khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 406,4$ mm.



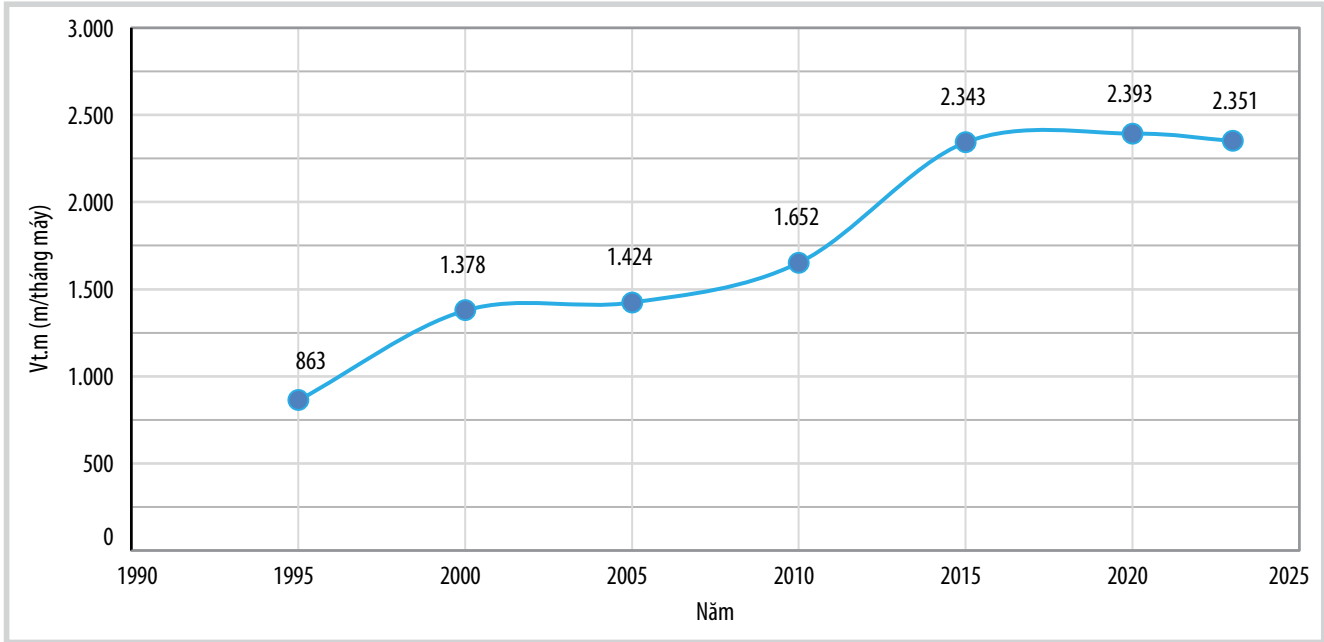
Hình 14. So sánh tốc độ khoan của chèo khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 406,4$ mm (SDi619, DP606S) và 3 chóp xoay $\Phi 444,5$ mm (XR+) kết hợp với động cơ đẩy.



Hình 15. Tốc độ khoan và khoảng khoan trung bình của các loại chèo khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 406,4$ mm đang sử dụng.



Hình 16. Các loại chèo khoan được sử dụng ở Vietsovpetro theo 3 cấu trúc khác nhau.



Hình 17. Tốc độ khoan thương mại trung bình (Vt.m) của Vietsovpetro trong giai đoạn 1995 - 2023.

Bảng 2. Tốc độ khoan thương mại trung bình của Vietsovpetro trong giai đoạn 1995 - 2023

Năm	Vt.m (m/tháng máy)
1995	863
2000	1.378
2005	1.424
2010	1.652
2015	2.343
2020	2.393
2023	2.351

cao như Miocene giữa; cần nhiều hiệp kéo thả để thay choòng khoan, thay động cơ đáy; thời gian khoan kéo dài sẽ làm thành giếng khoan kém ổn định; ngoài ra nguy cơ rớt, hoặc kẹt chóp của choòng 3 chóp... Tình trạng này khiến phát sinh thời gian, chi phí cho quá trình thi công giếng khoan. Sử dụng các loại choòng khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 406,4$ mm SDi619, TD606S, SKFX619S có 6 cánh và đường kính răng 19 mm (Hình 13) kết hợp với động cơ đáy hay thiết bị lái chỉnh xiên cải thiện rõ rệt hiệu suất khoan về tốc độ khoan, số mét khoan trên choòng so với choòng 3 chóp. Hình 14 thể hiện hiệu suất khoan ở mỏ Thổ Tráng khi sử dụng choòng khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 406,4$ mm và 3 chóp xoay $\Phi 444,5$ mm. Tốc độ khoan cao hơn gấp nhiều lần: thời gian khoan thực tế của các giếng ThT-7X, 12H, 8X sử dụng choòng khoan kim cương đa tinh thể khoảng 5 - 6 ngày trong khi các giếng ThT-5P, 6P sử dụng choòng khoan 3 chóp xoay thời gian khoan là 8 - 10 ngày.

Với hiệu quả trên, Vietsovpetro đã áp dụng công nghệ khoan sử dụng choòng khoan kim cương đa tinh thể kết hợp với động cơ đáy cho các giếng khoan và chống ống $\Phi 340$ mm đến Miocene giữa. Hình 15 tổng hợp tốc độ khoan và khoảng khoan trung bình của các choòng khoan kim cương đa tinh thể $\Phi 406,4$ mm đang sử dụng cho đến nay. Tốc độ khoan lớn nhất và khoảng khoan dài nhất được ghi

nhận đến hiện tại $V_{c.h} = 54$ m/giờ và 2.311 m.

3. Lựa chọn loại choòng khoan kim cương đa tinh thể phù hợp với cấu trúc, điều kiện khoan các giếng khai thác tầng sản phẩm Miocene dưới và Oligocene

Về mặt kỹ thuật, choòng khoan được lựa chọn dựa trên cấu trúc giếng khoan và điều kiện địa chất. Tùy thuộc vào mục tiêu khai thác trong tầng sản phẩm Miocene dưới hay Oligocene mà cấu trúc giếng khoan thay đổi, Vietsovpetro sẽ sử dụng loại choòng khoan kim cương đa tinh thể phù hợp. Hình 16 là các loại choòng khoan là sự lựa chọn tối ưu nhất ứng với từng cấu trúc và địa chất ở mỏ Rồng và mỏ Bạch Hổ.

Do đầu tư trang thiết bị, sử dụng hệ dung dịch khoan có chất lượng tốt, đặc biệt với việc đưa vào sử dụng choòng khoan kim cương đa tinh thể, Vietsovpetro đã tăng tốc độ khoan thương mại trung bình (Vt.m) lên đáng kể (Bảng 2). Theo kết quả thống kê trong Hình 17, tốc độ khoan thương mại trung bình đã tăng từ 863 m/tháng máy (1995), lên mức 1.424 m/tháng máy (2005), 2.393 m/tháng máy (2020) và đạt 2.351 m/tháng máy (2023). Trong giai đoạn từ năm 1995 đến 2023, tốc độ khoan thương mại trung bình tăng 2,72 lần.

4. Kết luận

Vietsovpetro đã từng bước nâng cao năng lực kỹ thuật và hiệu quả hoạt động khoan thông qua việc sử dụng choòng khoan kim cương đa tinh thể phù hợp với cấu trúc, điều kiện khoan các giếng thuộc trầm tích Đệ Tam ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Tốc độ khoan thương mại trung bình (Vt.m) của Vietsovpetro trong năm 2023 đạt 2.351 m/tháng máy, tăng 2,72 lần so với năm 1995 - năm bắt đầu triển khai thử nghiệm choòng khoan kim cương đa tinh thể. Việc tiếp tục phát triển và ứng dụng công nghệ này cho các khu vực trầm tích Đệ Tam, thềm lục địa Nam Việt Nam là

cần thiết và cấp bách, nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế kỹ thuật và tối ưu chi phí khoan trong tương lai.

Tài liệu tham khảo

[1] Đặng Cửa và Nguyễn Thành Trường, "Liên doanh dầu khí "Vietsovpetro" sử dụng choòng khoan kim cương đa tinh thể (PDC) ở Xí nghiệp liên doanh dầu khí "Vietsovpetro", *Địa lý địa chất môi trường*, 1996.

[2] Vietsovpetro, "*Thiết kế giếng khoan, báo cáo kết thúc giếng khoan*", Báo cáo khoan hàng ngày của tất cả các giếng đã khoan ở Vietsovpetro.

IMPROVING THE STRUCTURE OF POLYCRYSTALLINE DIAMOND COMPACT DRILL BIT TO ENHANCE EFFICIENCY WHEN DRILLING THROUGH TERTIARY SEDIMENTS OF BACH HO AND RONG FIELDS, CUU LONG BASIN

Dang Cua¹, Bui Le Trong Hoa², Ta Ngoc Anh², Ta Van Thinh², Nguyen Van Cuong²

¹Vietnam Petroleum Association (VPA)

²Vietsovpetro Joint Venture

Email: hoabt.rd@vietsov.com.vn

Summary

Polycrystalline diamond compact (PDC) drill bit has been used at the Vietsovpetro Joint Venture since 1994. Since then, the PDC drill bit structures have been continuously investigated, tested, and modified to improve the drilling efficiency. This paper provides an overview of the research, development, and application of PDC drilling technology, while emphasizing the crucial role of improving drill bit structures to enhance performance of drilling through Tertiary Sediments of Bach Ho and Rong fields.

Key words: Polycrystalline diamond compact, casing structure, geology, Miocene, Oligocene, Bach Ho field, Rong field.

LỰA CHỌN VÀ ÁP DỤNG CHOÒNG KHOAN MỚI ĐỂ KHOAN QUA TẦNG OLIGOCENE VỚI TỶ TRỌNG DUNG DỊCH CAO CHO CÁC GIẾNG KHOAN PHÁT TRIỂN Ở KHU VỰC ĐÔNG BẮC MỎ BẠCH HỔ

Đăng Của, Bùi Lê Trọng Hóa, Tạ Ngọc Ánh, Tạ Văn Thịnh, Nguyễn Văn Cường

Liên doanh Vietsovpetro

Email: hoabt.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-07>

Tóm tắt

Trong quá trình khoan thăm dò thăm lượng và phát triển khai thác các giếng ở khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ, khi khoan qua tầng Oligocene cho công đoạn khoan $\Phi 215,9$ mm, các choòng khoan kim cương đa tinh thể (PDC) thường được khoan với tốc độ 2 - 5 m/giờ, năng suất và hiệu quả khoan khá thấp, ảnh hưởng đến thời gian và chi phí giếng khoan.

Việc sử dụng choòng khoan mới PDC Hyperblade Y519 công đoạn khoan $\Phi 215,9$ mm khoan qua tầng Oligocene (đặc điểm thạch học chủ yếu là sét dẻo và có khả năng trương nở khi gặp nước) đã giúp tối ưu tốc độ khoan, trung bình đạt 16 m/giờ và khoảng khoan đạt được ở 2 giếng khoan 2202 BK-22 và 2207 BK-22 là 1.967 m.

Bài báo giới thiệu nghiên cứu sử dụng loại choòng khoan PDC mới để khoan qua tầng Oligocene với tỷ trọng dung dịch cao ở khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ, trên cơ sở đó áp dụng cho các thành hệ tương tự ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và khu vực lân cận nhằm nâng cao hiệu suất khoan và tối ưu chi phí giếng khoan.

Từ khóa: Choòng khoan, cấu trúc ống chống, địa chất, Oligocene, sét dẻo, Đông Bắc mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Trong giai đoạn thăm dò và phát triển khai thác khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ, để khai thác tầng sản phẩm số III trong Oligocene E2, các giếng khoan phải thi công qua tầng Oligocene trên. Đặc tính thạch học ở đoạn khoan này thành phần sét kết, bột kết chiếm ưu thế và xen kẽ là các tập cát kết, sét có tính dẻo và dễ trương nở khi gặp nước. Độ cứng trung bình của Oligocene trên là 3.000 - 15.000 psi. Đây là chiều sâu quan trọng khi khoan qua tập vỉa sản phẩm. Vì thế việc lựa chọn choòng khoan trong công đoạn này đóng vai trò quan trọng trong thi công giếng khoan.

2. Các yếu tố ảnh hưởng đến tốc độ khoan qua tầng Oligocene trên

2.1. Cấu trúc giếng khoan, điều kiện địa chất và thành phần thạch học của đất đá

Vòm Đông Bắc Bạch Hổ có gradient áp suất dị thường

cao trong Oligocene và có bề dày khá lớn nên ống chống kỹ thuật $\Phi 245$ mm thường được chống đến nóc của địa tầng có dị thường áp suất cao để cách ly và tiếp tục khoan, chống ống $\Phi 178$ mm trong tầng áp suất cao.

Cấu trúc và quỹ đạo giếng khoan tiêu chuẩn được sử dụng ở khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ là $\Phi 762 \times 508 \times 340 \times 245 \times 178$ mm (Hình 1).

Ống chống kỹ thuật $\Phi 340$ mm được khoan bằng choòng $\Phi 406,4$ mm. Đất đá ở tập này chủ yếu là cát có độ cứng từ rất mềm đến mềm.

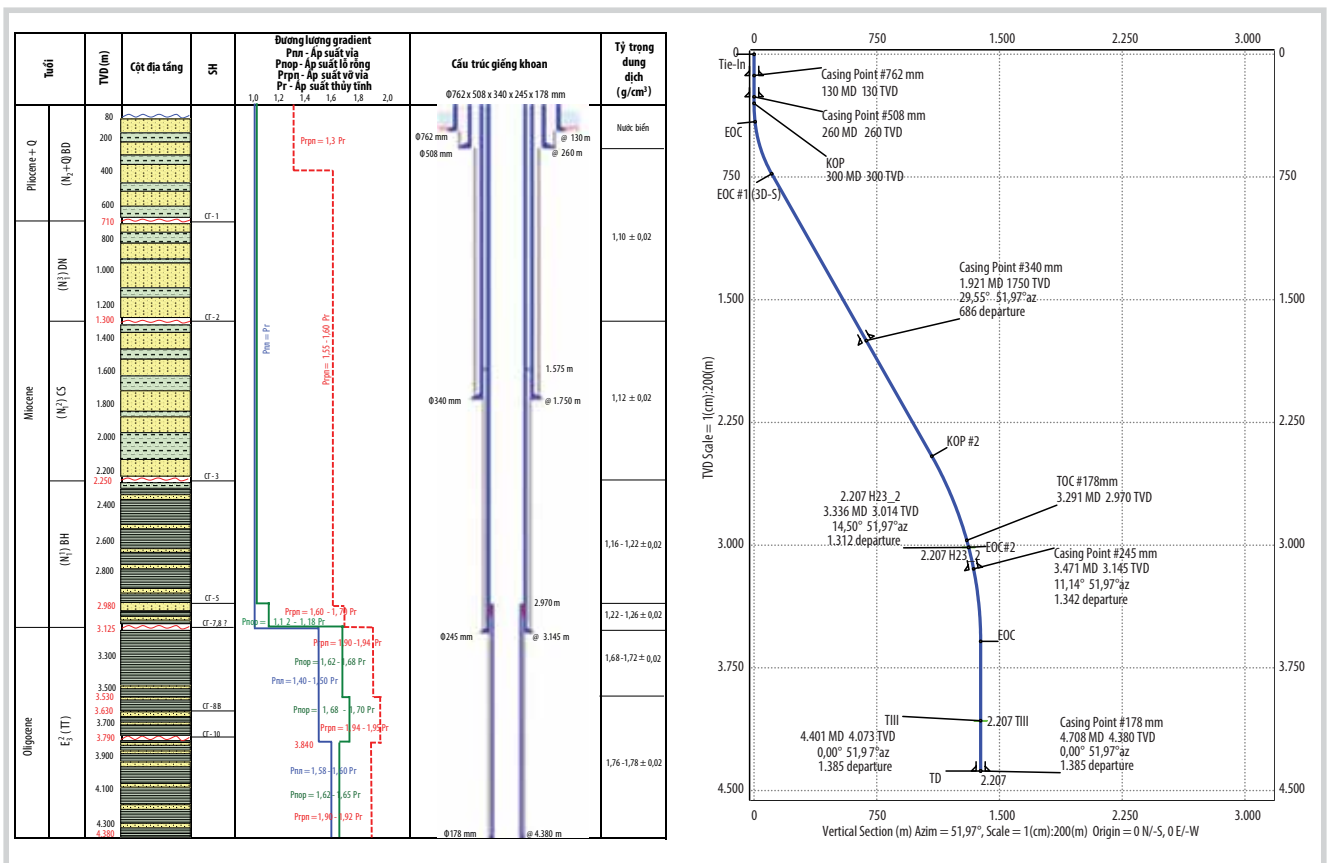
Ống chống kỹ thuật $\Phi 245$ mm được khoan bằng choòng $\Phi 311,2$ mm. Đất đá của tập này phần lớn là sét xen kẽ những lớp cát mỏng, có độ cứng từ mềm đến trung bình.

Ống chống khai thác $\Phi 178$ mm được khoan bằng choòng $\Phi 215,9$ mm. Đất đá của tập này sét kết xen kẽ các lớp cát kết và bột kết mỏng, có độ cứng trung bình.

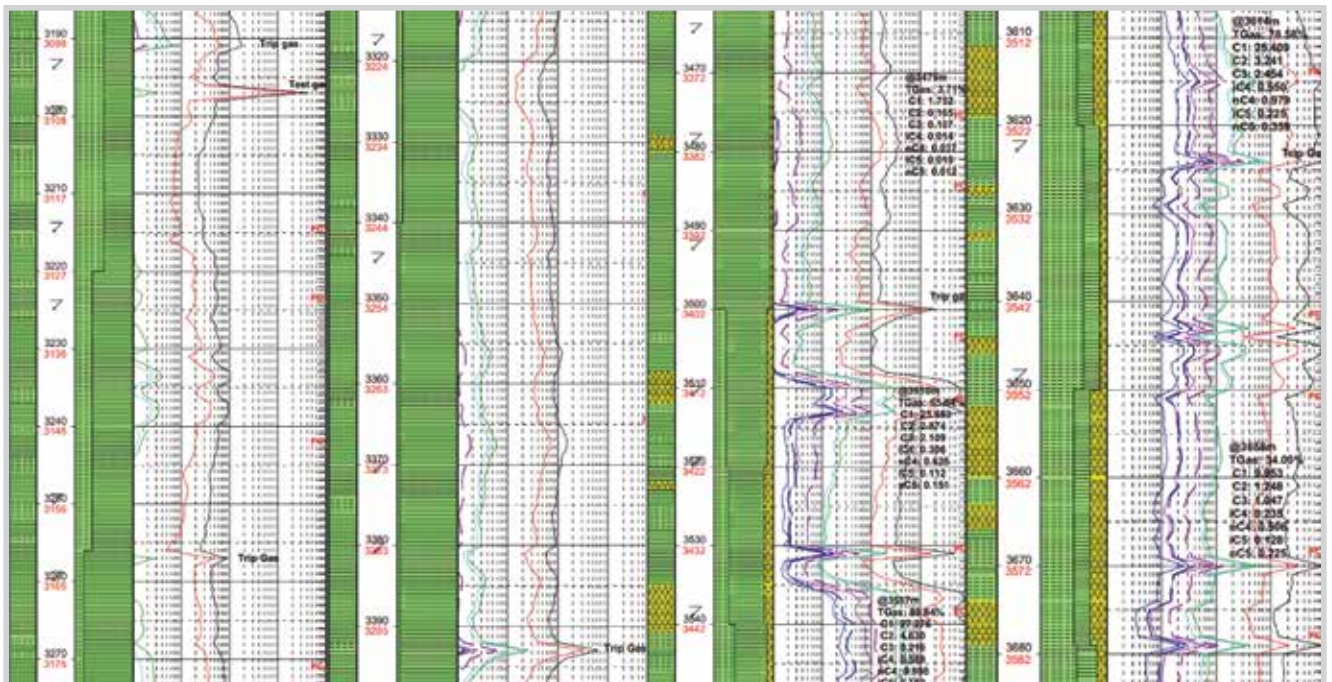
Theo biểu đồ áp suất tổng hợp, cấu trúc và quỹ đạo giếng khoan trên Hình 1, để khoan khai thác tầng sản phẩm số III trong Oligocene E2 cần phải khoan qua tập sét



Ngày nhận bài: 22/7/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 22/7 - 8/8/2024.
 Ngày bài báo được duyệt đăng: 16/8/2024.



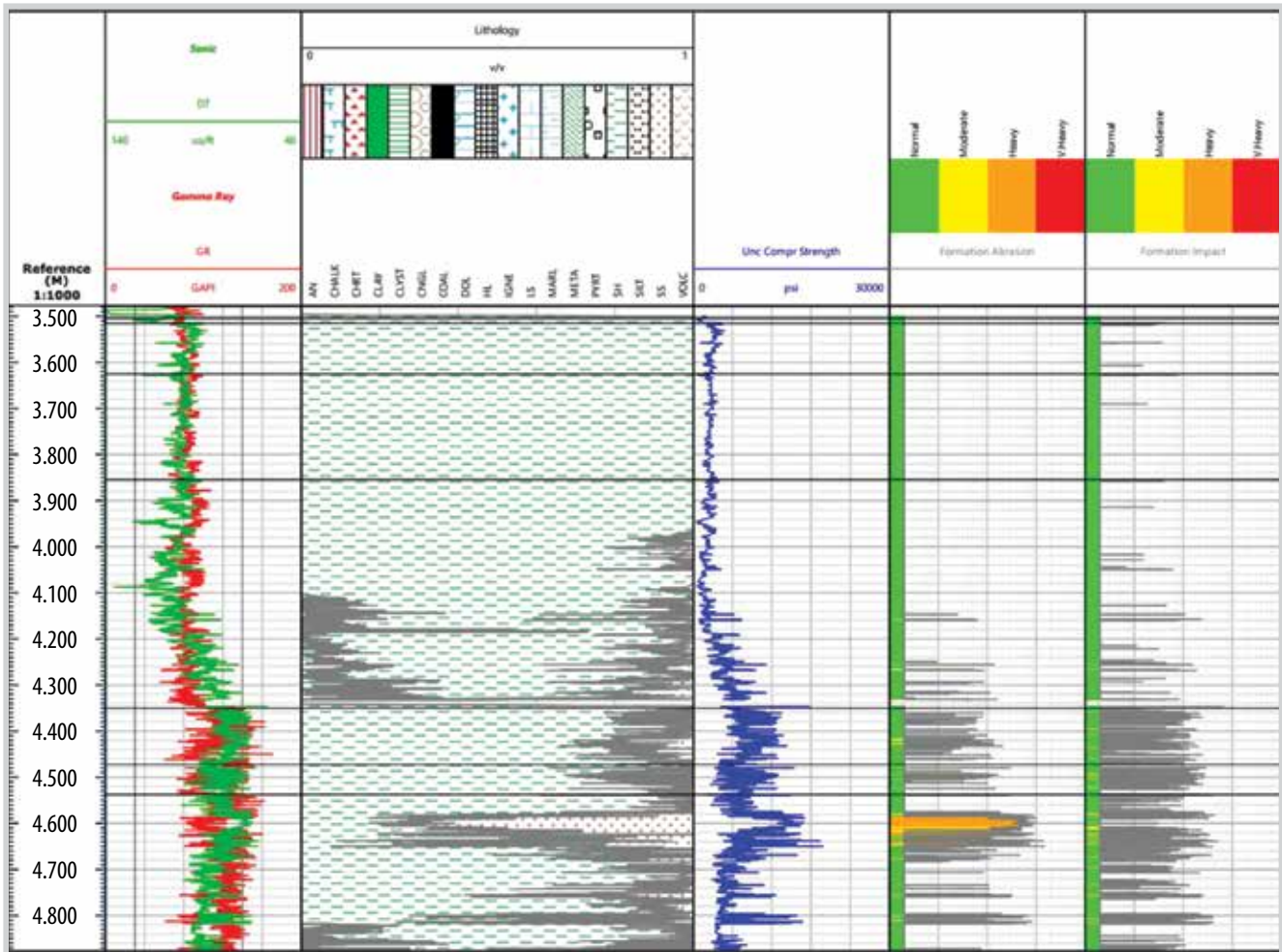
Hình 1. Cấu trúc và quỹ đạo điển hình của giếng khoan tại khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ.



Hình 2. Masterlog đặc trưng của khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ.

dày trong tầng SH-8. Đồng thời khu vực này có độ thường áp suất cao nên tỷ trọng dung dịch khoan khi mở tầng khá cao. Tỷ trọng khi khoan thực tế từ 1,68 - 1,8 g/cm³. Đặc điểm thạch học: thành phần chủ yếu là sét phiến, sét kết

hầu hết sét có độ dẻo, kết dính và khả năng trương nở khi ngâm nước; độ cứng trung bình từ SH-8 đến nóc SH-10 là 3.000 - 8.000 psi và từ nóc SH-10 đến TD là 8.000 - 15.000 psi (Hình 2 và 3).



Hình 3. Độ cứng của đất đá trong tầng Oligocene khu vực Đông Bắc Bạch Hổ.

2.2. Giàn khoan

Trong những năm gần đây, nhu cầu khoan trên thế giới khá cao nên nhu cầu thuê giàn khoan cũng rất cần thiết dẫn đến tình hình khan hiếm giàn khoan trong khu vực. Hàng năm ở Vietsovpetro, để đạt mục tiêu sản lượng, số lượng giếng khoan nhiều, nên rất thiếu giàn khoan. Các giàn khoan tự nâng như Cừ Long và TD-01 là các giàn có tuổi đời cao, hệ thống thủy lực khoan khá yếu, áp suất bơm khí khoan lớn nhất chỉ đạt khoảng 210 - 220 atm. Đối với các giếng khoan trên 3.600 m trong đoạn khoan $\Phi 215,9$ mm tổn hao áp suất khoan thường vượt giá trị áp suất giới hạn máy bơm của giàn nên thông số khoan bị hạn chế.

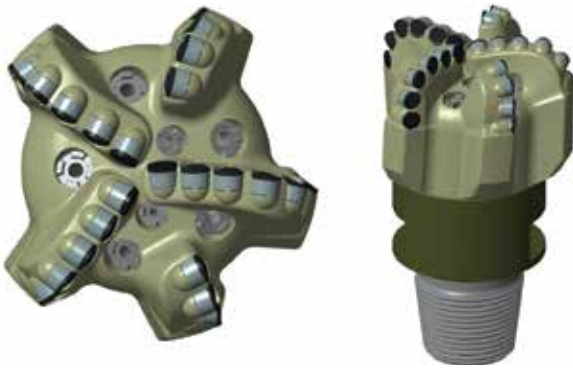
2.3. Tình hình sử dụng chèo $\Phi 215,9$ mm tại Vietsovpetro

Cho đến nay, Vietsovpetro đang sử dụng các loại chèo $\Phi 215,9$ mm như: các loại PDC $\Phi 215,9$ mm: MDSi519, QD605X, TD605X... và 3 chớp $\Phi 215,9$ mm: XR+, GX22S, GF20, GT-SG1... Chèo khoan PDC $\Phi 215,9$ mm là loại matrix có 5 cánh (blade) đường kính răng 19 mm và

mặt của răng chèo có dạng phẳng. Các loại chèo này khoan hầu hết các địa tầng của Vietsovpetro từ Miocene đến Oligocene và đạt được tốc độ khoan rất tốt. Tuy nhiên, các thách thức từ điều kiện áp suất dị thường, tỷ trọng dung dịch khoan cao từ 1,68 - 1,80 g/cm³, thạch học hầu hết là sét dẻo kết dính, khi khoan với thủy lực khoan yếu (đặc biệt khi khoan với lưu lượng thấp) hạn chế khả năng nâng mùn khoan, hiệu quả làm sạch giếng khoan kém, mùn khoan còn lắng đọng dưới vùng cận đáy giếng nên phải khoan doa lại để xảy ra bó chèo, giảm hiệu suất chèo khoan, tốc độ khoan có những đoạn chỉ còn 1 - 3 m/giờ. Mặc dù chèo khoan sau khi kéo lên vẫn đánh giá tốt, nhưng tốc độ khoan khá thấp làm tăng thời gian khoan dẫn đến tăng chi phí thi công giếng khoan.

3. Đề xuất chèo khoan mới để khoan qua tầng Oligocene

Nhận thấy chèo khoan truyền thống không còn phù hợp để khoan trong tầng Oligocene với điều kiện như trên về địa chất, thành phần thạch học của đất đá, giàn khoan..., Vietsovpetro đã làm việc với các nhà cung cấp



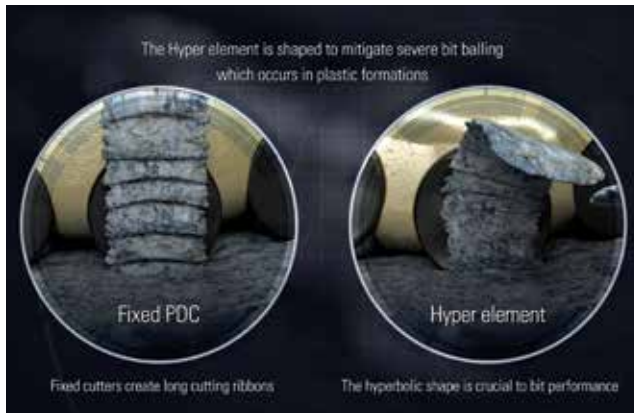
Hình 4. Chèo khoan Hyperblade PDC Y519.



Hình 5. Răng chèo PDC thường.



Hình 6. Răng chèo PDC Hyperblade.



Hình 7. Cơ chế cắt của răng PDC thường và răng PDC dạng cong.

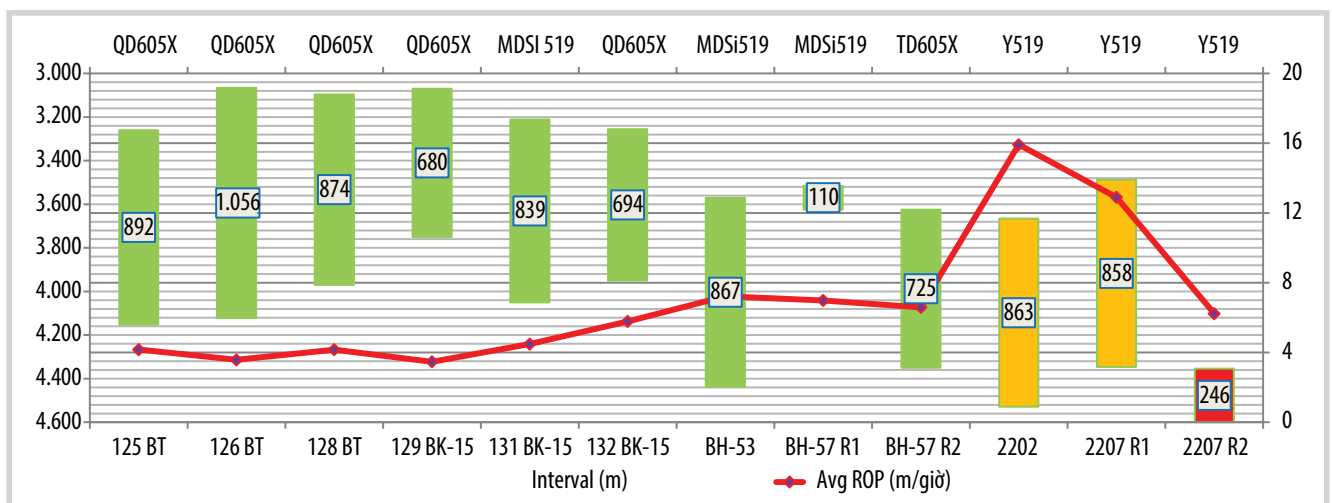
chèo khoan uy tín trên thế giới như Smith Bits (SLB) để nghiên cứu, cập nhật các công nghệ chèo mới và tiến hành thử nghiệm áp dụng cho các giếng ở khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ. Kết quả, chèo khoan PDC Hyperblade Y519 có 5 cánh (blades) đường kính răng 19 mm và mặt của răng chèo có dạng cong (dạng hyper) đã được đề xuất (Hình 4).

Cơ chế cắt của răng chèo PDC rất hiệu quả khi khoan trong tầng sét so với cơ chế đập xoay của chèo 3 chớp xoay. Tuy nhiên, trong điều kiện đặc thù như khoan với sét dẻo và thủy lực khoan chưa đáp ứng, khả năng bó chèo xảy ra cao, đây là nguyên nhân chính gây ra tốc độ khoan thấp. Để khắc phục tình trạng trên, chèo khoan PDC Hyperblade Y519 được đề xuất là chèo khoan có cấu tạo mặt răng dạng cong đặc biệt khác với mặt răng phẳng của chèo PDC truyền thống (Hình 5 và 6).

Từ Hình 7, so sánh cơ chế cắt của răng PDC truyền thống và răng PDC dạng cong, khi khoan cắt vào sét dẻo, mùn khoan được tạo ra có cấu trúc như những dải băng dài và nhờ hình dạng cong của răng hyper, dải băng ấy bị bẻ gãy cấu trúc; giúp mùn có thể thoát ra khỏi vùng cận đáy giếng dễ dàng, tăng khả năng làm sạch mùn khoan, tăng tốc độ khoan và giảm thời gian thi công giếng khoan.

4. Đánh giá hiệu suất khoan của chèo PDC Hyperblade

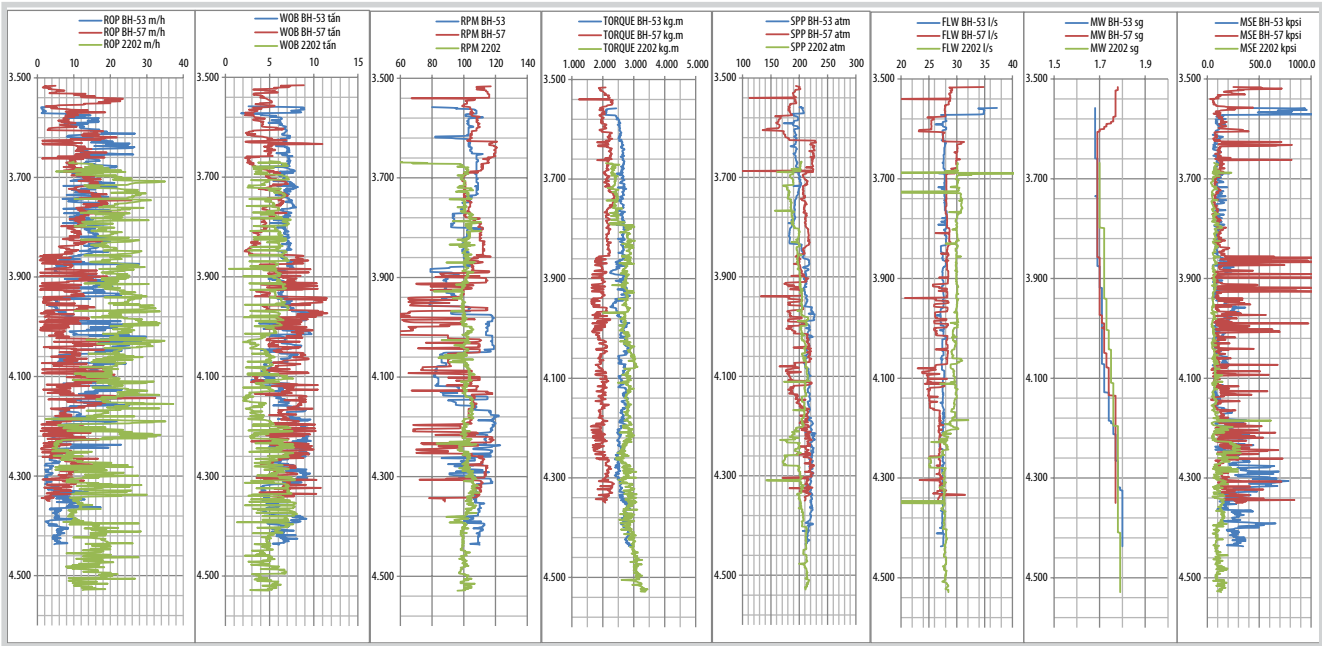
Khi khoan công đoạn $\Phi 215,9$ mm, chèo khoan PDC Hyperblade (Y519) khoan qua tập sét dẻo với tốc độ trung bình là 16 m/giờ cho 863 m khoan của giếng 2202 BK-22, và 14 m/giờ cho 858 m khoan của giếng 2207 BK-22. Kết quả cho thấy sự thành công trong công tác lựa chọn chèo khoan để khoan qua tầng sét dẻo với tỷ trọng dung dịch cao.



Hình 8. So sánh tốc độ khoan chèo PDC Hyperblade (Y519) với PDC thường.

Bảng 1. Hiệu suất làm việc của chèo khoan Ø215,9 mm tại các giếng khoan ở khu vực Đông Bắc Bạch Hổ

Tên giếng	Khoảng chiều sâu từ - đến (m)		Chủng loại chèo				Năng suất của chèo			Chế độ khoan			Lý do kéo chèo	Trạng thái chèo khoan	Ghi chú
			Kích thước (mm)	Loại	IADC	Số hiệu	Số mét khoan (m)	Thời gian khoan, giờ	Vc.h (m/ giờ)	P (tấn)	n (vòng/ phút)	Q (l/giây)			
125 BT	3.260	4.152	215,9	QD605X	M323	7027679	892	214	4,2	4 - 8.	90 - 95	31 - 29	TD	1-1-WT-A-X-I-NO-TD	Rotary
126 BT	3.066	4.122	215,9	QD605X	M323	7027679	1.056	295	3,6	4 - 8.	85 - 90	27 - 30	TD	1-1-WT-A-X-I-NO-TD	ATK
128 BK-15	3.096	3.970	215,9	QD605X	M323	7027677	874	210	4,2	4 - 8.	90	30	TD	1-1-WT-A-X-I-NO-TD	Rotary
129 BK-15	3.070	3.750	215,9	QD605X	M323	7027677	680	196	3,5	4 - 8.	100	32 - 33	TD	1-1-WT-A-X-I-NO-TD	Rotary
131 BK-15	3.211	4.050	215,9	MDSi519	M323	JC6330	839	187	4,5	4 - 8.	100	31 - 32	TD	1-1-WT-A-X-I-NO-TD	Rotary
132 BK-15	3.256	3.950	215,9	QD605X	M323	7036783	694	120	5,8	4 - 6.	90	27 - 30	TD	1-1-WT-A-X-I-NO-TD	Rotary
BH-53	3.570	4.437	215,9	MDSi519	M323	JP6298	867	120	7,2	4 - 8.	100 - 120	27 - 28	TD	1-1-WT-A-X-I-NO-TD	PowerDrive
BH-57 R1	3.515	3.625	215,9	MDSi519	M323	JP6298	110	16	7,0	3 - 7.	100 - 110	23 - 28	BHA		Rotary
BH-57 R2	3.625	4.350	215,9	TD605X	M323	5276851	725	110	6,6	4 - 10.	100 - 115	27 - 28	TD	1-1-WT-A-X-1/16-ER-TD	ATK
2202 BK-22	3.666	4.529	215,9	Y519	M323	JV0301	863	54	15,9	4 - 8.	100 - 110	28 - 30	HP	1-1-CT-N-X-IN-NO-HP	PowerDrive
2207 BK-22 R1	3.488	4.346	215,9	Y519	M323	JV0301	858	67	12,9	4 - 8.	100 - 110	24 - 28	Coring	1-1-CT-N-X-IN-NO-CR	ATK
2207 BK-22 R2	4.354	4.600	215,9	Y519	M323	JV0301	246	40	6,2	6 - 9.	100 - 110	15 - 20	TD	1-1-CT-N-X-IN-NO-TD	Rotary

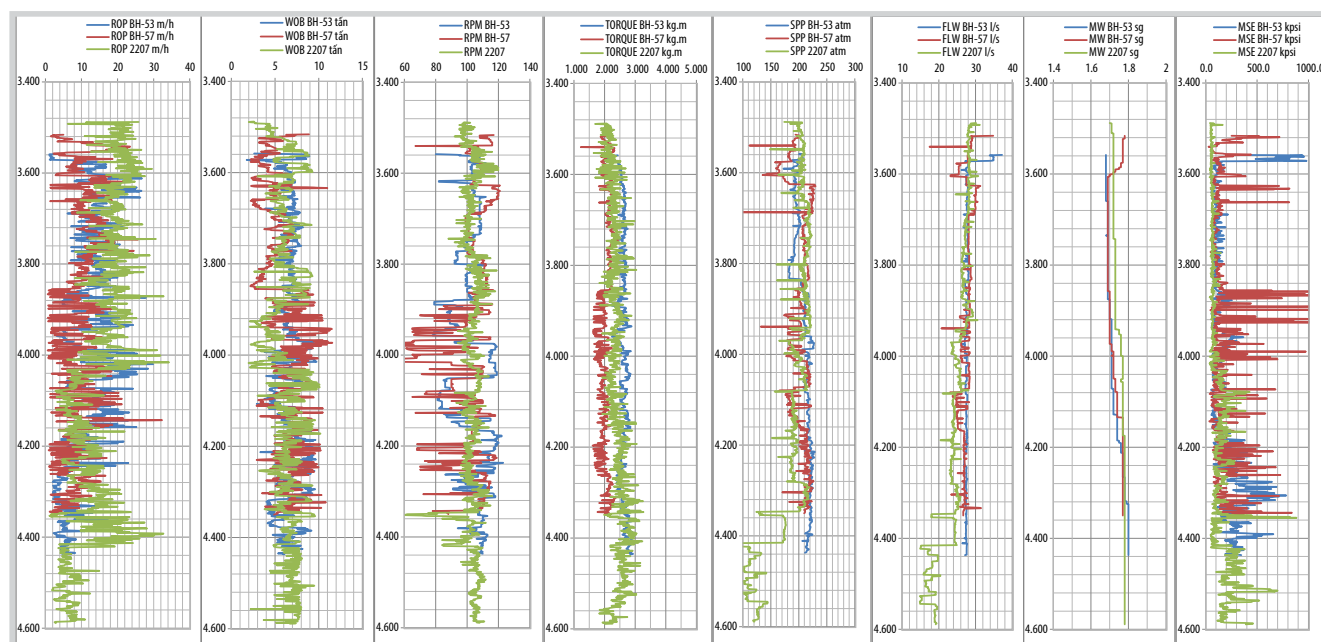


Hình 9. So sánh thông số khoan của giếng 2202 (Y519) và giếng BH-53, BH-57.

So sánh hiệu suất khoan các loại chèo khoan PDC trên (Bảng 1 và Hình 9, 10) cho thấy việc sử dụng chèo PDC Hyperblade (Y519) để khoan qua tầng Oligocene sét dẻo cho hiệu suất cao hơn nhiều so với các loại chèo khoan PDC thường. Tốc độ khoan thấp nhất khi khoan PDC thường có thể còn 2 - 5 m/giờ và tốc độ trung bình cao nhất của các giếng khoan là 7 m/giờ. Trong khi đó, tốc độ thấp nhất khi khoan PDC Y519 là 7 - 8m/giờ và tốc độ trung bình cao nhất của các giếng khoan đạt được là 16 m/giờ.

Cũng trên Hình 9 và 10, so sánh thông số khoan của giếng 2202, 2207 và giếng BH-53, BH-57 cho thấy chèo PDC Y519 khi khoan qua sét dẻo Oligocene tốn ít năng

lượng riêng (MSE) hơn PDC thường và đạt tốc độ cao hơn. Điều đó chứng tỏ, chèo khoan mới đã tối ưu hóa được hiệu suất hoạt động. Đặc biệt ở Hình 10, trong khoảng khoan từ 4.400 - 4.600 m sử dụng bộ khoan cụ BHA Rotary không lái chỉnh và bị mất dung dịch, nên phải giảm lưu lượng 15 - 20 l/giây nhưng tốc độ khoan vẫn đạt được 5 - 10 m/giờ (tốc độ trung bình là 6,2 m/giờ). Điều này chứng tỏ mặc dù lưu lượng thấp nhưng chèo khoan mới vẫn đạt được tốc độ khoan ở mức chấp nhận được. Trong đoạn khoan này, năng lượng riêng trên chèo PDC Y519 đạt được nhỏ hơn hoặc bằng với năng lượng riêng của chèo khoan PDC thường khi khoan đoạn trên, càng cho thấy chèo làm việc tốt với điều kiện năng lượng thấp.



Hình 10. So sánh thông số khoan của giếng 2207 (Y519) và giếng BH-53, BH-57.

Chòong khoan PDC Y519 (seri JV0301) được thả khoan 2 giếng khoan 2202 BK-22 và 2207 BK-22 với tổng số 1.967 m khoan trong thời gian 161 giờ. Tình trạng chòong kéo lên ở giếng 2202 BK-22 sau 1 hiệp khoan được đánh giá còn rất tốt (1-1-CT-N-X-IN-NO-TD) và có thể thả khoan tiếp. Tình trạng chòong kéo lên ở giếng 2207 BK-22 được đánh giá vẫn còn khá tốt (Hình 11 và 12).

5. Kết luận

Việc nghiên cứu lựa chọn và áp dụng chòong khoan mới phù hợp với điều kiện địa chất của mỏ giúp nâng cao hiệu suất thi công giếng khoan và giảm giá thành. Đặc biệt, sự lựa chọn và tối ưu hiệu suất hoạt động của chòong PDC Y519 phù hợp khi khoan qua tầng Oligocene có tính chất thạch học đặc biệt, như sét dẻo và khả năng trương nở khi gặp nước là sự lựa chọn hiệu quả.

Trong bối cảnh khó khăn về sản lượng, số mét khoan ở Vietsovpetro hàng năm khá lớn, gia tăng tốc độ khoan là biện pháp để gia tăng tốc độ thương mại, nhằm nâng cao các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật. Chòong khoan mới là một giải pháp không những áp dụng cho vùng Đông Bắc mỏ Bạch Hổ mà có thể đề xuất khoan mở rộng khu vực khác ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các vùng lân cận.



Hình 11. Tình trạng chòong kéo lên ở giếng khoan 2202 BK-22.



Hình 12. Tình trạng chòong kéo lên ở giếng khoan 2207 BK-22.

Tài liệu tham khảo

[1] Đặng Cửa và Nguyễn Thành Trường, "Liên doanh dầu khí "Vietsovpetro" sử dụng chèo khoan kim cương đa tinh thể (PDC) ở xí nghiệp liên doanh dầu khí "Vietsovpetro"", *Địa lý địa chất môi trường*, 1996.

[2] Vietsovpetro, *"Thiết kế giếng khoan, báo cáo kết thúc giếng khoan, báo cáo khoan hằng ngày của tất cả các giếng đã khoan ở khu vực Đông Bắc mỏ Bạch Hổ VSP"*.

[3] Schlumberger, *"Tài liệu giới thiệu liên quan đến chèo PDC HyperBlade"*.

SELECTION AND APPLICATION OF NEW BIT FOR OLIGOCENE SEQUENCE WITH HIGH DENSITY DRILLING FLUID FOR DEVELOPMENT WELLS, NORTHEAST AREA OF THE BACH HO FIELD

Dang Cua, Bui Le Trong Hoa, Ta Ngoc Anh, Ta Van Thinh, Nguyen Van Cuong

Vietsovpetro Joint Venture

Email: hoabt.rd@vietsov.com.vn

Summary

In the Northeast area of the Bach Ho Field, when drilling through the Oligocene sequence of the $\Phi 215.9$ mm drilling section of several wells in the area, polycrystalline diamond compact (PDC) drill bits typically achieve drilling speeds of 2 - 5 m/h, resulting in relatively low productivity and efficiency due to increased drilling time and cost.

The use of the new PDC Hyperblade Y519 bit for the $\Phi 215.9$ mm drilling section through the Oligocene formation, which is characterized mainly by plastic shale tending to swell upon contact with water, has optimized the drilling rate, reaching an average of 16 meters per hour for a total drilled depth of 1967 m across wells 2202 and 2207 BK-22.

The article introduces a study on the use of a new PDC bit to drill through the Oligocene layer with high-density drilling fluid in the northeastern area of the Bach Ho field. Based on this, the method can be applied to similar formations in the Bach Ho, Rong fields, and surrounding areas to enhance drilling efficiency and optimize well costs.

Key words: Drill bit, casing structure, geology, Oligocene, plastic shale, Northeast Bach Ho.

GIẢI PHÁP XỬ LÝ ÁP SUẤT GIỮA CÁC CỘT ỐNG CHỐNG TRONG GIẾNG KHAI THÁC MỎ NAM RỒNG - ĐỒI MỎI

Hoàng Quốc Khánh¹, Nguyễn Hữu Chính², Tạ Văn Thịnh²

¹Hội Dầu khí Vũng Tàu

²Liên doanh Vietsovpetro

Email: khanhhq.vt@gmail.com

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-08>

Tóm tắt

Áp suất giữa các cột ống chống là chỉ số quan trọng đánh giá trạng thái hoạt động của giếng khai thác. Nếu giá trị áp suất giữa các cột ống chống vượt ngưỡng quy định thì phải đóng giếng để xử lý áp suất này trước khi vận hành trở lại và nếu không kiểm soát được áp suất sẽ phải đóng giếng hoàn toàn. Nếu áp suất tăng chưa vượt giá trị quy định, có thể vận hành giếng với điều kiện cần theo dõi sát sao và liên tục.

Kinh nghiệm xử lý áp suất giữa các cột ống chống trên thế giới cho thấy, đây là công việc phức tạp khó khăn, chi phí cao trong khi hệ số thành công thấp. Bài báo giới thiệu kết quả và kinh nghiệm xử lý áp suất giữa các cột ống chống được Liên doanh Vietsovpetro thực hiện thành công ở mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi.

Từ khóa: Áp suất giữa các cột ống chống, giếng khai thác, mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi.

1. Giới thiệu

Áp suất giữa các cột ống chống là áp suất xuất hiện trong không gian vành xuyên giữa các cột ống chống đã trám xi măng ở các giai đoạn khác nhau từ khi khoan giếng và nhận biết được bằng đồng hồ áp suất trên đầu giếng hoặc bằng cách xả chất lưu từ không gian vành xuyên. Nguyên nhân chủ yếu làm xuất hiện áp suất giữa các cột ống chống: (1) Do khí, chất lưu từ các vỉa có áp lực dưới sâu theo kênh dẫn trong vành đá xi măng kém chất lượng bao quanh ống chống di chuyển lên bề mặt; (2) Do hệ thống thiết bị miệng giếng, ren ống chống khai thác không kín gây rò rỉ, xâm nhập chất lưu từ trong lòng giếng lan tỏa ra các vành xuyên khác. Bài báo này không đề cập đến nguyên nhân thứ 2 do việc xác định nguyên nhân và xử lý loại bỏ dạng áp suất này cơ bản thuận lợi vì đây là các công việc sửa chữa thay thế trang thiết bị trên bề mặt của giàn khai thác.

Theo quy chế vận hành giếng của Vietsovpetro, trung bình 2 giờ/lần, kỹ sư khai thác ghi chép số liệu diễn biến áp suất giữa các cột ống chống cùng nhiều chỉ số khác.

Số liệu tổng kết ở Vietsovpetro cho thấy trung bình có khoảng 35 - 40% tổng số giếng ở Vietsovpetro có ghi nhận áp suất giữa các cột ống chống ở các mức độ khác nhau.

Đối với công tác thu dọn mỏ dầu khí, Điều 18 Khoản 1 Nghị định số 10/VBHN-BCT ngày 23/1/2014 quy định: "... không để xảy ra tình trạng lưu thông các chất lưu giữa các thành hệ với nhau hoặc với bề mặt đáy biển...". Đây là điều kiện tiên quyết trước khi cắt hủy bỏ giếng khai thác dầu khí.

Bài báo này giới thiệu kết quả và kinh nghiệm xử lý áp suất giữa các cột ống chống đã được Vietsovpetro thực hiện thành công tại giếng 20X nằm trong cấu tạo Nam Rồng - Đồi Mồi, thuộc quỹ giếng điều hành chung giữa Vietsovpetro và Công ty Dầu khí Việt - Nga - Nhật (VRJ).

2. Giải pháp xử lý áp suất giữa các cột ống chống trong giếng 20X, mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi

Giếng 20X đã được bắn đục lỗ thử vỉa bằng đạn Baracuda-114 với mật độ 16 lỗ/m trong ống chống $\phi 245$ mm ở chiều sâu 3.595 - 3.678 m. Để đưa vào quỹ giếng khai thác, phù hợp với các quy định an toàn về quy trình khai mỏ, nhà điều hành quyết định thực hiện sửa chữa lớn bằng việc thả ống chống $\phi 194$ mm kết nối vào đầu ống lừng $\phi 178$ mm đã thả trước đó nhằm che phủ khoảng đã

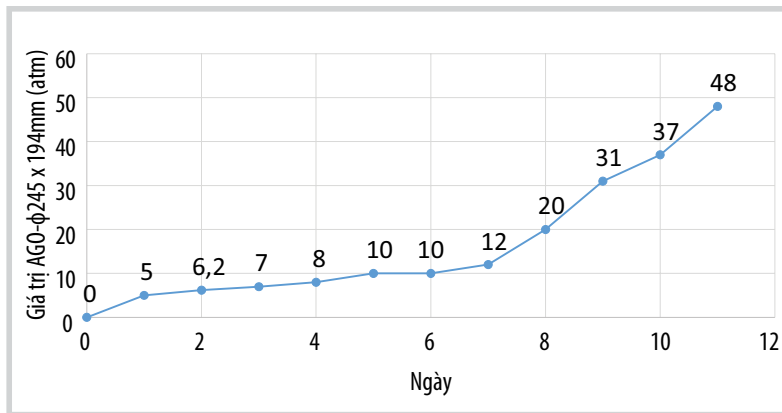


Ngày nhận bài: 1/11/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 1 - 14/11/2023

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.

bắn đạn. Kết quả trám xi măng không thuận lợi, áp suất giữa các cột ống chống $\phi 245$ mm và $\phi 194$ mm xuất hiện trên bề mặt, đạt giá trị 40 - 50 atm ngay sau khi kết thúc thời gian chờ xi măng đông (Hình 1).

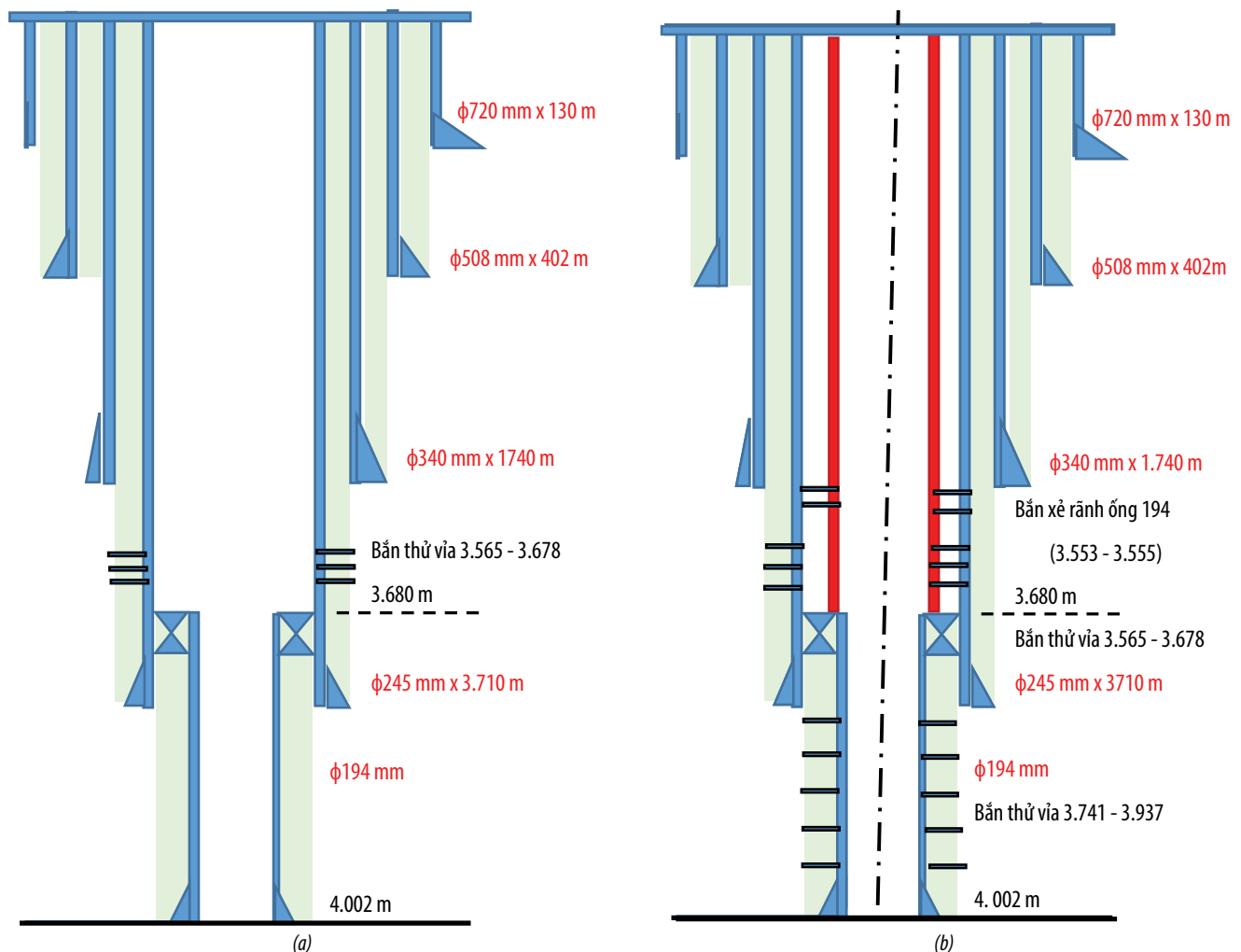
Xác định nguồn gốc áp suất P6x9 từ các lỗ bắn đạn trong khoảng ống chống $\phi 245$ mm (tầng Oligocene áp suất dị thường cao $\approx 1,8$) và theo kênh dẫn trong vành xuyên giữa ống chống $\phi 245$ x $\phi 194$ mm



Hình 1. Diễn biến áp suất giữa các cột ống chống $\phi 245$ mm và $\phi 194$ mm.

do chất lượng trám không tốt thông lên bề mặt, nhà điều hành đã thực hiện hàng loạt các lần trám ép áp suất cao, sau đó khoan phá cốc xi măng và trám ép lại ở đoạn nối ống chống $\phi 178$ mm và $\phi 194$ mm nhưng đều không kết quả. Áp suất P6x9 vẫn duy trì ở mức 60 atm trong và sau khi trám xi măng sửa chữa đoạn nối ống lửng $\phi 178$ mm và ống chống $\phi 194$ mm. Công tác trám xi măng sửa chữa không mang lại hiệu quả nên buộc phải tạm dừng để tìm kiếm giải pháp hiệu quả hơn (Hình 2).

Sau thời gian tạm dừng, theo kế hoạch được 2 phía Vietsovpetro và VRJ cùng phê duyệt, giếng 20X được tiếp tục đưa vào sửa chữa nhằm triệt tiêu áp suất P6x9. Để giảm thiểu áp suất giữa các cột ống chống trước khi đưa giếng vào khai thác, Vietsovpetro xem xét 2 lựa chọn sau:



Hình 2. Cấu trúc giếng 20X (a) trước khi đưa vào bảo quản, (b) sau khi chống nối ống $\phi 194$ mm lên tới miệng.

Phương án 1: Bắn loại đạn chuyên dụng xẻ rãnh (split short) trên ống chống $\phi 194$ mm nhưng không làm hư hại ống chống $\phi 245$ mm bên ngoài, ở vị trí trên đoạn kết nối 2 loại ống chống $\phi 178 \times \phi 194$ mm, trám ép xi măng khoảng bắn, sau đó dán ống thép định hình che phủ khoảng bắn có cộng thêm 20 m phía trên và dưới khoảng bắn nhằm cách ly tin tường và loại trừ sai số chiều sâu bắn. Phương án 1 có xem xét trường hợp bắn thủng cả 2 lớp ống chống, trám ép xi măng và sau đó dán ống thép định hình để bịt kín khoảng bắn. Tuy nhiên, rủi ro khi bắn ở tầng áp suất dị thường cao có nguy cơ ống thép dán bị bóp méo do chênh áp trong và ngoài giếng vượt quá khả năng chịu chênh áp bóp méo của ống khi khai thác gaslift, nên các chuyên gia quyết định chỉ bắn thủng 1 lớp ống chống $\phi 194$ mm ở bên trong.

Phương án 2: Bắn đạn xuyên qua cả 2 lớp ống chống $\phi 194 \times \phi 245$ mm và đâm sâu vào đất đá quanh giếng, trám ép xi măng, sau đó chống ống $\phi 194$ mm che phủ suốt chiều dài từ đầu ống lửng $\phi 178$ mm lên tới miệng. Phương án 2 mặc dù đảm bảo an toàn cao về cách ly nhưng làm giảm đường kính ống chống khai thác đáng kể, ảnh hưởng đến kích thước hệ thống tubing, thiết bị lòng giếng đi kèm khi khai thác nên các chuyên gia quyết định chọn thực hiện theo phương án 1.

Vị trí bắn đục lỗ ống chống $\phi 194$ mm để trám xi măng sửa chữa được xác định dựa trên các số liệu đo liên kết xi măng (cement bond log - CBL) để phân giải liên kết xi măng ngoài ống chống. Bắn đục lỗ xe rãnh ống chống được thực hiện bằng đạn kiểu MKAV trong khoảng chiều sâu 3.544 - 3.546 m. Sau khi bắn đục lỗ, thực hiện giảm áp lực thủy tĩnh cột chất lỏng trong giếng, sau đó bơm rửa tuần hoàn trong giếng cho thấy có sự liên hệ thủy động lực học từ vỉa đi vào giếng và đi lên bề mặt, xác nhận nguồn gốc áp suất giữa các cột ống chống là từ vỉa phía dưới.

Trước khi trám xi măng sửa chữa, tiến hành bơm ép để kiểm tra độ tiếp nhận chất lỏng qua các lỗ bắn đạn (injection test). Kết quả thử độ tiếp nhận cho thấy, mặc dù có mối liên hệ thủy động lực học qua chỉ số áp suất, nhưng thực tế

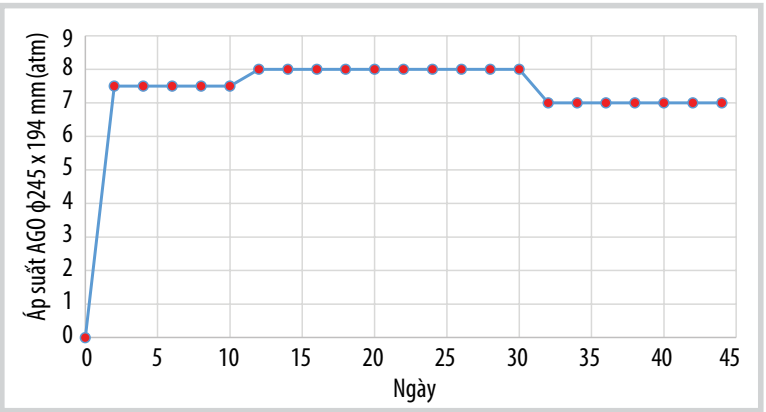
hầu như không ghi nhận sự giảm áp rõ ràng khi bơm ép vào khe nứt và phát triển theo kênh dẫn lên bề mặt. Các kết quả bơm ép thử độ tiếp nhận qua lỗ bắn thể hiện trong Bảng 1.

Nhà điều hành bơm ép xi măng dưới áp suất vào khoảng đục lỗ theo công nghệ trám ép duy trì áp suất (hesitation squeeze) và vẫn duy trì áp suất đến 140 atm trong thời gian chờ xi măng đông. Đây là giá trị áp suất lớn nhất có thể đạt được nhằm bảo đảm tính toàn vẹn của ống chống dưới áp lực cao trong thời gian dài. Theo dõi diễn biến áp suất bơm ép cho thấy, gần như không ghi nhận sự suy giảm, hao hụt áp suất cũng như hao hụt chất lỏng ép (dung dịch xi măng) vào khoảng bắn đục lỗ. Sau khi khoan phá cốc xi măng lần 1, đã ghi nhận sự rò rỉ khí ngược trở lại vào giếng khoan từ khoảng bắn đạn khi bơm rửa, điều này gián tiếp xác nhận cột ống chống khai thác bị hở ở đoạn cần triệt tiêu áp suất. Do vậy, nhà điều hành tiếp tục trám sửa chữa lặp lại các thao tác trên và kết quả cho thấy công tác xử lý áp suất giữa các cột ống chống đã tương đối thành công sau 2 lần trám ép xi măng để triệt hủy áp suất giữa các cột ống chống $\phi 245$ mm và $\phi 194$ mm (Hình 3).

Sau lần trám ép thứ 2, giá trị áp suất trên miệng giếng đã suy giảm đáng kể nên nhà điều hành phục hồi độ kín cột ống chống khai thác ở đoạn bắn đục lỗ - trám ép xi măng bằng việc áp dụng công nghệ dán ống thép của Enventure (Mỹ) với các đặc tính kỹ thuật được trình bày trong Bảng 2. Với khoảng cách hơn 3.500 m từ vị trí trám ép xi măng cách ly đến miệng giếng kết hợp áp suất rò rỉ thấp sẽ cần thời gian di chuyển khá lâu của khí, lưu chất vỉa nên việc theo dõi diễn biến áp suất rò rỉ trên miệng đòi hỏi thời gian dài hơn đáng kể so với khi áp suất lưu chất rò rỉ theo kênh dẫn đủ lớn.

Bảng 1. Kết quả bơm ép thử độ tiếp nhận chất lỏng vào kênh dẫn

Thời gian ép (phút)	Áp suất bơm ép (atm)	Lưu lượng bơm (l/s)	Độ tiếp nhận
0	80	4	Không nhận thấy
60	100	0,8	-/-
120	120	1,06	-/-
180	140	1,33	-/-



Hình 3. Diễn biến áp suất AGO giữa các ống chống $\phi 245 \times \phi 194$ mm sau 2 lần trám xi măng.

Bảng 2. Đặc tính kỹ thuật của ống thép giãn nở của Enventure (Mỹ)

Các thông số	Giá trị
Đường kính trong của cột ống chống (mm)	171,83
Đường kính trong của đoạn ống thép sau khi giãn nở (mm)	154
Đường kính trong ống chống sau khi lắp ống thép giãn nở	152,6
Áp suất bơm ép thử ống chống sau khi giãn ống thép (atm)	43
Áp suất chênh áp bên ngoài cực đại (atm)	20
Đường kính ngoài của ống thép sau khi giãn nở (mm)	168,73
Chiều dài đoạn ống thép (m)	30,3
Môi trường giếng khoan	Dầu, khí và dung dịch khoan
Nhiệt độ đáy giếng (°C)	163

Công nghệ dán ống thép của Enventure là giải pháp kỹ thuật về cơ bản để khôi phục lại độ kín ống chống ở đoạn đã bị thủng hay hư hại do các nguyên nhân khác nhau. Bản chất công nghệ là sử dụng đoạn ống thép với bề dày nhất định được nối với nhau bằng ren khi thả vào giếng và được nong rộng ra để dán chặt vào thành ống chống ở đoạn cần khôi phục độ kín.

Sự khác biệt mang tính nguyên tắc của công nghệ dán ống thép này so với công nghệ dán ống thép định hình của Exbure - Krasnodar hay Tatnipinheft - Tatarxtan (Liên bang Nga và đã được áp dụng nhiều lần ở Vietsovpetro) là biên dạng cắt ngang của ống thép giãn nở này không phải là loại ống thép định hình dạng múi khế (của Exbure) hay dạng số 8 (của Tatnhipinheft) mà là loại ống trơn, phẳng, kết nối với nhau bằng ren khi thả vào giếng [1, 2]. Quá trình dán ống thép được thực hiện bằng phương pháp giãn nở thủy lực do áp suất bơm ép kết hợp “cán” cơ học để ống thép có bề dày đến 7,5 mm bị nong ra và ép chặt vào thành ống chống trước. Kết nối các đoạn ống thép khi thả vào giếng cũng không giống công nghệ dán ống thép định hình với việc hàn các đoạn ống với nhau (công nghệ nối ống của Tatnhipinheft) mà được thực hiện thông qua các đầu nối ren như khi thả ống chống thông thường và chúng cũng được giãn nở ra cùng với đoạn ống thép. Hai đầu đoạn ống thép giãn nở này được làm kín thông qua các vành cao su chuyên dụng được bao phủ sẵn bên ngoài ở 2 đầu của đoạn ống thép.

Công nghệ trám sửa chữa để triệt tiêu áp suất giữa các cột ống chống phụ thuộc rất lớn vào việc lựa chọn chính xác khoảng bắn đạn nhằm tạo ra được mối liên hệ thủy động lực học để bơm ép dung dịch xi măng bít nhét kênh dẫn lưu chất. Phương pháp đo siêu âm kiểm tra chất lượng liên kết xi măng thường được sử dụng cho mục đích này. Tuy nhiên, kết quả minh giải tài liệu đo chất lượng liên kết xi măng (Cement Bond Log) lại không cung cấp được số liệu độ rỗng của vành đá xi măng, sự hiện diện và kích thước của các kênh dẫn chất lưu mà chỉ cho phép phân tích mức độ liên kết đá xi măng với bề mặt ngoài của ống chống khi nghiên cứu tài liệu đo.

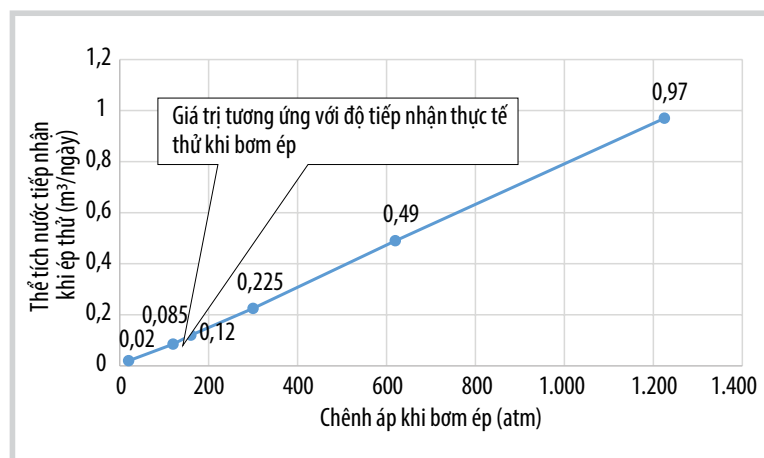
Nếu có sự lưu thông của chất lưu vừa qua kênh dẫn ở vành xuyên trong lòng khối đá xi măng hoặc kênh dẫn ở trên bề mặt tiếp giáp “xi măng - đất đá”, đồng thời nếu độ thấm hiệu quả trong đất đá lớn

hơn so với kênh dẫn “xi măng - ống chống” thì nguy cơ rất cao của việc trám ép không hiệu quả là do chọn khoảng bắn đạn không phù hợp. Do vậy, chỉ sử dụng các thông tin từ phương pháp đo siêu âm để lựa chọn khoảng bắn đục lỗ phù hợp đôi khi là chưa đủ.

Bắn đục lỗ ống chống để trám sửa chữa là giải pháp quan trọng để loại bỏ áp suất giữa các cột ống chống. Vị trí khoảng bắn đạn thường được lựa chọn ở chiều sâu có 1 hoặc 2 lớp ống chống. Mục đích chính là phải tạo ra được sự thông thương (liên hệ) thủy động lực đủ lớn giữa lỗ bắn đạn và kênh dẫn chất lưu nhằm đảm bảo công tác trám sửa chữa đạt chất lượng cao nhất có thể.

Giải pháp tăng số lỗ bắn để tăng khả năng lưu thông kênh dẫn nhằm đem lại kết quả trám sửa chữa tốt hơn dường như không chắc chắn, đặc biệt nếu các ống chống nằm lệch tâm nhau trong giếng. Khi các ống chống nằm lệch tâm, việc trám xi măng sửa chữa gần như không thể khiến xi măng di chuyển đều vào các khe hở kênh dẫn của không gian vành xuyên (hiện tượng chuyển động dạng lưới của xi măng do cấu trúc khe hở không bảo đảm cho dung dịch xâm nhập); không thể đảm bảo việc bơm ép xi măng vào kênh dẫn do hiện tượng thẩm lọc chất lỏng dẫn (nước tự do trong dung dịch xi măng) bị thoát ra nhưng xi măng không thể xâm nhập sâu vào kênh dẫn. Ngoài ra, khe hở vành xuyên rất hẹp giữa ống chống $\phi 245$ mm bên ngoài và ống chống $\phi 194$ mm bên trong cũng làm hạn chế khả năng thành công của chiến dịch trám sửa chữa nhằm loại bỏ áp suất giữa các cột ống chống ở giếng này.

Việc thiếu các số liệu tin cậy về đặc tính lỗ rỗng và độ thấm trong không gian vành xuyên qua kênh dẫn cũng ảnh hưởng lớn đến việc lựa chọn phương pháp thử độ tiếp nhận vừa qua lỗ bắn đạn, mà trước hết không cho phép thực hiện lựa chọn đúng vật liệu trám, các thông số của dung dịch trám ép và công nghệ cần thiết để thực hiện. Hình 4 biểu diễn mối liên hệ giữa độ tiếp nhận dung dịch ép thực tế ở khoảng cách lý tưởng được lập trên cơ sở đo cường độ xâm nhập của chất lỏng bơm ép vào kênh dẫn (thể tích



Hình 4. Mối liên hệ giữa độ tiếp nhận chất lỏng bơm ép và áp suất bơm ép.

quay trở lại bể chứa) khi bơm ép trong khoảng chiều sâu bắn đạn 3.544 - 3.546 m.

Phù hợp với số liệu tính toán, độ thấm của kênh dẫn chất lưu ở khoảng trám sửa chữa vành xuyên giữa các ống chống $\phi 245$ mm và $\phi 194$ mm là 72 mD. Nguyên nhân hình thành kênh dẫn chất lưu trong vành đá xi măng ở vành xuyên là do sự thẩm lọc khí qua các kênh dẫn và đi lên bề mặt, tức là độ thấm theo tính toán ở khoảng cần cách ly về bản chất là đặc trưng độ thấm của đá xi măng ở không gian vành xuyên giữa các cột ống chống $\phi 245$ mm/ $\phi 194$ mm.

Điều này có thể giải thích là do độ thấm không đủ lớn, ngay cả khi thử nghiệm bơm ép thử độ tiếp nhận bằng nước biển gần như không nhận thấy sự lưu thông qua kênh dẫn. Các kết quả tính toán cho thấy độ thấm thực tế ở khoảng trám sửa chữa khi ép bằng nước biển là $0,088 \text{ m}^3/\text{ngày}$, do vậy thể tích hỗn hợp trám tiếp nhận bơm vào kênh dẫn khi trám sửa chữa là không đáng kể (thực chất là không thể xác định được), nhưng vẫn đủ để đảm bảo vai trò cách ly các kênh dẫn khí và chất lưu từ đáy giếng lên bề mặt ở không gian vành xuyên giữa các ống chống.

Khôi phục độ kín của cột ống chống khai thác đã bị đục thủng được thực hiện bằng cách dán ép ống thép bao phủ toàn bộ đoạn ống đã bị bắn đục lỗ lần đầu tiên thực hiện ở Vietsovpetro ứng dụng công nghệ của Enventure. Khi lập kế hoạch ứng dụng công nghệ này, điều đặc biệt quan tâm là phải đảm bảo độ kín đạt yêu cầu ở các khoảng tiếp giáp đầu và cuối của ống thép giãn nở bởi vì khi làm việc và thử nghiệm đều xuất hiện chênh áp cao ở các khoảng này.

Kết quả bơm ép thử độ kín bên trong ống chống sau khi dán ống thép (áp suất thử kín đạt tới 250 atm kết hợp tạo chênh áp giữa bên trong và bên ngoài ống chống bằng cách hạ mực chất lỏng trong giếng thấp hơn áp suất vỉa 135 atm) đã khẳng định độ kín cách ly đảm bảo ở khoảng bắn đạn đục lỗ. Sau đó, việc thả bộ cần khoan đi qua đoạn dán ống thép để khoan phá cốt xi măng ở phía dưới mà không gặp bất cứ trở ngại đã chứng tỏ các thông số hình học của đoạn ống thép dán của Enventure đảm bảo yêu cầu kỹ thuật đề ra.

3. Kết luận

Giải pháp triệt tiêu áp suất giữa các cột ống chống bằng áp dụng tổ hợp các giải pháp công nghệ gồm bắn thủng ống kiểu xẻ rãnh kết hợp bơm ép xi măng vào khoảng bắn, sau đó dán ống thép che phủ khoảng bắn đã chứng minh hiệu quả cao khi xử lý áp suất ở giếng 20X.

Thời gian chuẩn bị ngắn do phải giải quyết tình huống phát sinh khi xuất hiện áp suất giữa các cột ống chống giá trị lớn, thiếu loại dụng cụ trám ép xi măng (cement retainer) chuyên dùng cho đường kính ống chống khai thác $\phi 194$ mm vốn không phổ biến trên thị trường để trám ép dưới áp suất, khe hở rất hẹp giữa ống chống $\phi 245$ mm và $\phi 194$ mm. Chất lỏng bơm ép thử độ tiếp nhận là dung dịch khoan tỷ trọng cao hiện có trong giếng, thiếu loại xi măng siêu mịn hoặc hỗn hợp trám chuyên dụng để trám sửa chữa nhằm tăng khả năng xâm nhập vào khe nứt nên chưa đem lại hiệu quả trám xi măng sửa chữa tốt nhất.

Các yếu tố đặc trưng để lựa chọn khoảng bắn đạn đục lỗ phù hợp có vai trò rất quan trọng nhằm đem lại kết quả trám sửa chữa chất lượng cao. Việc ứng dụng các công nghệ mới nhằm làm sáng tỏ các bản chất của kênh dẫn lưu chất ở không gian vành xuyên sẽ giúp hoàn thiện hơn nữa công nghệ trám xi măng sửa chữa.

Tài liệu tham khảo

[1] Vũ Thiện Lương, Nguyễn Văn Tuyển, Hà Ngọc Khuê, Lê Văn Dũng, Lê Quang Nhạc, Hoàng Quốc Khánh và Phạm Sỹ Hoàn, "Ứng dụng kỹ thuật dán ống thép định hình để gia cố tạm thời thân giếng trong khi khoan ở mỏ Bạch Hổ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 19 - 22, 2002.

[2] Hoàng Quốc Khánh, Nguyễn Văn Tuyển, Cao Mỹ Lợi, Lê Văn Dũng, và Cao Ngọc Lâm, "Ứng dụng kỹ thuật dán ống thép một hoặc 2 lớp trong công tác sửa chữa lớn giếng khoan khai thác ở Vietsovpetro", Hội nghị khoa học công nghệ "30 năm dầu khí Việt Nam cơ hội mới, thách thức mới", Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật, Quyển 2, trang 304 - 313, 2005.

[3] Nguyễn Hữu Chinh và Triệu Hùng Trường, "Nghiên cứu, khảo sát vành xuyên giếng khoan và áp suất giữa các

cột ống chống", *Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất*, Số 54, trang 11 - 15, 2016.

SOLUTIONS FOR TREATMENT OF ANNULAR CASING PRESSURE IN PRODUCTION WELL AT NAM RONG - DOI MOI FIELD

Hoang Quoc Khanh¹, Nguyen Huu Chinh², Ta Van Thinh²

¹Vungtau Petroleum Association

²Vietsovpetro Joint Venture

Email: khanhhq.vt@gmail.com

Summary

Annular casing pressure (ACP) is one of the critical indicators for assessing the operational status of a production well. If the ACP value exceeds the specified threshold, the well must be closed to handle this problem before resuming operations. If it cannot be controlled, the well will be completely shut down to ensure safety for personnel and platform operations. However, if the pressure increases but remains below the specified threshold and within the allowable range by regulations, the well operation is accepted under continuous and vigilant monitoring.

ACP treatment is a complex and challenging task, often involving high costs, while success rate is relatively low. This article introduces the results and lessons learned from successful ACP treatment implemented by Vietsovpetro at Nam Rong - Doi Moi field.

Key words: Annular casing pressure (ACP), production well, Nam Rong - Doi Moi field.

NGHIÊN CỨU ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ XỬ LÝ DẦU PARAFFIN BẰNG BƠM VÀO ĐƯỜNG KHÍ GASLIFT

**Lê Đăng Tâm, Bùi Trọng Hân, Phạm Thành Vinh, A.G.Akhmadeev, Nguyễn Hữu Nhân
Lê Thị Đoàn Trang, Châu Nhật Bằng, Đoàn Tiến Lữ, Trần Thị Thanh Huyền**

Liên doanh Vietsovpetro

Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-09>

Tóm tắt

Dầu khai thác tại mỏ thuộc Liên doanh Vietsovpetro có hàm lượng paraffin cao, nhiệt độ đông đặc cao dẫn đến phức tạp trong quá trình vận hành hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí lỏng đọng paraffin giảm công suất đường ống, tăng áp suất vận chuyển, tắc hệ thống vận chuyển sản phẩm khai thác... Trong bối cảnh sản lượng khai thác có xu hướng giảm, độ ngập nước cao, nhiệt độ chất lưu giảm dần... ảnh hưởng đến hoạt động khai thác dầu khí, tiềm ẩn rủi ro trong quá trình vận hành hệ thống khai thác.

Bài báo phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến quá trình xử lý chất lưu, trên cơ sở đó đề xuất giải pháp công nghệ xử lý dầu có hàm lượng paraffin cao bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (Pour point depressant - PPD) theo đường khí gaslift cho hệ thống vận chuyển dầu trên các công trình biển của Vietsovpetro để đảm bảo khả năng thu gom sản phẩm khai thác an toàn và hiệu quả.

Từ khóa: Dầu có hàm lượng paraffin cao, nhiệt độ đông đặc, đường ống, gaslift, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Vietsovpetro đang khai thác dầu tại các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng và Thỏ Trắng và các mỏ kết nối Nam Rồng - Đổi Mới, Cá Tầm. Dầu khai thác ở tất cả các khu vực này có hàm lượng paraffin dao động ở mức 19 - 26% theo khối lượng. Nhiệt độ đông đặc của dầu dao động trong khoảng 25 - 38°C, nhiệt độ tạo tinh thể paraffin của dầu trong khoảng 55 - 65°C.

Nhiệt độ sản phẩm khai thác trên các công trình biển tương đối thấp, khoảng 30 - 55°C, thấp hơn nhiệt độ tạo tinh thể paraffin, vì vậy trong quá trình vận chuyển thu gom sản phẩm khai thác luôn có rủi ro lắng đọng paraffin, gia tăng tổn hao áp suất vận chuyển dầu và trong nhiều trường hợp có thể gây tắc nghẽn đường ống, ngừng vận hành khai thác mỏ dẫn tới thiệt hại lớn.

Đặc thù phát triển các mỏ tại Vietsovpetro có thời gian dài, trải qua các điều kiện lịch sử kỹ thuật khác nhau, trong điều kiện sản lượng suy giảm cần có những giải pháp kỹ

thuật tối ưu giảm chi phí để đảm bảo khả năng xử lý dầu vận hành an toàn hệ thống thu gom dầu khí.

2. Nghiên cứu công nghệ xử lý dầu bằng cách bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào đường khí gaslift

2.1. Nghiên cứu xử lý dầu nhiều paraffin

Để khai thác và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi, phải đảm bảo dầu thô luôn ở trạng thái lỏng, hoặc giảm độ nhớt của dầu đến mức có thể. Theo đó, có thể áp dụng các giải pháp gia nhiệt để đảm bảo nhiệt độ dầu luôn cao hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin, hoặc xử lý dầu bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc.

Phương án gia nhiệt nhằm duy trì nhiệt độ dầu luôn cao hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin khó thực hiện trong các điều kiện khác nhau. Để đảm bảo khả năng vận chuyển sản phẩm khai thác PPD được dùng phổ biến trong ngành công nghiệp khai thác dầu khí để xử lý dầu. Theo đó, PPD được bơm vào dòng hỗn hợp sản phẩm khai thác trên các công trình biển, dưới tác động của các hợp chất có trong PPD, nhiệt độ đông đặc, độ nhớt ứng suất trượt động giảm, tạo điều kiện tối ưu cho vận chuyển dầu trong đường ống.



Ngày nhận bài: 8/11/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 8/11 - 15/12/2023.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.

Các kết quả nghiên cứu đã thực hiện cho thấy, hiệu quả xử lý dầu nhiều paraffin bằng PPD phụ thuộc nhiều vào nhiệt độ của dầu tại thời điểm bơm hóa phẩm.

Mẫu dầu thô mỏ Rồng có nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin khoảng 58°C (Hình 1). Mẫu dầu thô được gia nhiệt xử lý tại các khoảng nhiệt độ cao và thấp hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin. Bảng 1 trình bày một số kết quả nghiên cứu ở phòng thí nghiệm về tác dụng của chất đến nhiệt độ đông đặc của dầu thô xử lý tại các nhiệt độ khác nhau.

Hiệu quả xử lý dầu phụ thuộc rất nhiều vào nhiệt độ xử lý và hàm lượng nước trong mẫu. Hóa phẩm hạ điểm đông đặc thể hiện hiệu quả cao nhất khi được bơm vào dầu ở điều kiện nhiệt độ cao hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin, tại đó phần lớn paraffin đã nằm

ở trạng thái hòa tan. Nếu xử lý dầu ở nhiệt độ thấp hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin, trong dầu thô đã có các kết tinh mầm tinh thể paraffin làm giảm hiệu quả xử lý.

Để xử lý lắng đọng paraffin và giảm nhiệt độ đông đặc của dầu hiệu quả nhất thì cần phải xử lý dầu tại điều kiện nhiệt độ cao tối ưu là cao hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin nhằm nâng cao hiệu quả ức chế paraffin và tăng hiệu quả giảm nhiệt độ đông đặc dầu thô trong quá trình thu gom vận chuyển dầu khí. Trong khi đó, do sản lượng của giếng thấp và lưu lượng khí gaslift cao nên nhiệt độ chất lưu tại miệng giếng rất thấp, hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc không phát huy tối đa hiệu quả khi được bơm tại điều kiện nhiệt độ miệng giếng.

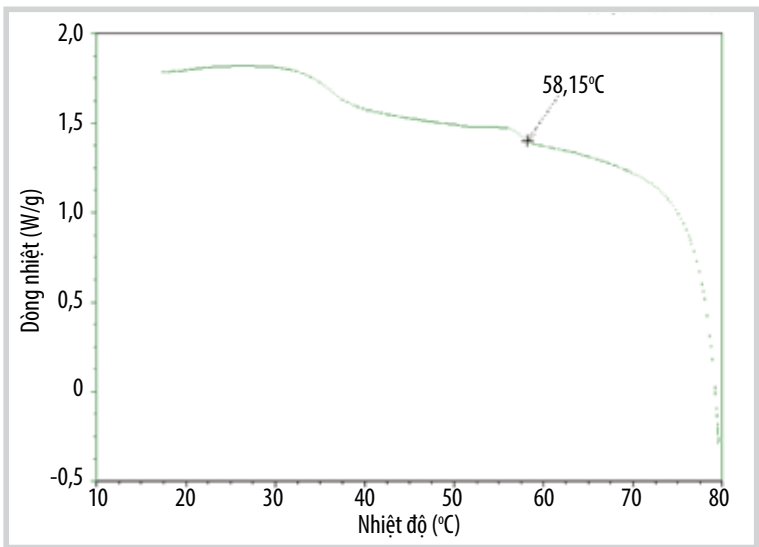
2.2. Công nghệ xử lý dầu bằng cách bơm hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc vào đường khí gaslift

Nhiệt độ dầu khai thác tại miệng giếng các mỏ của Vietsovpetro thường thấp, dao động trong khoảng 25 - 40°C. Để đảm bảo hiệu quả xử lý dầu cho hệ thống đường ống vận chuyển dầu và khí, hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc cần được bơm xuống lòng giếng, tại nơi có nhiệt độ cao.

Hầu hết các giếng khai thác tại mỏ Bạch Hổ đều không được trang bị ống xung lượng để bơm hóa phẩm xử lý dầu vào lòng giếng. Do đó, việc xử lý dầu nhiều paraffin cho các đối tượng này gặp nhiều khó khăn, đặc biệt trong giai đoạn sản lượng giảm, hàm lượng nước tăng cao và nhiệt độ chất lưu giảm xuống.

Vietsovpetro đã nghiên cứu và thử nghiệm công nghiệp công nghệ bơm chất giảm nhiệt độ đông đặc theo đường khí gaslift nhằm nâng cao hiệu quả xử lý dầu thô. Hóa phẩm giảm nhiệt độ được phun vào dòng khí gaslift dưới áp suất cao, sau đó theo dòng khí gaslift đi vào giếng khai thác, hòa trộn với sản phẩm khai thác ở nhiệt độ cao để tăng hiệu quả xử lý đồng thời giảm lượng paraffin đóng cặn trong ống khai thác.

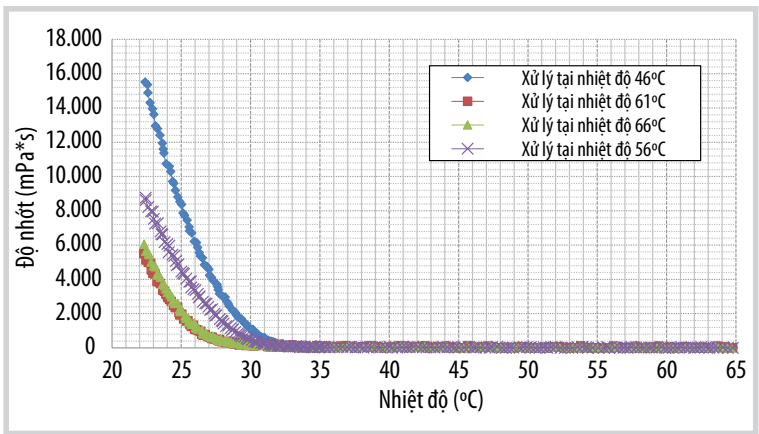
Để đưa được hóa phẩm sâu xuống giếng chỉ có cách bơm hóa phẩm vào khoảng không vành xuyên của giếng đường gaslift hoặc



Hình 1. Nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin của mẫu dầu mỏ Rồng, được xác định bằng thiết bị DSC Q1000.

Bảng 1. Ảnh hưởng của nhiệt độ xử lý dầu đến hiệu quả giảm nhiệt độ đông đặc của dầu mỏ Rồng

Định lượng hóa phẩm (ml/m ³)	Nhiệt độ đông đặc ở các nhiệt độ xử lý (°C)			
	66	61	56	46
1000	29	29	32	33



Hình 2. Độ nhớt dầu mỏ Rồng được xử lý tại các nhiệt độ khác nhau.

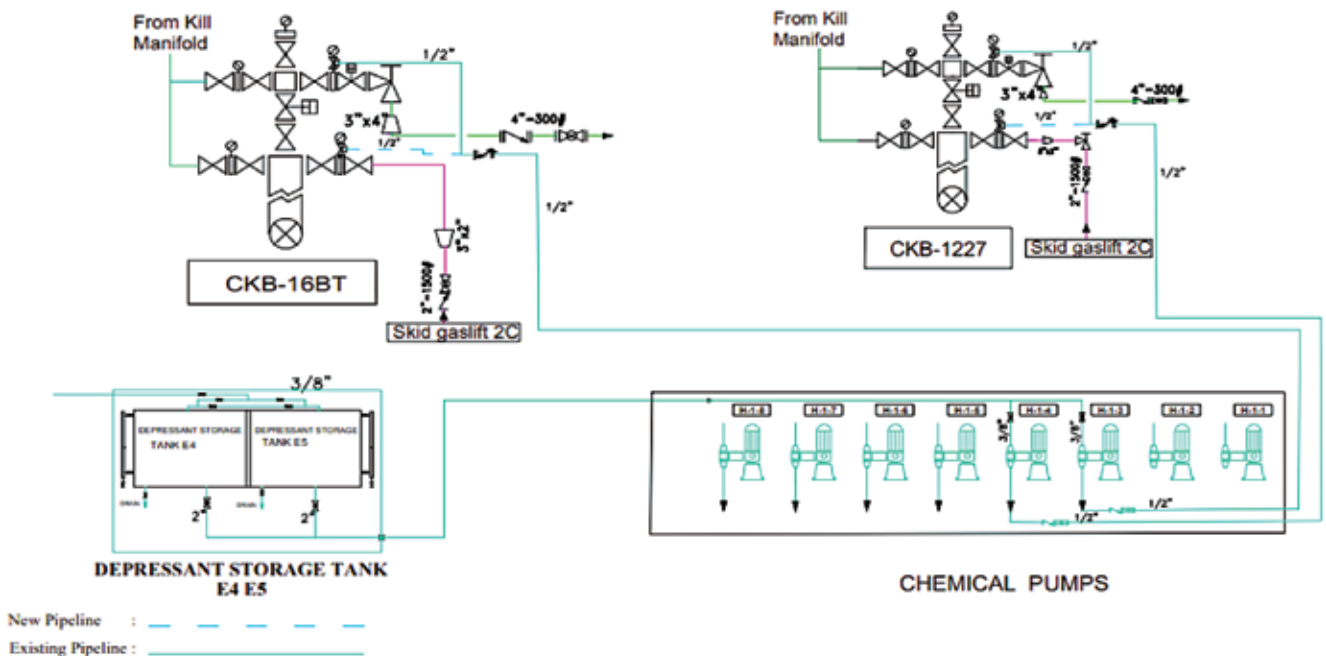


Hình 3. Vị trí lắp đường bơm hóa phẩm vào đường khí gaslift.

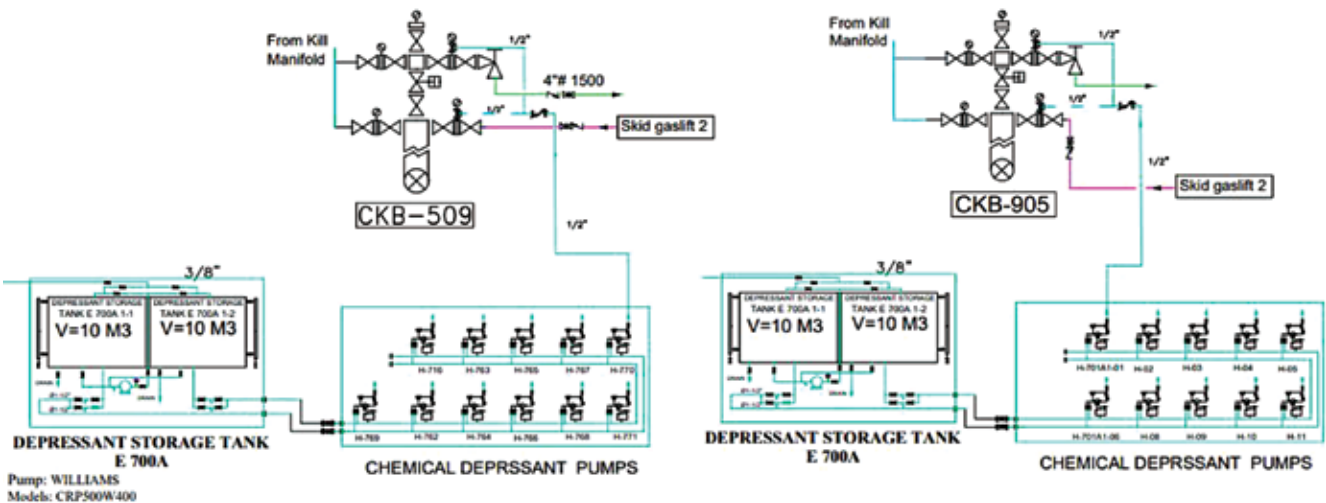
đường đập giếng ngoài cần. Trong 2 điểm bơm này thì điểm bơm vào đường gaslift là tốt nhất. Đường ống dẫn hóa phẩm sẽ đấu nối vào chân đồng hồ lắp trên đường gaslift gần cây thông đầu giếng (Hình 3).

Khi đó, hóa phẩm từ bể chứa được bơm vào đường khí gaslift, khí gaslift sẽ khuếch tán và đưa hóa phẩm sâu xuống giếng. Hóa phẩm theo khí gaslift đi qua van DKO vào dòng dầu. Tại vị trí này, nhiệt độ dòng dầu rất cao, hóa phẩm sẽ phát huy hiệu quả cao nhất.

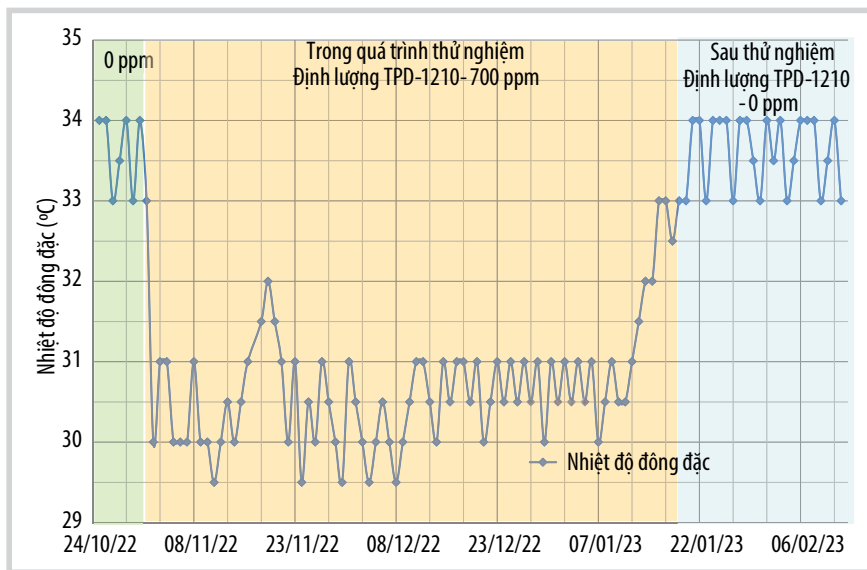
Công nghệ xử lý dầu theo đường gaslift được tiến hành thử nghiệm trên các công trình của mỏ Rồng và Bạch Hổ. Sơ đồ nguyên lý kết nối của công nghệ này được trình bày tại Hình 4 và 5.



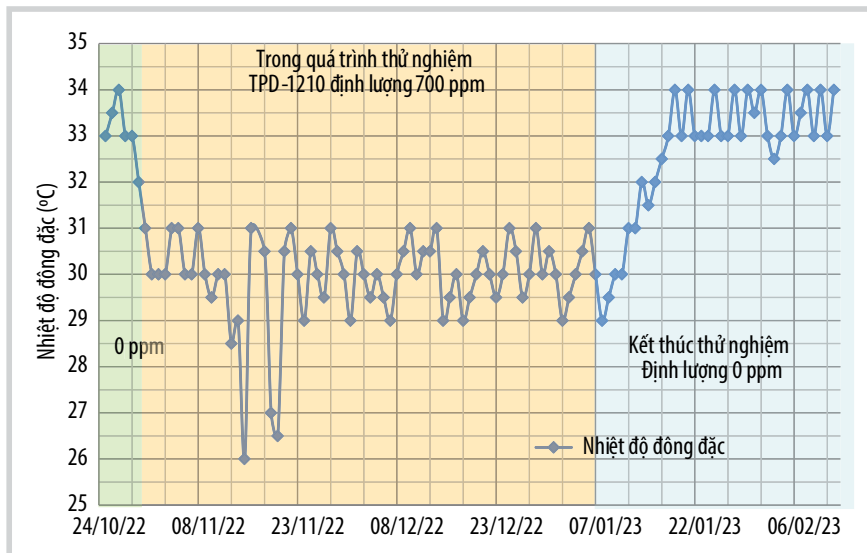
Hình 4. Sơ đồ nguyên lý của hệ thống công nghệ xử lý dầu tại mỏ Bạch Hổ.



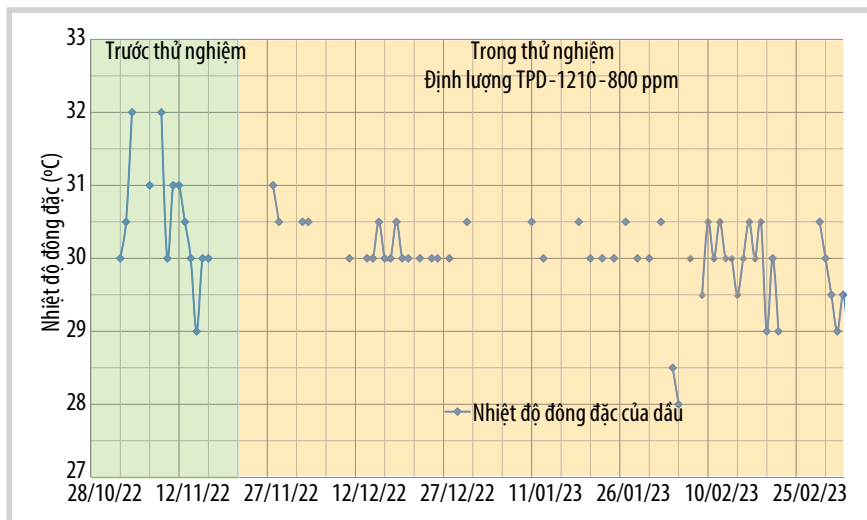
Hình 5. Sơ đồ nguyên lý của hệ thống công nghệ xử lý dầu tại mỏ Rồng.



Hình 6. Kết quả xác định nhiệt độ đông đặc của dầu tại giếng 16BT.



Hình 7. Kết quả xác định nhiệt độ đông đặc của dầu tại giếng 1227.



Hình 8. Nhiệt độ đông đặc của dầu giếng 905.

Kết quả thực hiện thử nghiệm công nghiệp bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào khoảng không vành xuyên cùng với dòng khí gaslift tại giếng 16BT của giàn BK-14/BT-7 được thể hiện ở Hình 6 và 7.

Kết quả thực hiện thử nghiệm công nghiệp bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào khoảng không vành xuyên cùng với dòng khí gaslift tại giếng 905 của giàn RC-5 được thể hiện ở Hình 8 và Bảng 2.

Bảng 2 cho thấy việc bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào khoảng không vành xuyên giúp làm giảm khả năng tạo lắng cặn paraffin, tăng thời gian giữa các lần rửa paraffin trong giếng 905.

Thử nghiệm công nghiệp bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào khoảng không vành xuyên cùng với dòng khí gaslift của các giếng giàn RC-5/RC-9 và BK-14/BT-7 cho các kết quả như sau:

- Giá trị trung bình của nhiệt độ đông đặc dầu từ các giếng thử nghiệm tại giàn BK-14/BT-7:

Giếng 16BT: trước khi thử nghiệm 33,5°C; trong khi thử nghiệm 30,5°C; sau khi thử nghiệm 33,3°C;

Giếng 1227: trước khi thử nghiệm 33,5°C; trong khi thử nghiệm 29,5°C; sau khi thử nghiệm 33,1°C;

Giá trị trung bình của nhiệt độ đông đặc dầu từ các giếng thử nghiệm tại giàn RC-5 trong thời gian thực hiện thử nghiệm công nghiệp: giếng 905 - 30°C, thấp hơn so với giai đoạn trước khi thử nghiệm 32°C. Đối với giếng 905 của giàn RC-5 ghi nhận sự gia tăng thời gian giữa các lần rửa cặn paraffin trong ống khai

Bảng 2. Chu kỳ rửa paraffin của giếng 905 bằng thiết bị tạo hơi nước di động

Ngày	Giai đoạn	Thời gian	Khoảng thời gian rửa paraffin bằng thiết bị bơm hơi di động
1/11/2022	Trong thử nghiệm	Rửa paraffin bằng thiết bị tạo hơi nước di động	Từ 2/10/2022 - 1/11/2022 (30 ngày)
5/12/2022		Rửa paraffin bằng thiết bị tạo hơi nước di động	Từ 1/11/2022 - 5/12/2022 (34 ngày)
13/12/2022		Từ 8 giờ đến 18 giờ 30 phút để khảo sát động thủy lực	Từ 5/12/2022 - 13/12/2022 (8 ngày)
12/1/2023		Từ 8 giờ đến 15 giờ	Từ 13/12/2022 - 12/1/2023 (30 ngày)
25/1/2023		Từ 8 giờ 30 phút đến 14 giờ 30 phút	Từ 12/1/2023 - 25/1/2023 (13 ngày)
13/2/2023		Từ 8 giờ đến 14 giờ	Từ 25/1/2023 - 13/2/2023 (19 ngày)
10/3/2023		Từ 8 giờ đến 14 giờ	Từ 13/2/2023 - 10/3/2023 (25 ngày)
28/3/2023	Sau thử nghiệm	Rửa paraffin bằng thiết bị tạo hơi nước di động	Từ 10/3/2023 - 28/3/2023 (18 ngày)
16/4/2023		Rửa paraffin bằng thiết bị tạo hơi nước di động	Từ 28/3/2023 - 16/4/2023 (19 ngày)

thác trong thời gian thực hiện thử nghiệm công nghiệp bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào khoảng không vành xuyên cùng với dòng khí gaslift. Sản lượng dầu khai thác ổn định trong quá trình thử nghiệm.

3. Kết luận

Công nghệ xử lý dầu paraffin bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc theo đường khí gaslift được nghiên cứu, thử nghiệm tại mỏ Rồng và mỏ Bạch Hổ. Công nghệ này có thể được xem xét ứng dụng trên các mỏ khai thác dầu nhiều paraffin tại thềm lục địa Việt Nam nhằm xử lý paraffin đảm bảo thu gom sản phẩm khai thác cũng như tối ưu chi phí thiết bị.

Ngoài ra, công nghệ xử lý dầu paraffin bằng PPD theo đường khí gaslift cũng có thể xem xét nghiên cứu mở rộng đối tượng ứng dụng cho các loại hình xử lý dầu khí khác như xử lý H_2S bằng H_2S Scavenger, xử lý muối bằng Scale inhibitor....

Tài liệu tham khảo

[1] Nguyen Van Thang, Pham Thanh Vinh, Mikhail Konstantinovich Rogachev, Grigory Yurievich Korobov, Dmitry Viktorovich Parfenov, Aleksei Olegovich Zhurkevich, and Shamil Rasikhovich Islamov, "A comprehensive method for determining the dewaxing interval period in gas lift wells", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Volume 13, pp. 1163 - 1179, 2023. DOI: 10.1007/s13202-022-01598-8.

[2] А.Г. Ахмадеев, Фам Тхань Винь, и Ле Данг Там, "Внедрение адаптивных систем сбора нефти как метод оптимизации ее промышленного транспорта на шельфовых месторождениях", *Научный технический и производственный журнал Нефтяное хозяйство*, 2019.

[3] А.Г. Ахмадеев, Фам Тхань Винь, и Чау Нят Банг, "Обеспечение оптимального сбора и транспорта продукции малых морских месторождений", *Научный технический и производственный журнал Нефтяное хозяйство*, 2019.

[4] Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiển, Phạm Thành Vinh và Nguyễn Hoài Vũ, *Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2016.

[5] Từ Thành Nghĩa, Phạm Bá Hiển, Phạm Xuân Sơn, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Thường San, Nguyễn Văn Minh, và Nguyễn Thúc Kháng, "Những khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 20 - 25, 2015.

[6] Phan Đức Tuấn, "Nghiên cứu xử lý dầu nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ và Rồng bằng phương pháp nhiệt - hóa để nâng cao hiệu quả thu gom", Luận án Tiến sĩ, Đại học Mở - Địa chất Hà Nội, 2021.

[7] Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng, Trần Đình Kiên, Nguyễn Văn Minh và Nguyễn Văn Trung, "Phương pháp ứng dụng địa nhiệt trong xử lý, vận chuyển dầu nhiều paraffin ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, bể Cửu Long", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 29 - 34, 2018.

[8] Phan Đức Tuấn, Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Phạm Thành Vinh, Akhmadeev A. G., Nguyễn Hoài Vũ, "Một số kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin tại các mỏ của Vietsovpetro và các mỏ kết nối", Báo cáo khoa học tại Hội nghị Khoa học kỷ niệm 35 năm ngày thành lập Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro và 30 năm khai thác tấn dầu đầu tiên, Tập II, trang 68 - 77, 2016.

[9] Từ Thành Nghĩa, Trần Văn Vĩnh, Phạm Bá Hiển,

Trần Văn Thường, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng, "Vietsovpetro: Phát triển các giải pháp công nghệ trong xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin", *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam*, Số 4, trang 28 - 31, 2015.

[10] Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiên, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng, "Nghiên cứu các tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng để vận chuyển bằng đường ống ngầm ngoài khơi", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, trang 24 - 32, 2017.

A TECHNOLOGICAL SOLUTION FOR OIL TREATMENT BY POUR POINT DEPRESSANT VIA GASLIFT LINE

**Le Dang Tam, Bui Trong Han, Pham Thanh Vinh, A.G Axmadev, Nguyen Huu Nhan
Le Thi Doan Trang, Chau Nhat Bang, Doan Tien Lu, Tran Thi Thanh Huyen**

Vietsovpetro Joint Venture
Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

Summary

Oil produced in fields of Vietsovpetro Joint Venture has high paraffin content and high pour point temperature, leading to operational complexities in the oil and gas gathering and transportation systems due to paraffin deposition such as reducing capacity of pipelines, increasing transportation pressure, clogging the product transportation system, etc. While the production output is declining, watercut is high, and fluid temperature is gradually decreasing, these factors increasingly affect oil and gas production activities in the fields, causing high risks in operating the exploitation system.

This article analyzes the factors affecting the fluid treatment process, thereby proposing a technological solution for paraffin oil treatment for oil transportation systems at Vietsovpetro's oil fields by using pour point depressant (PPD) via the gaslift line to ensure the ability to gather products safely and effectively.

Key words: High-paraffin oil, pour point temperature, pipeline, gaslift, Cuu Long basin.

LỰA CHỌN HỆ DUNG DỊCH SỬA GIẾNG, HOÀN THIỆN GIẾNG TỶ TRỌNG CAO CÓ KHẢ NĂNG BẢO TOÀN ĐỘ THẨM VĨA CHỨA

Ngô Thanh Mai¹, Đỗ Thành Trung¹, Kiều Anh Trung¹, Lê Văn Công²

¹Công ty TNHH PVChem - Tech

²Công ty TNHH Dung dịch khoan và Dịch vụ Dầu khí

Email: maint@pvchem.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2024.03-10>

Tóm tắt

Dung dịch sửa chữa giếng khoan có các đặc tính kỹ thuật công nghệ tương tự như dung dịch hoàn thiện giếng nhưng cần phải có hàm lượng pha rắn thấp để tránh gây ảnh hưởng xấu đến các tính chất thẩm chứa tự nhiên vùng cận đáy giếng. Đồng thời dung dịch này cần có tính ổn định nhiệt, không gây ăn mòn thiết bị, an toàn đối với con người và môi trường sinh thái. Dung dịch sửa chữa giếng được sử dụng trong công tác phục hồi sản lượng dầu và kéo dài thời gian khai thác nhằm gia tăng hiệu quả kinh tế của giếng [1].

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu, chế tạo hệ dung dịch PV-BrinVis sử dụng trong quá trình sửa giếng, hoàn thiện giếng trên cơ sở các muối có dải tỷ trọng từ 1,3 - 2 cùng với chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi (viscoelastic surfactant) kết hợp chất hydrophob hóa bề mặt đá vôi và các phụ gia khác như chất ức chế ăn mòn, chất khử oxy... tạo hệ có tính chất lưu biến phù hợp có khả năng điều chỉnh tỷ trọng trong phạm vi yêu cầu, lại vừa có khả năng làm sạch giếng. Các chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi dễ dàng được bơm rửa để không gây các nhiễm bẩn cho vùng cận đáy giếng sau khi kết thúc quá trình sửa giếng. Với khả năng ức chế sét tốt, tốc độ ăn mòn thấp, hệ dung dịch khoan muối tiên tiến này có nhiều ưu việt để bảo toàn được độ thẩm vĩa chứa cũng như các thiết bị trong quá trình hoàn thiện, sửa chữa và bảo quản giếng.

Từ khóa: Dung dịch khoan, sửa giếng, hoàn thiện giếng.

1. Giới thiệu

Quá trình khoan, hoàn thiện và sửa chữa giếng khai thác gây ra hiện tượng nhiễm bẩn tầng chứa dung dịch sửa chữa giếng, vật liệu tạo cầu xi măng, vữa xi măng còn dư trong giếng... ở các mức độ khác nhau, làm giảm lưu lượng khai thác của giếng. Việc vận hành các thiết bị bằng dây cáp làm bong các gỉ sắt hay paraffin trong cột ống khai thác, các mảnh vụn kim loại của ống cũng có thể gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Mức độ nhiễm bẩn càng nghiêm trọng nếu hoạt động sửa chữa giếng tiến hành trong điều kiện áp suất lớn hơn áp suất cân bằng và vĩa có độ thẩm thấu cao.

Trong quá trình hoàn thiện giếng, các khoáng vật sét có mặt trong các vĩa sản phẩm khi tiếp xúc với pha nước, đặc biệt khi tiếp xúc với dung dịch có độ kiềm lớn sẽ làm co thắt các lỗ rỗng của tầng chứa. Quá trình thẩm lọc

của nước từ dung dịch khoan vào các lỗ mao dẫn thuộc tầng chứa tạo ra thể nhũ tương nước - dầu bền vững, làm giảm độ thẩm. Thêm nữa, hiệu ứng piston khi kéo thả bộ dụng cụ sửa chữa giếng, thiết bị đo trong giếng cũng làm nhiễm bẩn thành hệ trầm trọng hơn. Ngoài ra, trong quá trình xử lý giếng còn có nguy cơ tạo kết tủa do sử dụng các sản phẩm có chứa các ion gây kết tủa hoặc sắt kết tủa trong các ống chống và các thiết bị lòng giếng.

Để tránh các sự cố phức tạp, cần đảm bảo tỷ trọng của dung dịch trong quá trình hoàn thiện giếng phù hợp với áp suất vĩa, ngăn ngừa mất dung dịch vào vĩa và phun trào. Ngoài ra các thông số kỹ thuật khác như độ nhớt, tính chất lưu biến (lực cắt động, lực cắt tĩnh...) cần được điều chỉnh cho phù hợp với điều kiện đáy giếng và các đặc tính địa tầng, nhằm đảm bảo thi công hiệu quả.

Các yếu tố ảnh hưởng đến công tác hoàn thiện giếng gồm: điều kiện địa chất, chiều sâu khoảng xử lý, nhiệt độ và áp suất vĩa, thành phần H₂S và CO₂... Tuy nhiên, các yếu tố này không ảnh hưởng lớn vì các kết quả nghiên cứu cho thấy điều kiện địa lý tự nhiên của bể Cửu Long không



Ngày nhận bài: 20/6/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 20/6 - 16/10/2023.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.

Bảng 1. Thành phần của hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng PV-BrinVis

STT	Thành phần PV-BrinVis	Nồng độ (%)	Chức năng
1	Các loại muối (muối đơn lẻ hoặc dung dịch hỗn hợp các muối chứa đồng thời hai, ba loại muối)	Tùy thuộc vào loại muối sử dụng	Tăng tỷ trọng dung dịch
2	Phụ gia hydrophob hóa bề mặt	1 - 2	Ức chế trương nở sét
3	Chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi VES	3 - 8	Tăng độ nhớt dung dịch
4	Chất ức chế ăn mòn	2 - 3	
5	Chất khử oxy	1 - 5	
6	Các phụ gia khác		

quá phức tạp, hàm lượng H₂S và CO₂ thấp. Một số mỏ khai thác tại đối tượng Miocene ở khu vực đất đá thành hệ có tính chất bờ rời, liên kết kém, đã xảy ra hiện tượng cát xâm nhập vào giếng. Cát xâm nhập tập trung nhiều ở khu vực Đông Bắc bể Cửu Long nơi trầm tích Miocene có độ rỗng > 19% [2].

Vấn đề phức tạp nhất sau khi bơm trám xi măng là nhiễm bẩn thành hệ và độ thấm của thành hệ giảm xuống đáng kể. Vietsovpetro (VSP) đã và đang sử dụng một số dung dịch cho công tác sửa giếng, bao gồm: dung dịch nước muối, nước biển, dung dịch gốc nước với các chất hoạt động bề mặt, dung dịch sét, dung dịch có 20% bột thủy tinh và dung dịch polymer với vật liệu chống mất dung dịch dạng hạt CaCO₃. Trong công tác sửa giếng ở VSP thường sử dụng dung dịch muối CaCl₂ (cho các giếng có yêu cầu tỷ trọng dung dịch < 1,35; KCl cho các giếng khoan yêu cầu tỷ trọng < 1,18). Còn khi yêu cầu tỷ trọng > 1,35 thì dung dịch polymer và chất làm nặng bằng barite sẽ được sử dụng. Thực tế cho thấy, các dung dịch này chưa giải quyết được hiện tượng mất dung dịch thường xuyên xảy ra trong quá trình sửa chữa giếng và đây là một trong những vấn đề phức tạp thường gặp. Khi khoan vào vỉa sản phẩm, mất dung dịch xảy ra trong tầng Miocene thượng vào đầu thời kỳ phát triển mở, nhưng trong những năm gần đây thường quan sát thấy mất dung dịch nhiều hơn ở tầng Miocene dưới, thậm chí cả Oligocene.

Các hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng tại Việt Nam đang được sử dụng có một số nhược điểm như: có chứa pha rắn, hoặc xảy ra hiện tượng tách pha rắn, hoặc pha rắn trong dung dịch sửa giếng xâm nhập vào trong vỉa làm tăng nguy cơ gây nhiễm bẩn vùng cận đáy giếng. Đây là nguyên nhân trực tiếp gây suy giảm sản lượng, giảm hiệu quả sửa chữa và bảo quản giếng. Ngoài ra các dung dịch còn có nguy cơ chui sâu vào vỉa do hiện tượng mất dung dịch, làm tăng độ bão hòa nước, giảm hiệu quả khai thác dầu. Hiện chưa có các dung dịch tỷ trọng cao, không chứa pha rắn được sử dụng trong quá trình sửa giếng, hoàn thiện giếng.

Các công trình dầu khí ngoài khơi Trung Quốc đã sử dụng một lượng lớn các muối NaCl, KCl, MgCl₂ trong hệ dung dịch hoàn thiện. Các hệ dung dịch hoàn thiện bằng muối không chứa chất rắn cũng được sử dụng trên các công trình dầu khí ngoài khơi và trên bờ: dung dịch cesium formate cho các giếng có nhiệt độ cao, áp suất cao (HTHP) và các giếng hoàn thiện ở vịnh Mexico từ năm 1998, miền Bắc Iran, ngoài khơi Brazil và Tây Phi và ở Kazakhstan; các hệ dung dịch CaCl₂/CaBr₂ và các hệ dung dịch formate cho 150 giếng HTHP từ 1996 ở Mỹ [3]; ở miền Nam Nigeria sử dụng hệ dung dịch muối CaCl₂/NaCl/KCl [4] và ở Na Uy sử dụng dung dịch muối sodium và potassium formate cho 400 giếng [5]; tại Ấn Độ sử dụng dung dịch KCl, NaBr hoặc potassium formate cho các giếng hoàn thiện...

Hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng PV-BrinVis cơ bản khắc phục được các nhược điểm nêu trên. PV-BrinVis có thể được pha chế với tỷ trọng theo yêu cầu, không chứa pha rắn, chứa phụ gia hydrophob hóa ức chế trương nở sét, do đó đã hạn chế tối đa việc bị nhiễm bẩn tại vùng cận đáy giếng. Trường hợp dùng dung dịch có sử dụng chất tạo cấu trúc còn giúp quá trình sửa giếng diễn ra thuận lợi, dễ dàng tuần hoàn các tạp chất cơ học lên bề mặt, ngăn ngừa được hiện tượng lắng đọng các tạp chất pha rắn. Với các đặc điểm nêu trên, hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng PV-BrinVis có khả năng vượt trội về việc bảo toàn độ thấm tự nhiên của vỉa, giúp nâng cao hiệu quả khai thác dầu.

2. Phương pháp đánh giá

2.1. Phương pháp đánh giá độ nhớt pseudơ dung dịch

Đo độ nhớt pseudơ (Marsh) là thời gian tính bằng giây cho 500 ml dung dịch chảy vào cốc tiêu chuẩn có vạch chia độ từ pseudơ Marsh.

Phương pháp tiến hành:

- Cốc và pseudơ phải được làm khô và sạch.
- Dùng ngón tay bịt vôi pseudơ Marsh và đổ dung dịch theo phương thẳng đứng đến sàng thô.

- Giữ phễu bên trên cốc vạch chia mức. Bỏ ngón tay bịt và đồng thời bắt đầu đếm thời gian bằng đồng hồ bấm giây.

- Đo thời gian đến khi dung dịch điền đầy cốc đến vạch chia mức 500 ml. Ghi lại thời gian.

- Lặp lại thí nghiệm ít nhất 3 lần và lấy kết quả trung bình.

2.2. Phương pháp đánh giá độ lưu biến dung dịch

Thiết bị đo lưu biến Fann đo được 6 tốc độ: V600, V300, V200, V100, V6, V3 (vòng/phút). Trong đó, các tốc độ quay 600 và 300 vòng dùng để xác định độ nhớt biểu kiến, độ nhớt dẻo và ứng lực cắt động. Tốc độ 3 vòng/phút, để đo độ bền gel. Tốc độ 6 vòng/phút để đo mức độ giữ mùn khoan/khả năng nâng tải vật rắn khỏi lắng ở thành giếng khoan có góc nghiêng lớn, hoặc khả năng nâng tải hạt propan...

Các phương pháp xác định như sau:

Độ nhớt biểu kiến (CPs):

$$V_a = \frac{V_{600}}{2}$$

Độ nhớt dẻo (CPs):

$$P_v = V_{600} - V_{300}$$

Ứng lực cắt động (Lb/100ft²):

$$Y_p = V_{300} - P_v$$

Độ bền gel là đại lượng đặc trưng cho độ bền cấu trúc, tính xúc biến của dung dịch khi phá vỡ trạng thái tĩnh. Đó là một ứng suất nhỏ nhất cần thiết để phá vỡ cấu trúc của dung dịch khỏi trạng thái tĩnh. Thông thường sẽ xác định gel tại 1 phút và 10 phút (có trường hợp cần xác định cả gel 10 giây và 30 phút...).

2.3. Đo độ nhớt trên thiết bị đo độ nhớt động học Viscotester IQ

Máy đo lưu biến Thermo Scientific™ HAAKE™ Viscotester™ iQ và Viscotester iQ Air là thiết bị đo và phân tích các đặc tính lưu biến của nhiều loại mẫu chất lỏng, dạng sệt và bán rắn ở cả điều kiện nhiệt độ thường và nhiệt độ 120°C, được kết nối với máy vi tính hiện đại, dễ dàng đọc và phân tích kết quả trực tiếp trong quá trình đo. Cả 2 đều thiết lập các tiêu chuẩn mới về tính module, dễ sử dụng, độ chính xác cao, từ xác định độ nhớt đơn giản đến xác định lưu biến phức tạp.

2.4. Đánh giá động học hút nước của mẫu lõi

Mẫu lõi đá phiến được lấy ở độ sâu thích hợp được

nghiên thành bột mịn. Ngâm mẫu lõi trong dung dịch nước muối tỷ trọng cao được bổ sung các chất hydrophob hóa/ổn định sét trong điều kiện nhiệt độ phòng và 80°C, thời gian ngâm mẫu là 6 giờ và 24 giờ. Sau đó, mẫu được sấy khô tại nhiệt độ 105°C. Tiến hành đánh giá hiệu ứng hydrophob hóa thông qua tốc độ tự hút nước với mô hình mẫu lõi. Thí nghiệm này cho thấy quá trình hấp thụ bị ảnh hưởng lớn bởi nhiệt độ và thời gian ngâm mẫu.

3. Nghiên cứu chế tạo hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

3.1. Lựa chọn các loại muối, sử dụng làm tăng tỷ trọng dung dịch

Khi chọn các muối làm tăng tỷ trọng dung dịch những đặc tính sau thường được chú ý: tỷ trọng, nhiệt độ kết tinh được khảo sát phù hợp với điều kiện đáy giếng với nhiệt độ lớn hơn 100°C, nhiệt độ kết tinh, khả năng tương hợp với thành hệ, lưu thể vừa và một số yếu tố khác như ảnh hưởng tới sức khỏe, an toàn môi trường và tính kinh tế. Dung dịch muối tăng trọng hòa tan là một dạng dung dịch hoàn thiện giếng có sử dụng chất tăng trọng được ứng dụng nhiều trong công tác khoan thăm dò và khai thác dầu khí [3].

Tỷ trọng dung dịch là yếu tố quan trọng để kiểm soát áp suất giếng. Có 2 phương pháp tăng tỷ trọng dung dịch là dùng chất tăng trọng hòa tan và chất tăng trọng không hòa tan. Tuy nhiên, để ổn định thông số tỷ trọng, dung dịch tăng trọng hòa tan có nhiều lợi thế hơn dung dịch tăng trọng không hòa tan. Dung dịch tăng trọng hòa tan có độ ổn định cao trong điều kiện nhiệt độ áp suất cả trên bề mặt lẫn đáy giếng. Các dung dịch muối tan có tỷ trọng nằm trong khoảng rộng tạo điều kiện thuận lợi cho lựa chọn loại muối, hàm lượng khi thiết kế. Việc điều chỉnh tỷ trọng của dung dịch muối hòa tan cũng được thực hiện một cách dễ dàng trong điều kiện sản xuất pilot.

Nói chung, đa số dung dịch nước muối tăng trọng hòa tan thuộc loại có tính khả thi về kinh tế. Các muối thường dùng trong pha chế dung dịch tăng trọng hòa tan gồm: NaCl, KCl, NH₄Cl, CaCl₂, NaBr, CaBr₂, ZnBr₂, HCOONa, HCOOK, HCOOCs... đều có khả năng ức chế sự trương nở của sét. Trước đây muối MgCl₂ cũng được dùng nhưng nay rất ít dùng vì tính ăn mòn cao. Các muối HCOONa, HCOOK, HCOOCs tuy giá thành đắt hơn nhưng thường được sử dụng khi thành hệ chứa nhiều khí CO₂ hoặc ion sulfate - SO₄²⁻. Các muối được sử dụng trong dung dịch tăng trọng hòa tan phần lớn thuộc loại thân thiện với môi trường.

Các muối được sử dụng trong nghiên cứu là các muối đơn lẻ hoặc dung dịch hỗn hợp các muối chứa đồng thời hai, ba loại muối như: NaCl/NaBr, CaCl₂/CaBr₂, HCOONa/HCOOK, ZnBr₂/CaBr₂/CaCl₂... với các tính chất cần thiết để thiết kế dung dịch có tỷ trọng đạt yêu cầu từ 1,3 - 2. Dung dịch hỗn hợp muối được lựa chọn tương thích về mặt hóa học với nhau. Việc sử dụng hỗn hợp các muối ở các nồng độ khác nhau sẽ ức chế sự trương nở của sét; tiết kiệm chi phí trong quá trình sửa và hoàn thiện giếng. Việc xác định tỷ trọng của dung dịch muối đơn chất hoặc hỗn hợp muối dựa trên các bảng pha nồng độ muối và phương pháp xác định bằng tỷ trọng kế [3].

Kết quả đánh giá trong phòng thí nghiệm đã lựa chọn được các loại muối sau làm chất tăng trọng trong hệ dung dịch PV-BrinVis ở các nồng độ khác nhau, đạt được dải tỷ trọng từ 1,3 - 2 (Bảng 2).

3.2. Lựa chọn, đánh giá phụ gia hydrophob hóa bề mặt

Hydrophob hóa là một chất kỵ nước, các phân tử chất kỵ nước có tương tác "đẩy" với phân tử nước trong khi các phân tử ưa nước có tương tác "hút" với các phân tử nước [7].

Các hydrophob thường là các chất không phân cực, vì thế nó có ái lực với các phân tử trung tính khác và các dung môi không phân cực và thường tụ lại thành các micelle (mixin).

Nắm bắt được cơ chế của các quá trình trương nở và sự dịch chuyển những mảnh vụn sét là cần thiết để không gây ra các nhiễm

bẩn vùng cận đáy giếng. Hay nói cách khác phương pháp ức chế trương nở sét là ngăn chặn sự hấp thụ của nước và quá trình trao đổi ion của dung dịch xung quanh với bề mặt lớp sét và ngăn chặn quá trình di chuyển của những mảnh sét vụn bị vỡ ra, giảm thiểu rủi ro.

Việc thay đổi hàm lượng nhất định các ion cũng sẽ ảnh hưởng tới khả năng hòa tan của các phân tử kỵ nước trong nước. Đã có những nghiên cứu mô phỏng bằng việc bổ sung muối, điều này làm thay đổi năng lượng tự do tạo khoảng trống trong liên kết; ngoài ra cũng ảnh hưởng đến năng lượng tương tác giữa dung môi và chất tan bởi sự thay đổi độ đậm đặc của chất tan kỵ nước [6, 7].

Một số phương pháp đánh giá khả năng hydrophob hóa đã được nhóm nghiên cứu sử dụng: đánh giá động học hút nước, đánh giá góc dính ướt, sức căng bề mặt...

Bên cạnh đó, các hóa phẩm để chế tạo hệ dung dịch sẽ được lựa chọn trên cơ sở đảm bảo tính tương hợp với lưu thể vỉa, không tạo kết tủa khi tiếp xúc với lưu thể vỉa và bền trong điều kiện vỉa.

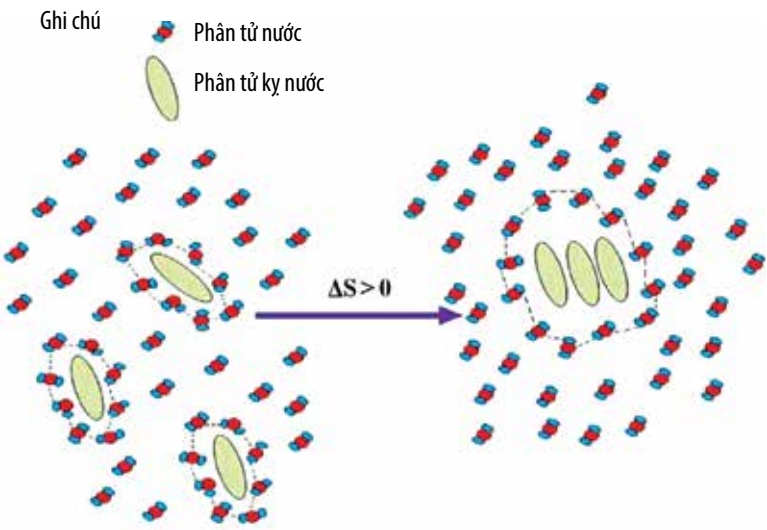
Trong nghiên cứu này chất hydrophob hóa được sử dụng là hợp chất của amine mà thành phần phân tử có đuôi hydrocarbon có tính kỵ nước. Khi chất hydrophob hóa/ổn định sét gốc amine do ái lực của gốc amine trong dung dịch mang điện tích dương với các tâm hoạt động mang điện tích âm của các lớp sét rất lớn, các phân tử gốc amine nhanh chóng hấp phụ lên bề mặt của các lớp sét và trung hòa điện tích trên các lớp sét, ngăn sự xâm nhập của nước vào vỉa, đồng thời ức chế trương nở sét, giúp bảo toàn được độ thấm tự nhiên của vỉa chứa [8].

Các chất hydrophob lựa chọn gồm: trimethylammonium chloride (ký hiệu chất A); 2-hydroxy-, N1, N3, N3, N3-hexamethylpropane-1-2-diaminium chloride (B); alkyl C10-18 N, N-dimethyl-N-benzylammonium chloride (C); alkyl C10-16 N, N-dimethyl-N-benzylammonium chloride (D); ULTRA HIB; ID Cap.

Kết quả đánh giá tính tương hợp của các chất hydrophob hóa/ổn định sét với dung

Bảng 2. Kết quả lựa chọn các muối đơn chất và hỗn hợp muối sử dụng làm chất tăng trọng dung dịch

STT	Loại muối	Tỷ trọng muối	Nồng độ muối (wt%)
1	CaCl ₂	1,31 - 1,39	32,34 - 39,62
2	CaBr ₂	1,4 - 1,8	36,3 - 47,6
3	HCOOK	1,33 - 1,57	29,1 - 34,8
4	CaCl ₂ + Ca(NO ₃) ₂	1,33 - 1,6	15 - 40/15 - 45
5	CaBr ₂ + CaCl ₂	1,35 - 1,8	27,6 - 41,91/7,4 - 11,388
6	ZnBr ₂ + CaBr ₂	1,79 - 2,24	10 - 32/28 - 30



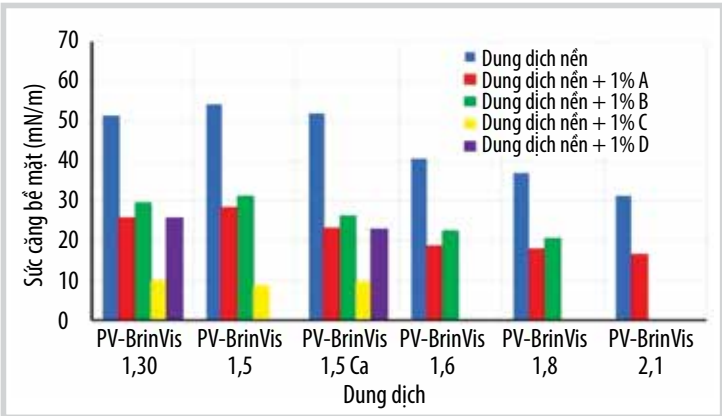
Hình 1. Cơ chế hoạt động của chất hydrophob hóa.

Bảng 3. Tính tương hợp của chất hydrophob hóa/ổn định sét trong dung dịch PV-BrinVis

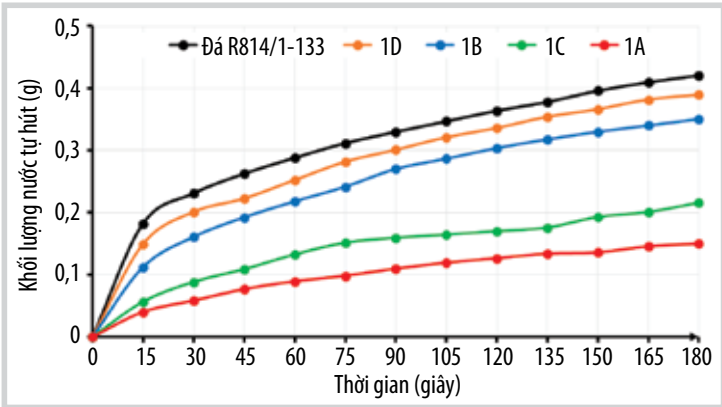
STT	Dung dịch nước muối	Thành phần dung dịch nước muối	Tỷ trọng muối	Tương hợp của 1% các chất hydrophob hóa/ổn định sét với dung dịch PV-BrinVis					
				C	D	A	B	ID CAP	ULTRA HIB
1	PV-BrinVis - 1,3	CaCl ₂	1,3	T	T	T	T	-	T
2	PV-BrinVis - 1,6	HCOOK	1,6	T	-	T	T	T	-
3	PV-BrinVis - 1,5	CaCl ₂ + Ca(NO ₃) ₂	1,5	T	T	T	T	-	-
4	PV-BrinVis - 1,5 Ca	CaBr ₂ + CaCl ₂	1,5	-	-	T	T	-	-
5	PV-BrinVis - 1,8	CaBr ₂	1,8	-	-	T	T	-	-
6	PV-BrinVis - 2,1	ZnBr ₂ + CaBr ₂	2,1	-	-	T	-	T	-

Bảng 4. Đánh giá hiệu ứng hydrophob hóa với mô hình xốp

STT	Đặc điểm bề mặt xốp	Tốc độ hút nước (g/phút)
1	Hydrophob - kỵ nước	0 - 0,03
2	Bề mặt có xu hướng kỵ nước	0,03 - 0,05
3	Bề mặt có tính dính ướt trung tính	0,05 - 0,08
4	Bề mặt có xu hướng ưa nước	0,08 - 0,1
5	Hydrophob - ưa nước	> 0,1



Hình 2. Sức căng bề mặt của dung dịch PV-BrinVis được bổ sung 1% các chất hydrophob hóa/ổn định sét khác nhau, mN/m.



Hình 3. Ảnh hưởng của chất hydrophob hóa/ổn định sét trong dung dịch PV-BrinVis đến động học hút nước.

dịch nước muối đã được tổng hợp trong Bảng 3. Với ký hiệu (T) là tương hợp, (-) là không tương hợp.

Kết quả đánh giá thực nghiệm cho thấy tính tương hợp của chất A với các dung dịch nước muối rất tốt. Chất A tương thích với

tất cả các dung dịch PV-BrinVis trong dải tỷ trọng từ 1,3 - 2, tiếp đến là chất B và chất C.

Việc bổ sung chất hydrophob hóa/ổn định sét vào dung dịch PV-BrinVis làm giảm từ 48 - 84% sức căng bề mặt tiếp xúc giữa dung dịch PV-BrinVis/dầu so với dung dịch nền, bởi anion Cl⁻ có trong chất hydrophob hóa/ổn định sét dễ dàng liên kết với các ion dương trong dung dịch PV-BrinVis. Lực hút giữa các phân tử trong dung dịch lúc này mạnh hơn lực hút với các phân tử trong pha dầu khiến chúng tụ lại thành các micelle, làm cho sức căng bề mặt của dung dịch có xu hướng giảm rõ rệt. Kết quả được thể hiện trong Hình 2.

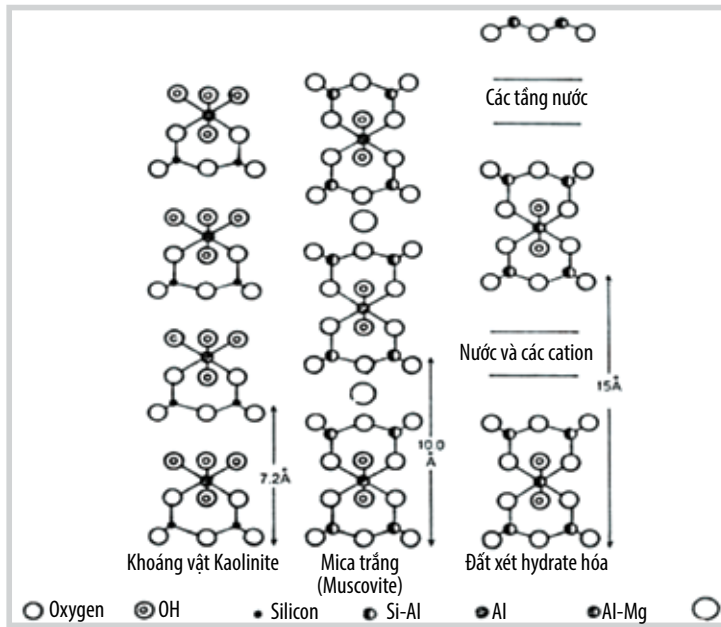
3.2.1. Kết quả xác định động học hút nước từ mẫu lõi xốp sau khi tác động bởi dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

Thí nghiệm này đánh giá tốc độ tự hút nước của mẫu lõi và mẫu nào có tốc độ hút nước theo thời gian càng chậm thì hiệu quả ức chế của các chất hydrophob hóa/ổn định sét càng tốt.

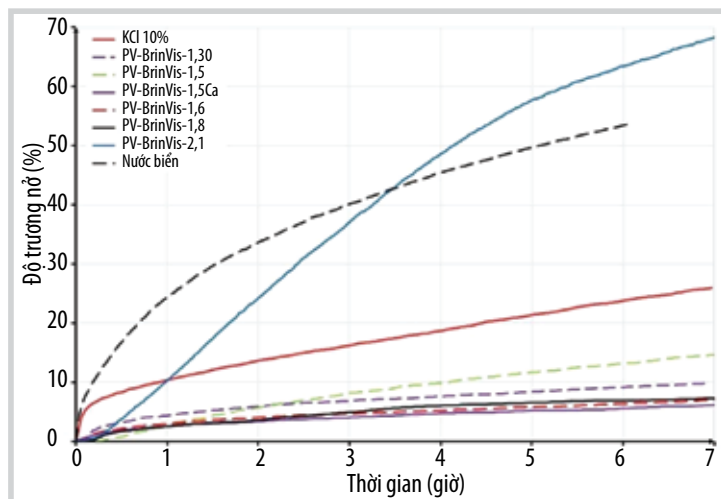
Mẫu đá sét kết R814/1-133 có thành phần chính là montmorillonite được Phòng thí nghiệm Vietsovpetro lựa chọn từ mỏ Bạch Hổ phù hợp với yêu cầu sử dụng hệ PV-BrinVis. Tốc độ tự hút nước của mẫu đá đạt 0,06 g/phút, phù hợp với kết quả bề mặt mẫu đá có tính dính ướt trung tính (Bảng 4).

Đánh giá thực nghiệm ảnh hưởng của chất hydrophob hóa/ổn định sét trong dung dịch PV-BrinVis đến động học hút nước cho thấy chất A và C có ảnh hưởng rất tốt. Tốc độ tự hút nước của mẫu có chất A là 0,027 g/phút và chất C là 0,037 g/phút. Kết quả thể hiện trên Hình 3.

Cả chất A và C đều đáp ứng được yêu cầu về hydrophob hóa, tuy nhiên chất C lại tương thích có chọn lọc, chỉ tương thích được với 3 dung dịch



Hình 4. Cấu trúc của các khoáng vật sét sau khi trương nở.



Hình 5. Độ trương nở tuyến tính của sét trong các dung dịch PV-BrinVis.

muối trong dải tỷ trọng từ 1,3 - 2. Kết quả thực nghiệm cho thấy chất A hiệu quả nhất ở hàm lượng 1% và 2%. Tuy nhiên khi tăng hàm lượng chất A lên 2% thì tốc độ hút nước giảm không đáng kể. Vì vậy, hàm lượng 1% chất A vẫn được lựa chọn bởi hiệu quả tuyệt vời của nó và hạn chế tối đa chi phí.

3.2.2. Đánh giá khả năng ức chế trương nở sét của các dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

Sự trương nở sét là nguyên nhân quan trọng nhất gây ra nhiều sự cố trong quá trình khoan. Khi sét bị hydrate hóa sẽ bị trương nở mạnh (đặc biệt là sét montmorillonite) thể tích của sét tăng lên gấp nhiều lần, bó chặt bộ khoan cụ và làm bít nhét giếng khoan. Sự trương nở sét phụ thuộc chủ yếu vào thành phần khoáng vật và các cation trao đổi trên màng hấp phụ ngoài của khoáng vật sét, nơi các lớp đơn phân tử của nước được hấp thụ trên bề mặt các tinh thể. Kết quả phân tích thành phần khoáng vật của các mẫu sét

đặc trưng thuộc cấu tạo mỏ Bạch Hổ, cho thấy các lớp đá sét bao gồm chủ yếu các khoáng vật sau: montmorillonite 45%, hydromicas 15%, kaolinite 40%. Trong đó khoáng vật sét montmorillonite chiếm nhiều nhất và đó cũng là loại khoáng vật có hoạt tính cao nhất khi tiếp xúc với môi trường phân tán. Đây chính là nguyên nhân gây mất ổn định thành giếng khi khoan qua các thành hệ sét bằng các hệ dung dịch không phù hợp hoặc có chất lượng thấp [2].

Ngoài ra thành phần các cation trao đổi của khoáng vật sét và thành phần độ hạt cũng ảnh hưởng rất lớn đến mức độ trương nở của sét. Hóa trị của các cation càng lớn và kích thước càng nhỏ thì sự liên kết giữa các tinh thể càng chặt và mức độ trương nở của sét càng kém.

Một trong những nguyên nhân chủ yếu gây mất ổn định thành giếng khoan hay xảy ra nhất là do các thành hệ sét bị trương nở mạnh khi tiếp xúc với dung dịch có tính ức chế không cao, dẫn đến bó thành, sập lở, gây kẹt bộ khoan cụ và nhiều sự cố phức tạp khác trong quá trình thi công khoan.

Trong nghiên cứu này nhóm tác giả đã đo độ trương nở sét trên thiết bị Swell-Meter, thời gian 8 giờ, nhiệt độ 300 độ Fahrenheit với các dung dịch PV-BrinVis cho dung dịch đập giếng, sửa giếng, hoàn thiện giếng không chứa pha rắn, có tỷ trọng từ 1,3 - 2 và so sánh với dung dịch muối KCl 10% có tính ức chế trương nở sét trong dung dịch khoan.

Kết quả đo độ trương nở tuyến tính cho thấy các dung dịch PV-BrinVis cho hiệu quả ức chế trương nở rất tốt. Các dung dịch muối tỷ trọng càng cao thì thành phần điện ly ion trong dung dịch sẽ càng nhiều, điều này thuận lợi cho quá trình trao đổi ion trong dung dịch với các tâm hoạt động của lớp sét, ngăn không cho các phân tử nước đi vào, từ đó ức chế được sự trương nở của phiến sét. Kết quả được trình bày ở Hình 5.

3.3. Lựa chọn chất tạo cấu trúc để làm tăng độ nhớt

Trong nghiên cứu này chất nhớt đàn hồi được bổ sung thêm là chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi (Viscoelastic surfactant) có khả năng nâng tải được mùn khoan trong quá trình sửa giếng, nhằm làm sạch vùng đáy giếng [9]. Ưu điểm của các chất tạo độ nhớt này là được phá hủy theo thời gian hoặc dễ dàng phá hủy bằng các hóa phẩm khác

như dung môi đồng hòa tan, các chất oxy hóa. Thời gian phá hủy sẽ được điều chỉnh để đảm bảo được yêu cầu sử dụng dung dịch trong thời gian sửa giếng.

Nhóm tác giả đã lựa chọn 4 loại VES để tăng độ nhớt của các dung dịch PV-BrinVis, bao gồm VES 2/11, VES-T, VES-F102, VES-570.

Đánh giá tương thích của chất hoạt động bề mặt VES với các dung dịch PV-BrinVis được trình bày trong Bảng 6.

Theo kết quả đánh giá, 4 loại VES trên đều không tương thích với dung dịch PV-BrinVis - 1,5. VES 2/11 chỉ tương thích với dung dịch PV-BrinVis - 1,3, trong khi VES-T, VES-570, VES-F102 chỉ tương thích với các dung dịch PV-BrinVis khác trong dải tỷ trọng từ 1,3 - 2 (Bảng 6).

Kết quả đánh giá ảnh hưởng ở các nồng độ khác nhau của 3 chất hoạt động bề mặt VES-T, VES-570, VES-F102 đến độ nhớt của dung dịch PV-BrinVis ở các khoảng nhiệt độ cho thấy: ngoài tạo cấu trúc không gian 3 chiều, các micelle có liên kết dài trở nên thẳng hàng theo chiều dòng chảy, tại cùng một tốc độ quay của roto, khi nhiệt độ tăng thì độ nhớt của dung dịch PV-BrinVis 1,3 - 2,1 cũng tăng đến một giá trị tới hạn. VES-T cho hiệu quả cao nhất khi vừa cải thiện độ nhớt của dung dịch PV-BrinVis được sử dụng trong nghiên cứu vừa có mức độ bền nhiệt tốt

hơn so với dung dịch được bổ sung chất hoạt động bề mặt VES-F102 và VES-S.

Với hàm lượng 3% VES-T cơ bản đáp ứng được điều kiện để ra là độ nhớt phổ đạt 100 - 120 giây. Với hàm lượng 2% VES-T cho kết quả độ nhớt phổ thấp hơn nhiều so với yêu cầu, duy chỉ có dung dịch $\text{CaBr}_2/\text{CaCl}_2$ đạt 99 giây. Kết quả được trình bày tại Bảng 7.

Từ kết quả trên cho thấy chất bề mặt VES-T hoạt động tốt và có tính linh hoạt cao khi dùng với các dung dịch PV-BrinVis, cải thiện đáng kể độ nhớt của dung dịch, đồng thời có thể điều chỉnh độ nhớt của dung dịch bằng việc tăng giảm hàm lượng VES-T. Chỉ với hàm lượng VES-T từ 3%, 5% và 8% đã đáp ứng được yêu cầu đề ra, cho nên không cần phải dùng hàm lượng VES cao hơn.

Các kết quả nghiên cứu, đánh giá ảnh hưởng của hàm lượng VES-T và nhiệt độ cho thấy xu hướng chung là độ nhớt của các dung dịch PV-BrinVis tăng khi hàm lượng VES-T tăng. Hàm lượng chất hoạt động bề mặt VES càng lớn khi tác dụng với dung dịch muối tỷ trọng cao sẽ tạo ra nhiều liên kết dài xếp chồng lên nhau, tạo mạng lưới liên kết 3 chiều dày đặc, tăng cường độ nhớt của dung dịch. Ngoài ra, độ nhớt thay đổi còn phụ thuộc vào bản chất của từng loại dung dịch.

Bảng 5. Danh sách các loại chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi nghiên cứu

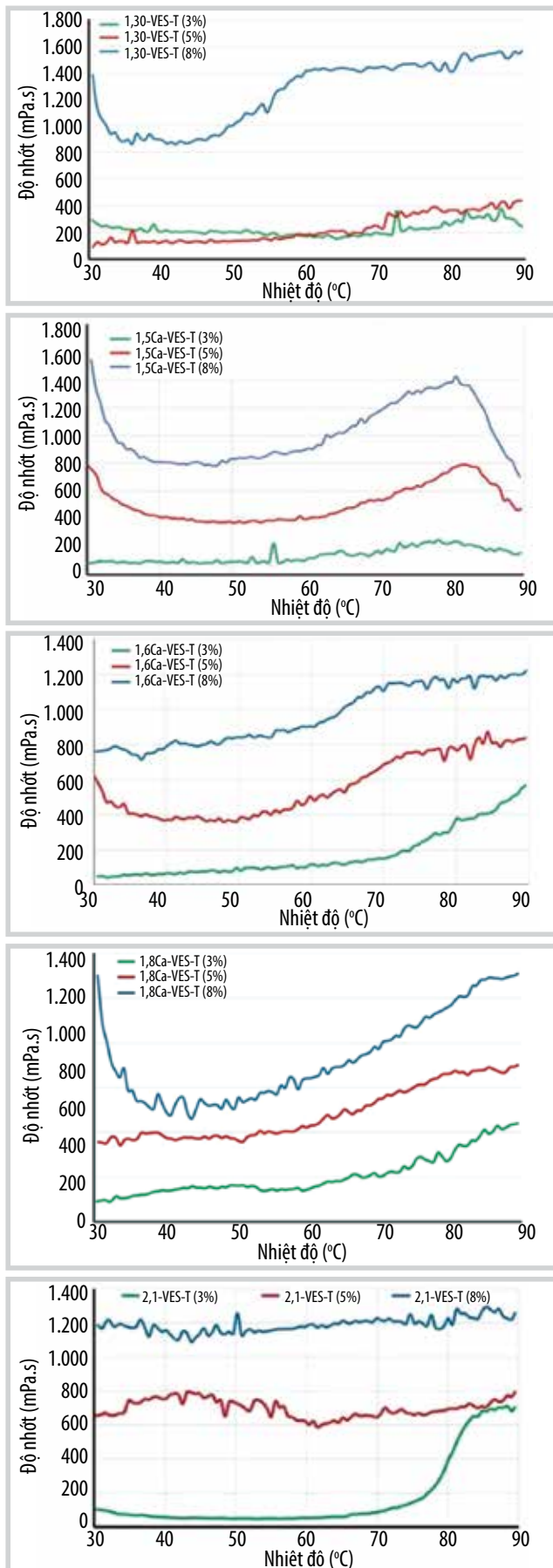
STT	Chất hoạt động bề mặt nhớt đàn hồi	Ký hiệu	Hoạt tính (%)	Xuất xứ
1	Ethylenediaminetetra-acetate	VES 2/11	99	Châu Âu
2	Hydroxyethylethylene-diaminetriacetic acid	VES-T	98	Mỹ
3	Aryl-aminocarboxylic acids	VES-F102	99	Trung Quốc
4	Dodecylbenzenesulfonate	VES-570	91	Mỹ

Bảng 6. Tương hợp của các loại VES với dung dịch PV-BrinVis

STT	Tỷ trọng	Tên dung dịch	Sự tương hợp của các loại VES với dung dịch PV-BrinVis			
			VES-T	VES 2/11	VES570	VES - F102
1	1,3	PV-BrinVis - 1,3	T	T	T	T
2	1,5	PV-BrinVis - 1,5	-	-	-	-
3	1,5	PV-BrinVis - 1,5 Ca	T	-	T	T
4	1,6	PV-BrinVis - 1,6	T		T	T
5	1,8	PV-BrinVis - 1,8	T	-	T	T
6	2,1	PV-BrinVis - 2,1	T	-	T	T

Bảng 7. Độ nhớt phổ của dung dịch PV-BrinVis được bổ sung hàm lượng VES-T

STT	Tỷ trọng	PV-BrinVis	Thành phần muối	Độ nhớt phổ của các dung dịch PV-BrinVis phụ thuộc hàm lượng VES-T, giây (Yêu cầu: 100 - 120 giây)			
				2% VES-T	3% VES-T	5% VES-T	8% VES-T
1	1,3	PV-BrinVis -1,3	CaCl_2	62	117	175	316
2	1,6	PV-BrinVis -1,6	HCOOK	51	97	154	281
3	1,5 Ca	PV-BrinVis -1,5 Ca	$\text{CaBr}_2/\text{CaCl}_2$	99	182	375	425
4	1,8	PV-BrinVis -1,8	CaBr_2	73	119	305	408
5	2	PV-BrinVis -2,1	$\text{CaBr}_2/\text{ZnBr}_2$	31	46	79	103



Hình 6. Độ nhớt của dung dịch PV-BrinVis được bổ sung hàm lượng VES-T khác nhau.

Hình 6 cho thấy mức độ hoạt động hiệu quả của nồng độ VES-T từ 3 - 8% khi sử dụng với từng loại dung dịch PV-BrinVis theo thứ tự lần lượt như sau:

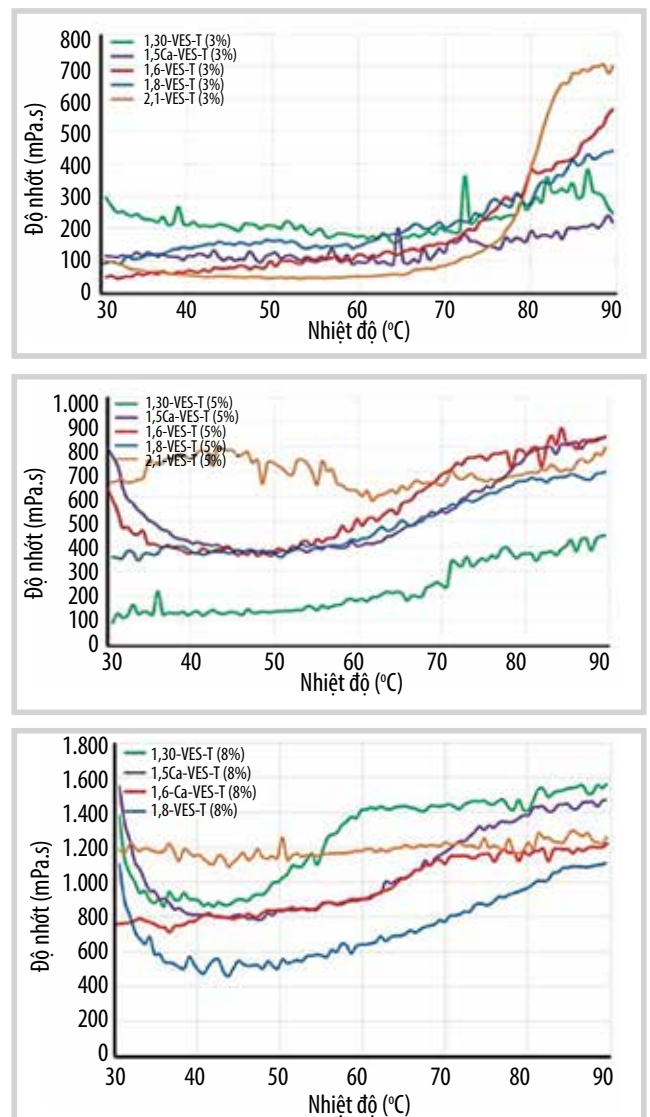
PV-BrinVis - 1,3 < PV-BrinVis - 1,5 Ca < PV-BrinVis - 1,8 < PV-BrinVis - 1,6 < PV-BrinVis - 2,1.

PV-BrinVis - 1,3 < PV-BrinVis - 1,8 < PV-BrinVis - 2,1 < PV-BrinVis - 1,5 Ca < PV-BrinVis - 1,6.

PV-BrinVis - 1,8 < PV-BrinVis - 1,6 < PV-BrinVis - 2,1 < PV-BrinVis - 1,5 Ca < PV-BrinVis - 1,3.

3.4. Đánh giá hệ số phục hồi độ thấm trên mô hình mẫu lõi sau khi tác động bởi hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

Hệ số phục hồi độ thấm sau khi xử lý bởi hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng (%) được tính theo công thức:



Hình 7. Hiệu quả của chất hoạt động bề mặt VES-T với mỗi dung dịch PV-BrinVis phụ thuộc nhiệt độ.

$$K_{ph} = \frac{K_3}{K_1} \times 100\%$$

Trong đó:

K_{ph} : Hệ số phục hồi độ thấm (%);

K_3 : Độ thấm dầu (mD);

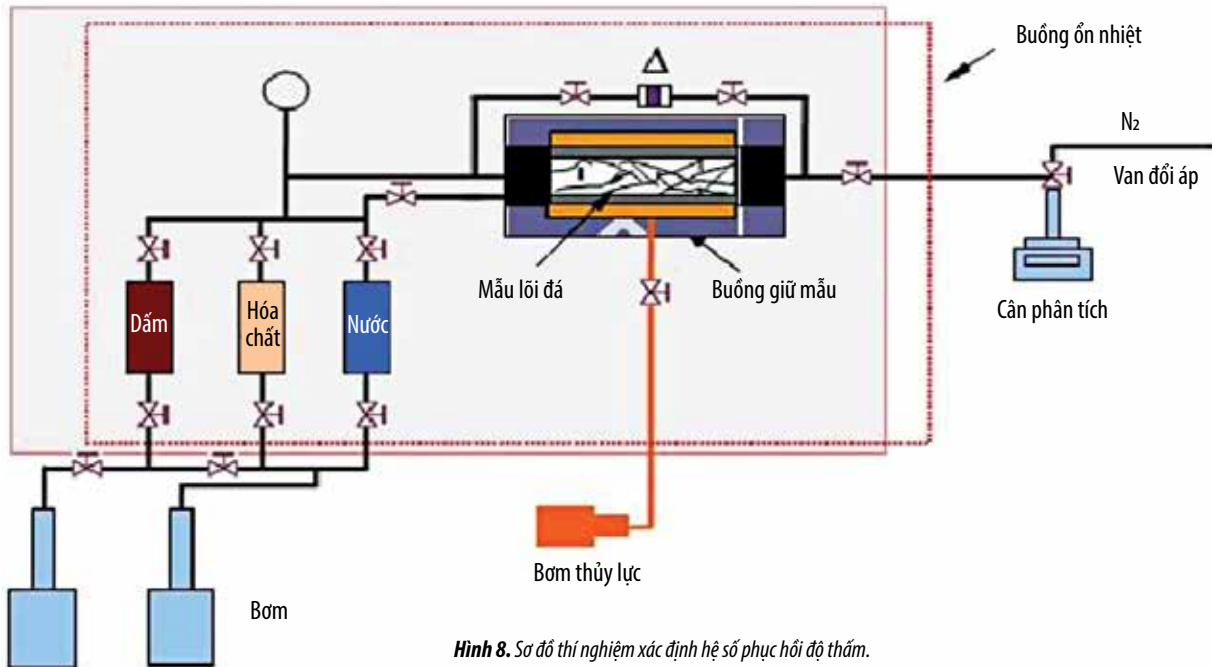
K_1 : Độ thấm kerosene (Md).

Sơ đồ thí nghiệm xác định hệ số phục hồi độ thấm được thể hiện ở Hình 8.

Kết quả đánh giá hệ số phục hồi độ thấm trên mẫu lõi đã cát kết sau khi tác động bởi hệ dung dịch PV-BrinVis tại Phòng thí nghiệm Vietsovpetro như Bảng 8.

3.5. Đánh giá khả năng thu hồi mùn khoan khi xử lý bằng hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng

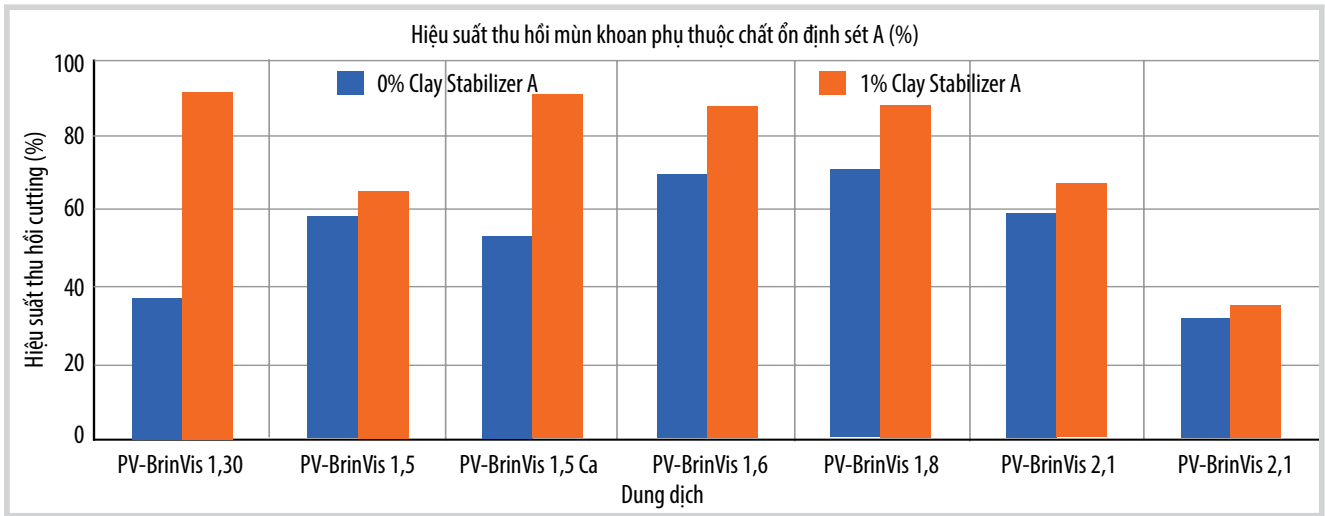
Kết quả đánh giá hiệu suất thu hồi mùn khoan của các dung dịch PV-BrinVis khi bổ sung 1% chất A được trình bày ở Hình 9.



Hình 8. Sơ đồ thí nghiệm xác định hệ số phục hồi độ thấm.

Bảng 8. Kết quả đánh giá hệ số phục hồi độ thấm trên mẫu lõi đã cát kết sau khi tác động bởi các hệ dung dịch PV-BrinVis

STT	Các chỉ tiêu đánh giá	Dữ liệu và kết quả đánh giá (Yêu cầu $\geq 75\%$)			
1	Hệ dung dịch	Hệ PV-BrinVis 1,5	Hệ PV-BrinVis 1,6	Hệ PV-BrinVis 1,5 Ca	Hệ PV-BrinVis 2,1
2	Thành phần muối	$\text{CaCl}_2 + \text{Ca}(\text{NO}_3)_2$	HCOOK	$\text{CaBr}_2 + \text{CaCl}_2$	$\text{ZnBr}_2 + \text{CaBr}_2$
3	Mẫu lõi	Miocene dưới	Miocene dưới	Oligocene trên	Oligocene trên
4	Hệ số phục hồi độ thấm sau khi xử lý (%)	78,6	75,2	79,8	84,4



Hình 9. Hiệu suất thu hồi mùn khoan của các dung dịch PV-BrinVis với hàm lượng 1% chất hydrophob hóa/ổn định sét A.

Từ kết quả thực nghiệm thấy rằng khi bổ sung 1% hàm lượng chất A, các dung dịch PV-BrinVis hoạt động hiệu quả với vai trò là chất ức chế trương nở sét. Mặt khác, chất ức chế bản chất là gốc amine trong dung dịch mang điện tích dương có ái lực mạnh với các tâm hoạt động mang điện tích âm rất lớn của các lớp sét, các phân tử gốc amine nhanh chóng hấp phụ lên bề mặt của các lớp sét và trung hòa điện tích trên các lớp sét, ngăn cản quá trình trao đổi ion và xâm nhập của các phân tử nước và trong lớp sét ngăn cản quá trình trương nở của sét. Đồng thời kết quả thực nghiệm cũng cho thấy xu hướng hoạt động hiệu quả của chất A trong vai trò là chất ức chế trương nở sét khi bổ sung vào các dung dịch PV-BrinVis tăng dần theo thứ tự lần lượt như sau: PV-BrinVis - 2,1 < PV-BrinVis - 2 < PV-BrinVis - 1,5 < PV-BrinVis - 1,8 < PV-BrinVis - 1,60.

4. Kết luận

Kết quả nghiên cứu đã lựa chọn được các loại muối đơn chất và hỗn hợp muối sử dụng làm chất tăng tỷ trọng hệ dung dịch PV-BrinVis trong các dải tỷ trọng 1,3 - 2 để chế tạo hệ dung dịch sửa giếng, hoàn thiện giếng; xây dựng được quy trình công nghệ chế tạo hệ dung dịch trong trường hợp có yêu cầu về chống mất dung dịch.

Các kết quả thí nghiệm xác định đã cho thấy, việc lựa chọn chất hydrophob hóa bề mặt đá vỉa đã cho hiệu quả ức chế trương nở sét. Các dung dịch muối tỷ trọng càng cao thì thành phần điện ly ion trong dung dịch sẽ càng nhiều, thuận lợi cho quá trình trao đổi ion trong dung dịch với các tâm hoạt động của lớp sét, ngăn không cho các phân tử nước đi vào, từ đó ức chế được sự trương nở của片片 sét.

Bên cạnh sự phụ thuộc vào nhiệt độ và tốc độ quay thì độ nhớt của các dung dịch PV-BrinVis còn phụ thuộc vào hàm lượng VES-T, điều này được thể hiện qua kết quả nghiên cứu độ nhớt của dung dịch được bổ sung 3%, 5%, 8% VES-T, giá trị độ nhớt tăng khi tăng hàm lượng VES-T. Ưu điểm của chất tạo độ nhớt này là được phá hủy theo thời gian hoặc dễ dàng phá hủy bằng các hóa phẩm khác như dung môi đồng hòa tan, các chất oxy hóa. Thời gian phá hủy sẽ được điều chỉnh theo yêu cầu để vừa đảm bảo được yêu cầu sử dụng dung dịch trong thời gian sửa giếng.

Kết quả nghiên cứu cho thấy triển vọng ứng dụng hệ dung dịch PV-BrinVis trong công tác sửa giếng, hoàn thiện giếng với khả năng bảo toàn độ thẩm của vỉa chứa,

tương hợp với lưu thể vỉa, ổn định nhiệt trong thời gian 3 - 20 ngày.

Tài liệu tham khảo

- [1] Ambuj Gupta, "Identification and development brine-based high temperature-high pressure viscosifier having thermal stability for drilling completion fluids", *International Journal of Computational Science and Engineering*, Vol. 9, No. 9, 2019.
- [2] Vũ Mạnh Hào, Lê Quốc Trung và Lê Vũ Quân, "Bài học kinh nghiệm về công tác hoàn thiện giếng tại bể Cửu Long", *Tạp chí Dầu khí*, Số 12, trang 12 - 19, 2014.
- [3] J.D. Downs, M. Blaszczyński, J. Turner, and M. Harris, "Drilling and Completing difficult HP/HT wells with the aid of cesium formate brines - A performance review", *IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, USA, February 2006*. DOI: 10.2118/99068-MS.
- [4] E.O. Mbah, N.P. Ohia, and NI Onugha, "Evaluation of completion fluid turbidity and total suspended solids trends in Southern Nigeria", *International Journal of Current Advanced Research*, Vol. 4, No. 9, pp 392 - 398, 2015.
- [5] Siv Howard, EcoForm, John Downs, and Cabot Specialty Fluids, "Formate fluids optimize production rate", *AADE 2005 National Technical Conference and Exhibition, Wyndam Greenspoint in Houston, Texas, April 5 - 7, 2005*.
- [6] Mohammad Hasan Badizad, Mohammad Mehdi Koleini, Remco Hartkamp, Shahab Ayatollahi, and Mohammad Hossein Ghazanfari, "How do ions contribute to brine-hydrophobic hydrocarbon Interfaces?", *Journal of Colloid and Interface Science*, Vol. 575, pp. 337 - 346, 2020. Doi: 10.1016/j.jcis.2020.04.060.
- [7] Olga A. Francisco, Hayden M. Glor, and Mazdak Khajepour, "Salt effects on hydrophobic solvation: Is the observed salt specificity the result of excluded volume effects or water mediated ion-hydrophobe association?", *European Journal Chemphyschem*, Vol. 21, No. 6, pp. 484 - 493, 2020. DOI: 10.1002/cphc.201901000.
- [8] Behnam Akhavan, Karyn Jarvis, and Peter Majewski, "Hydrophobic plasma polymer coated silica particles for petroleum hydrocarbon removal", *ACS Applied Materials & Interfaces*, Vol. 5, No. 17, pp. 8563 - 8571, 2013. DOI: 10.1021/am4020154.
- [9] Diankui Fu, Yiyan Chen, and Zhijun Xiao, "Viscoelastic surfactant fluids stable at high brine concentration and methods of using same", 2006.

[10] Hoàng Hồng Lĩnh, “Giáo trình dung dịch khoan và sửa giếng”. VSP, 2007.

completion and workover fluids”, Aalborg University Esbjerg, Oil and Gas Technology K10og-F14. Esbjerg, 2014.

[11] Alexandru Chiriac, “Reservoir Drill - in fluids,

SELECTING HIGH-DENSITY FLUIDS FOR WELL COMPLETION AND WORKOVER WITHOUT RESERVOIR PERMEABILITY IMPAIRMENT

Ngo Thanh Mai¹, Do Thanh Trung¹, Kieu Anh Trung¹, Le Van Cong²

¹PVChem - Tech Company Ltd.

²PVchem Drilling Mud and Services Company Ltd. (DMC)

Email: maint@pvchem.com.vn

Summary

Well workover fluids have technical and technological characteristics similar to well completion fluids but require a low solid phase content to avoid adversely affecting the natural permeability of the near-wellbore zone. Additionally, these fluids need to be thermally stable, non-corrosive to equipment, safe for humans, and environmentally friendly. Well workover fluids are used to restore oil productivity and extend well lifespan, thereby enhancing its economic efficiency [1].

The paper presents the research and blending results of the PV-BrinVis fluid system used in well workover and completion processes. The system is based on salts with a density range of 1.3 - 2.0 combined with viscoelastic surfactants and surface hydrophobizing agents for reservoir rocks, along with other additives such as corrosion inhibitors and oxygen scavengers. The system will create a suitable rheological fluid that can adjust the density within the required range while also having the capability to clean the well. The viscoelastic surfactants can be easily flushed out of the near-wellbore zone after the well workover process without causing sub-well contamination. With this excellent clay inhibition properties and low corrosion rates, this advanced salt-based drilling fluid system offers many advantages, preserving the reservoir permeability as well as the integrity of equipment during well completion, workover and maintenance.

Key words: Drilling fluid, well completion, well workover.

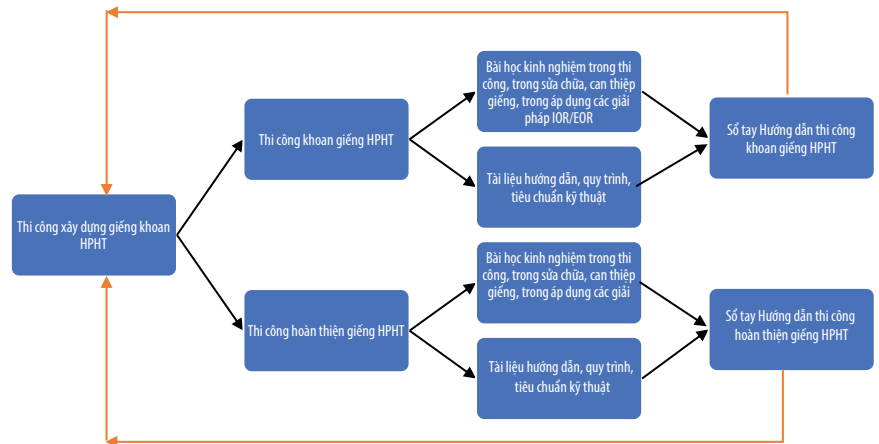
NGHIÊN CỨU, BIÊN SOẠN SỔ TAY HƯỚNG DẪN THI CÔNG HOÀN THIỆN GIẾNG KHOAN DẦU KHÍ TRONG ĐIỀU KIỆN NHIỆT ĐỘ CAO, ÁP SUẤT CAO

Thi công và hoàn thiện giếng khoan dầu khí trong điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao là thách thức đối với các nhà điều hành cũng như các công ty dịch vụ, từ quá trình thi công xây dựng giếng khoan cũng như vận hành khai thác sau này, đó là thi công khoan, thi công hoàn thiện giếng, sửa chữa giếng, áp dụng giải pháp IOR/EOR, thiết bị đặc thù... Cùng với đó, công tác quản lý rủi ro, kiểm soát chi phí đối với các giếng trong điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao, đòi hỏi các nhà quản lý, các nhà điều hành phải có cách tiếp cận khác so với các giếng khoan ở điều kiện thông thường.

Trong thời gian gần đây, các cụm mỏ/mỏ có điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao đã được đưa vào khai thác/phát triển như: Hải Thạch - Mộc Tinh (Lô 05-2 & 05-3), Sao Vàng - Đại Nguyện (Lô 05-1c) và Sư Tử Trắng (Lô 15-1)... Trong đó, công tác thi công hoàn thiện giếng hiệu quả, an toàn đã góp phần quan trọng trong việc vận hành khai thác ổn định và an toàn tại các giếng thuộc mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh, Sư Tử Trắng cũng như đảm bảo công tác phát triển mỏ đúng tiến độ tại mỏ Sao Vàng, Đại Nguyện.

Trong quá trình vận hành khai thác, có một số giếng đã phát sinh vấn đề như: ngưng tụ condensate tại vùng lân cận đáy giếng, lắng đọng thành phần lỏng tại đáy giếng. Một số giải pháp khắc phục đã được nghiên cứu để xuất như khai thác tuần hoàn kết hợp bơm ép khí theo chu kỳ vào giếng, lắp đặt ống gia tốc nhằm điều tiết vận tốc dòng sản phẩm đi lên trong giếng, ... song việc áp dụng gặp nhiều khó khăn do đặc điểm áp suất cao, nhiệt độ cao của tầng sản phẩm và cấu trúc hoàn thiện giếng phức tạp.

Tiếp theo Hướng dẫn thi công giếng khoan dầu khí trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao (Petrovietnam HPHT



Hình 1. Quy trình nghiên cứu, biên soạn tài liệu hướng dẫn thi công xây dựng giếng khoan HPHT.

Drilling Operation Manual), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã tiếp tục bổ sung hoàn thiện các tài liệu hướng dẫn thi công xây dựng giếng khoan, giao Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) nghiên cứu, biên soạn "Sổ tay hướng dẫn thi công hoàn thiện giếng khoan dầu khí trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao" (Petrovietnam HPHT Well Completion Manual).

Từ các bài học kinh nghiệm trong quá trình lựa chọn thiết kế và thi công hoàn thiện giếng trong điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao tại các mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh, Sao Vàng, Đại Nguyện, Sư Tử Trắng, nhóm tác giả đã soạn thảo Sổ tay hướng dẫn điều hành, thi công hoàn thiện giếng với các quy trình/hướng dẫn thi công, tiêu chuẩn áp dụng, trình tự tiến hành và các chỉ dẫn liên quan đến công tác thi công hoàn thiện giếng trong điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao; hướng dẫn lập kế hoạch, danh mục các công việc cần kiểm tra, các công việc cần chuẩn bị, xây dựng chương trình hoàn thiện giếng trong điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao và các công tác liên quan.

Để thực hiện nhiệm vụ này, VPI đã phối hợp cùng Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC), Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) và các chuyên gia trong lĩnh vực khoan và hoàn

thiện giếng. Nhóm tác giả đã tham khảo các tài liệu liên quan của các công ty dầu khí quốc tế; nghiên cứu các tài liệu hướng dẫn thi công hoàn thiện giếng của các đơn vị; các bài học kinh nghiệm trong công tác quản lý, chuẩn bị (kỹ thuật và thương mại), điều hành thi công hoàn thiện giếng tại các mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh, Sao Vàng, Đại Nguyện, Sư Tử Trắng...

Sổ tay Hướng dẫn thi công hoàn thiện giếng khoan dầu khí trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao (được biên soạn bằng tiếng Anh và tiếng Việt, đồng thời được xây dựng dưới dạng tài liệu số với phiên bản web và app) cung cấp các hướng dẫn cụ thể, đảm bảo tuân thủ/phù hợp với thông lệ dầu khí quốc tế, có khả năng hỗ trợ trực tiếp và gián tiếp trong công tác thiết kế, chuẩn bị và thi công hoàn thiện giếng ở điều kiện áp suất cao, nhiệt độ cao; góp phần nâng cao hiệu quả quản lý khai thác mỏ, tối ưu chi phí vận hành, phát triển mỏ.

Sau khi được ban hành, Sổ tay này sẽ góp phần hoàn thiện hệ thống tài liệu liên quan đến bộ cơ sở dữ liệu tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, góp phần nâng cao hiệu quả quản lý khai thác mỏ, tối ưu chi phí vận hành, phát triển mỏ.

Lê Vũ Quân (giới thiệu)